PROSPEKT EMISYJNY

AKCJI PGNiG SPÓŁKA AKCYJNA
Z SIEDZIBĄ W WARSZAWIE

ul. Krucza 6/14, 00-537 Warszawa

Adres głównej strony internetowej: www.pgnig.pl

Podmiotem Dominującym w stosunku do PGNiG jest Skarb Państwa reprezentowany przez Ministra Skarbu Państwa.

Na podstawie Prospektu do publicznego obrotu wprowadza się 4.250.000.000 (cztery miliardy dwieście pięćdziesiąt milionów) akcji zwykłych na okaziciela serii A o wartości nominalnej 1 (jeden) PLN każda, 750.000.000 (siedemset pięćdziesiąt milionów) akcji zwykłych na okaziciela serii A1 o wartości nominalnej 1 (jeden) PLN każda oraz wprowadza się do publicznego obrotu do 900.000.000 (dziewięciuset milionów) akcji zwykłych na okaziciela serii B o wartości nominalnej 1 (jeden) PLN każda. Na podstawie Prospektu oferuje się 900.000.000 (dziewięćset milionów) akcji zwykłych na okaziciela serii B o wartości nominalnej (jeden) PLN każda. Ponadto do obrotu giełdowego zostanie wprowadzonych do 900.000.000 (dziewięciuset milionów) Praw Do Akcji Serii B.

	Cena Emisyjna	Prowizja subemitentów i inne koszty*	Rzeczywiste wpływy Emitenta
Na jednostkę	[●]	0,043 PLN	[●]
Razem	[●]	38.515.000 PLN	[●]

* Koszty nie zawierają wynagrodzenia subemitenta inwestycyjnego. Ostateczna wielkość kosztów Emisji zostanie przekazana do publicznej wiadomości w formie Raportu Bieżącego.

W ramach Oferty Publicznej oferuje się łącznie 900.000.000 (dziewięćset milionów) Akcji Serii B. Zapisy na Akcje Serii B przyjmowane będą w następujących transzach:

- w Transzy Inwestorów Indywidualnych oferuje się 270.000.000 (dwieście siedemdziesiąt milionów) Akcji Serii B;
- w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oferuje się 270.000.000 (dwieście siedemdziesiąt milionów) Akcji Serii B;
- w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych oferuje się 270.000.000 (dwieście siedemdziesiąt milionów) Akcji Serii B;
- a w Dodatkowej Puli Akcji oferuje się 90.000.000 (dziewięćdziesiąt milionów) Akcji Serii B.

Emitent zastrzega sobie prawo do zwiększenia liczby Akcji Serii B zaoferowanych w poszczególnych transzach o całość lub część Akcji Serii B stanowiących Dodatkową Pulę Akcji, a także zastrzega sobie możliwość dokonania przesunięć Akcji Oferowanych pomiędzy poszczególnymi transzami. Przesunięcia te nie mogą jednak powodować zmniejszenia liczby Akcji Serii B zaoferowanych w Transzy Inwestorów Indywidualnych, chyba że popyt w tej transzy będzie mniejszy od liczby Akcji Serii B w niej zaoferowanych. Ponadto przesunięcia te nie mogą powodować zmniejszenia liczby Akcji Serii B zaoferowanych łącznie w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oraz Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych poniżej 30% Akcji Oferowanych, chyba że popyt w tych transzach będzie mniejszy. Emitent zastrzega sobie również prawo do zmiany wielkości Emisji, o której mowa w pkt. 2.12.1 Rozdziału III Prospektu.

Zapisy w Transzy Inwestorów Indywidualnych przyjmowane będą w dniach 13–21 czerwca 2005 r. po maksymalnej cenie z Przedziału Cenowego za pośrednictwem domów maklerskich wskazanych w Załączniku nr 6 do Prospektu. Termin składania zapisów jest podzielony na dwa okresy: Okres Pierwszy w dniach 13–17 czerwca 2005 r. oraz Okres Drugi w dniach 20–21 czerwca 2005 r. Inwestorzy składający zapisy w Transzy Inwestorów Indywidualnych mogą zapisać się na minimum 10 (dziesięć) Akcji Serii B i maksymalnie na 200.000 (dwieście tysięcy) Akcji Serii B. Przydział Akcji w Transzy Inwestorów Indywidualnych zostanie dokonany odrębnie dla zapisów złożonych w Okresie Pierwszym i Okresie Drugim na specjalnej sesji GPW, którego szczegóły opisano w pkt. 2.11.1.7 Rozdziału III Prospektu.

Zapisy w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oraz w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych poprzedzone zostaną procedurą budowania Księgi Popytu, która zostanie przeprowadzona w dniach 13–22 czerwca 2005 r., z zastrzeżeniem, że w dniu 22 czerwca 2005 r. będzie ona trwała do godz. 12-tej. W procesie budowania Księgi Popytu Inwestor może złożyć deklarację na nie mniej niż 200.000 (dwieście tysięcy) Akcji Oferowanych i nie więcej niż na maksymalną liczbę Akcji Serii B oferowanych w danej transzy Inwestorów instytucjonalnych w ramach Przedziału Cenowego. Deklaracje nabycia w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych mają charakter wiążący. Wiążące Deklaracje Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B oraz zapisy na Akcje Serii B będą przyjmowane w Punktach Obsługi Klientów wskazanych w Załączniku nr 6A do Prospektu. Przedział Cenowy oraz Cena Emisyjna (wyznaczona na podstawie wyników procesu budowania Księgi Popytu) zostaną podane do publicznej wiadomości w formie Raportu Bieżącego w terminach określonych w pkt. 2.10.2 i 2.10.3 Rozdziału III Prospektu. Na podstawie wyników procesu budowania Księgi Popytu Zarząd, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, w porozumieniu z Oferującym i Globalnym Koordynatorem, dokona Wstępnego Przydziału Akcji Oferowanych. Wstępny Przydział będzie miał charakter uznaniowy i nastąpi w dniu 22 czerwca 2005 r. Ostateczny przydział Akcji Oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych i Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych, Inwestorom wpisanym na Listę Wstępnego Przydziału, nastąpi w ciągu 3 dni roboczych od dnia zakończenia zapisów w obu transzach, pod warunkiem złożenia i opłacenia zapisu na Akcje Serii B zgodnie z Listą. Przydział Akcji Oferowanych w obu transzach zostanie dokonany przez Zarząd, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, z zastrzeżeniem, iż w przypadku rozbieżności pomiędzy Zarządem i Radą Nadzorczą decyzję o przydziale Akcji Oferowanych podejmie Walne Zgromadzenie na wniosek Zarządu wraz z uzasadnieniem. Zapisy w Transzy Krajowych

Inwestorów Instytucjonalnych i Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych przyjmowane będą w dniach 23–28 czerwca 2005 r. po Cenie Emisyjnej. Zapisy w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych będą mogli złożyć również Inwestorzy, którzy nie brali udziału w procesie budowania Księgi Popytu, a którzy w terminach wskazanych powyżej, tj. 23–28 czerwca 2005 r., złożą zapis na minimum 200.000 (dwieście tysięcy) i maksymalnie na liczbę Akcji Serii B oferowanych w tej transzy. Inwestorzy ci muszą liczyć się z preferencją przydziału Akcji uczestnikom procesu budowania Księgi Popytu.

Szczegółowe zasady dystrybucji i przydziału Akcji Oferowanych w Ofercie Publicznej zostały opisane w pkt. 2.10, 2.11 oraz 2.12 Rozdziału III Prospektu.

Przeprowadzenie subskrypcji Akcji Oferowanych w Ofercie Publicznej nie nastąpi w trybie wykonania umowy o subemisję usługową. Na dzień 24 maja 2005 r. Emitent nie zawarł umowy lub umów o subemisję inwestycyjną. Emitent rozważa zawarcie umowy o subemisję inwestycyjną w związku z Emisją. W przypadku zawarcia umowy lub umów o subemisję inwestycyjną informacja taka zostanie podana do publicznej wiadomości w formie Raportu Bieżącego.

Na dzień aktualizacji Prospektu, żadne papiery wartościowe emitowane przez Emitenta nie są notowane na jakimkolwiek rynku papierów wartościowych, jak również nie były wystawiane w związku z papierami wartościowymi emitowanymi przez Spółkę kwity depozytowe. W październiku 2001 roku spółka zależna Emitenta - PGNiG Finance B.V. z siedzibą w Amsterdamie w Holandii - utworzona na potrzeby finansowania działalności Emitenta, dokonała emisji Euroobligacji o łącznej wartości nominalnej 800.000 tys. EUR. Euroobligacje zostały dopuszczone do obrotu na giełdzie papierów wartościowych w Luksemburgu. W dniu 6 kwietnia 2005 r. Euroobligacje zostały wykupione i umorzone.

Planowane jest wprowadzenie Akcji Oferowanych do obrotu na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. na rynku podstawowym. Wprowadzenie Akcji Oferowanych do obrotu na GPW powinno nastąpić nie później niż w ciągu dwóch miesięcy od dnia zamknięcia Oferty Publicznej, przy czym zamiarem Emitenta jest, aby do tego czasu możliwy był obrót na GPW Prawami do Akcji Serii B.

Inwestowanie w papiery wartościowe objęte Prospektem łączy się z ryzykiem właściwym dla instrumentów rynku kapitałowego o charakterze udziałowym oraz ryzykiem związanym z przedsiębiorstwem Emitenta.

Głównymi czynnikami ryzyka są: wahania cen gazu i ropy naftowej, ryzyko kursowe, ryzyko konkurencji, ryzyka związane z działalnością operacyjną oraz nieprzewidzianymi zdarzeniami, ryzyko związane z wydzieleniem działalności przesyłowej i zbyciem udziałów w PGNiG Przesył, ryzyko związane z pozyskaniem nowych zasobów i znacznym spadkiem posiadanych zasobów, ryzyko przerw w dostawach gazu, ryzyko związane z korzystaniem z informacji geologicznej stanowiącej własność Skarbu Państwa, wpływ Skarbu Państwa jako większościowego Akcjonariusza na działalność PGNiG oraz ryzyka regulacyjne. Szczegółowy opis czynników ryzyka znajduje się w pkt. 2 Rozdziału I.

Wprowadzanie Akcji do publicznego obrotu odbywa się wyłącznie na warunkach i zgodnie z zasadami określonymi w Prospekcie, który jest jedynym prawnie wiążącym dokumentem zawierającym informacje o Akcjach, Ofercie i Emitencie.

Oświadczenie Komisji Papierów Wartościowych i Giełd

Komisja Papierów Wartościowych i Giełd oceniła, że w przedstawionych dokumentach zostały zamieszczone wszystkie informacje i dane wymagane przepisami prawa.

Komisja Papierów Wartościowych i Giełd nie ponosi odpowiedzialności z tytułu ryzyka inwestycyjnego związanego z nabywaniem papierów wartościowych oferowanych w niniejszym Prospekcie Emisyjnym.

Komisja podkreśla, że odpowiedzialność za wybór procedury Oferty spoczywa na Emitencie, zaś odpowiedzialność za jej przeprowadzenie na domu maklerskim pełniącym funkcję Oferującego. Decyzją nr DIF/E/4110/35/41/2005 z dnia 24 maja 2005 r. Komisja Papierów Wartościowych i Giełd dopuściła do publicznego obrotu papiery wartościowe objęte tym Prospektem Emisyjnym.

Globalnym Koordynatorem Oferty jest HSBC Bank Plc
z siedzibą w Londynie

HSBC

Podmiotem Oferującym Akcje Oferowane w publicznym obrocie papierami wartościowymi jest BDM PKO BP S.A.
z siedzibą w Warszawie

BDM

Prospekt został sporządzony w Warszawie w dniu 31 grudnia 2004 r. i zawiera informacje aktualizujące jego treść do dnia 31 marca 2005 r., chyba że w treści Prospektu wskazano inaczej. Termin ważności Prospektu upływa z dniem dokonania ostatecznego przydziału Akcji Oferowanych, ogłoszenia o niedojściu Oferty do skutku lub ogłoszenia o odwołaniu Oferty, albo ogłoszenia o odstąpieniu od Oferty Publicznej na zasadach określonych w Prospekcie, jednak nie później niż 31 grudnia 2005 r.

Prospekt w formie drukowanej zostanie udostępniony do publicznej wiadomości na siedem dni roboczych przed dniem rozpoczęcia Oferty Publicznej w siedzibie Emitenta (Warszawa, ul. Krucza 6/14), w siedzibie Oferującego (Warszawa, ul. Puławska 15), w siedzibie Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. (Warszawa, ul. Książęca 4) oraz w Centrum Informacyjnym Komisji Papierów Wartościowych i Giełd (Warszawa, Pl. Powstańców Warszawy 1). Prospekt udostępniony będzie również w sieci Internet na stronie internetowej Emitenta – www.pgnig.pl.

Skrót Prospektu zostanie opublikowany w dzienniku ogólnopolskim: Gazeta Giełdy „Parkiet" oraz „Rzeczpospolita" najpóźniej na 7 dni roboczych przed rozpoczęciem Oferty Publicznej.

W związku z Emisją nie będą wystawiane poza granicami Rzeczypospolitej Polskiej kwity depozytowe.

Od dnia udostępnienia Prospektu do publicznej wiadomości, w okresie jego ważności, każda informacja powodująca zmianę w treści Prospektu będzie przekazywana równocześnie KPWiG oraz GPW niezwłocznie po zajściu zdarzeń lub okoliczności, które uzasadniają ich przekazanie, lub po powzięciu o nich wiadomości, nie później jednak niż w terminie 24 godzin. Po upływie 20 minut od chwili przekazania informacji tym podmiotom informacja taka zostanie przekazana także PAP. W przypadku, gdy zmiana danych zawartych w Prospekcie mogłaby w sposób znaczący wpłynąć na cenę lub wartość Akcji, PGNiG opublikuje je w dzienniku Gazeta Giełdy „Parkiet" oraz „Rzeczpospolita" w terminie 7 dni od dnia powzięcia o nich informacji.

W ZWIĄZKU Z OFERTĄ PUBLICZNĄ PODMIOT STABILIZUJĄCY MOŻE NABYWAĆ NA GPW PDA SERII B LUB AKCJE SERII B W CELU STABILIZACJI ICH KURSU GIEŁDOWEGO NA POZIOMIE WYŻSZYM NIŻ POZIOM, KTÓRY USTALIŁBY SIĘ W INNYCH OKOLICZNOŚCIACH. NABYWANIE PDA SERII B LUB AKCJI SERII B W RAMACH TRANSAKCJI STABILIZACYJNYCH BĘDZIE DOKONYWANE NA ZASADACH OKREŚLONYCH W ROZPORZĄDZENIU W SPRAWIE STABILIZACJI. POWYŻSZE TRANSAKCJE NABYCIA PDA SERII B LUB AKCJI SERII B BĘDĄ MOGŁY BYĆ DOKONYWANE PRZEZ OKRES NIE DŁUŻSZY NIŻ 30 DNI OD DNIA ROZPOCZĘCIA NOTOWAŃ PDA SERII B NA GPW PO CENIE NIE WYŻSZEJ NIŻ CENA EMISYJNA. PODMIOT STABILIZUJĄCY NIE JEST JEDNAK ZOBOWIĄZANY DO POWYŻSZYCH DZIAŁAŃ STABILIZACYJNYCH. JEŻELI DZIAŁANIA TAKIE ZOSTANĄ PODJĘTE MOGĄ ZOSTAĆ PRZERWANE W KAŻDYM CZASIE, JEDNAK NIE PÓŹNIEJ NIŻ Z UPŁYWEM OKRESU STABILIZACJI. NIE MA PEWNOŚCI, ŻE DZIAŁANIA TE, JEŻELI ZOSTANĄ PODJĘTE, OSIĄGNĄ ZAMIERZONE REZULTATY.

W ZWIĄZKU Z POTENCJALNYMI TRANSAKCJAMI STABILIZACYJNYMI PRZEWIDUJE SIĘ, ŻE SPÓŁKA UDZIELI PODMIOTOWI STABILIZUJĄCEMU OPCJI STABILIZACYJNEJ, NA MOCY KTÓREJ PODMIOT STABILIZUJĄCY BĘDZIE UPRAWNIONY DO PRZENIESIENIA NA SPÓŁKĘ DO 80.000 TYS. PDA SERII B ALBO AKCJI SERII B ZA CENĘ NIE WYŻSZĄ NIŻ CENA EMISYJNA. OPCJA STABILIZACYJNA BĘDZIE MOGŁA BYĆ WYKONANA PRZEZ PODMIOT STABILIZUJĄCY W TERMINIE CZTERECH DNI ROBOCZYCH PO ZAKOŃCZENIU STABILIZACJI, PRZY CZYM NIE WCZEŚNIEJ NIŻ W 25. DNIU OD ROZPOCZĘCIA NOTOWAŃ PDA SERII B NA GPW. PRZENIESIENIE AKCJI SERII B NASTĄPI NA PODSTAWIE ZEZWOLENIA KPWiG WYDANEGO ZGODNIE Z ART. 93 PRAWA O PUBLICZNYM OBROCIE PAPIERAMI WARTOŚCIOWYMI.

INFORMACJE NA TEMAT STABILIZACJI BĘDĄ PRZEKAZYWANE NA ZASADACH PRZEWIDZIANYCH W ROZPORZĄDZENIU W SPRAWIE STABILIZACJI. W SZCZEGÓLNOŚCI PODMIOT STABILIZUJĄCY BĘDZIE PRZEKAZYWAŁ KPWIG SZCZEGÓŁOWE INFORMACJE NA TEMAT DOKONANYCH TRANSAKCJI STABILIZACYJNYCH NA DANEJ SESJI GIEŁDOWEJ W TERMINIE 7 DNI OD DATY SESJI GIEŁDOWEJ, NA KTÓREJ DOKONYWAŁ TRANSAKCJI STABILIZACYJNYCH. POWYŻSZE INFORMACJE NIE ZOSTANĄ PODANE DO PUBLICZNEJ WIADOMOŚCI. PONADTO W TERMINIE 6 DNI OD UPŁYWU OKRESU STABILIZACJI PODMIOT STABILIZUJĄCY PRZEKAŻE EMITENTOWI INFORMACJE NA TEMAT FAKTU PODJĘCIA STABILIZACJI, DAT DOKONANIA PIERWSZEJ I OSTATNIEJ TRANSAKCJI STABILIZACYJNEJ, PRZEDZIAŁU CENOWEGO, W RAMACH KTÓREGO DOKONYWANE BYŁY TRANSAKCJE STABILIZACYJNE, DLA KAŻDEJ Z DAT DOKONYWANIA TRANSAKCJI STABILIZACYJNYCH. INFORMACJE TE ZOSTANĄ NASTĘPNIE PODANE PRZEZ EMITENTA DO PUBLICZNEJ WIADOMOŚCI W TRYBIE ART. 81 UST. 1 PRAWA O PUBLICZNYM OBROCIE PAPIERAMI WARTOŚCIOWYMI.

POZA GRANICAMI RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ PROSPEKT NIE MOŻE BYĆ TRAKTOWANY JAKO PROPOZYCJA LUB OFERTA NABYCIA AKCJI, CHYBA, ŻE NA DANYM TERYTORIUM TAKA PROPOZYCJA LUB OFERTA MOGŁYBY ZOSTAĆ ZŁOŻONE ZGODNIE Z PRAWEM, BEZ KONIECZNOŚCI SPEŁNIENIA JAKICHKOLWIEK DODATKOWYCH WYMOGÓW PRAWNYCH, W TYM WYMOGÓW REJESTRACYJNYCH. KAŻDY INWESTOR ZAMIESZKAŁY BĄDŹ MAJĄCY SIEDZIBĘ POZA GRANICAMI RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ POWINIEN ZAPOZNAĆ SIĘ Z PRZEPISAMI PRAWA RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ ORAZ PRAWA JAKIEGOKOLWIEK INNEGO PAŃSTWA, POD KTÓREGO JURYSDYKCJĄ MOŻE SIĘ ZNAJDOWAĆ.

AKCJE OFEROWANE NIE ZOSTAŁY I NIE ZOSTANĄ ZAREJESTROWANE ZGODNIE Z AMERYKAŃSKĄ USTAWĄ O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH LUB INNYMI PRZEPISAMI PRAWA OBOWIĄZUJĄCYMI W JAKIMKOLWIEK INNYM PAŃSTWIE NIŻ RZECZPOSPOLITA POLSKA I NIE MOGĄ BYĆ OFEROWANE LUB SPRZEDAWANE W STANACH ZJEDNOCZONYCH AMERYKI ORAZ W INNYCH PAŃSTWACH GDZIE TAKA REJESTRACJA JEST WYMAGANA I NIE ZOSTAŁA DOKONANA, ANI TEŻ OFEROWANE LUB SPRZEDAWANE JAKIEJKOLWIEK „OSOBIE AMERYKAŃSKIEJ" (ZGODNIE Z DEFINICJĄ ZAWARTĄ W REGULACJI S), Z WYJĄTKIEM TRANSAKCJI DOKONYWANYCH POZA GRANICAMI STANÓW ZJEDNOCZONYCH AMERYKI NA MOCY REGULACJI S.

INFORMACJE ZAWARTE W PROSPEKCIE, KTÓRE NIE STANOWIĄ FAKTÓW HISTORYCZNYCH, SĄ STWIERDZENIAMI DOTYCZĄCYMI PRZYSZŁOŚCI. STWIERDZENIA TE MOGĄ W SZCZEGÓLNOŚCI DOTYCZYĆ STRATEGII EMITENTA, ROZWOJU JEGO DZIAŁALNOŚCI, PROGNOZ RYNKOWYCH, PLANOWANYCH NAKŁADÓW INWESTYCYJNYCH LUB PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW. STWIERDZENIA TAKIE MOGĄ BYĆ IDENTYFIKOWANE POPRZEZ UŻYCIE WYRAŻEŃ DOTYCZĄCYCH PRZYSZŁOŚCI TAKICH JAK NP. „UWAŻAĆ", „SPODZIEWAĆ SIĘ", „MOŻE", BĘDZIE", „POWINNO", „PRZEWIDUJE SIĘ", „ZAKŁADA", ICH ZAPRZECZEŃ, ICH ODMIAN LUB ZBLIŻONYCH TERMINÓW. ZAWARTE W PROSPEKCIE STWIERDZENIA DOTYCZĄCE SPRAW NIEBĘDĄCYCH FAKTAMI HISTORYCZNYMI NALEŻY TRAKTOWAĆ WYŁĄCZNIE JAKO PRZEWIDYWANIA WIĄŻĄCE SIĘ Z RYZYKIEM I NIEPEWNOŚCIĄ. EMITENT NIE MOŻE ZAPEWNIĆ, ŻE PRZEWIDYWANIA TE ZOSTANĄ SPEŁNIONE, W SZCZEGÓLNOŚCI NA SKUTEK WYSTĄPIENIA CZYNNIKÓW RYZYKA OPISANYCH W PROSPEKCIE.

ROZDZIAŁ I
PODSUMOWANIE I CZYNNIKI RYZYKA

1 STRESZCZENIE NAJWAŻNIEJSZYCH INFORMACJI ODNOŚNIE GRUPY PGNiG

1.1 Wstęp

W Prospekcie, spośród podmiotów wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGNiG, wyodrębniona została Grupa PGNiG, w skład której wchodzi PGNiG, 6 Spółek Gazownictwa oraz EuRoPol GAZ. Ww. spółki, opisywane w Prospekcie jako Grupa PGNiG, mają kluczowe znaczenie dla działalności Grupy Kapitałowej PGNiG, a ich łączny przychód w roku 2004 stanowił 93% przychodów całej Grupy Kapitałowej PGNiG (przed korektami konsolidacyjnymi). Charakter powiązań pomiędzy podmiotami wchodzącymi w skład Grupy PGNiG pozwala na opisywanie ich działalności tak jakby Grupa PGNiG stanowiła jedną jednostkę. Działalność pozostałych spółek wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGNiG nie ma istotnego znaczenia dla działalności całej Grupy Kapitałowej PGNiG, w związku z czym, oprócz podstawowych danych na ich temat zawartych w Rozdziale IV Prospektu, Prospekt nie zawiera informacji na temat ich działalności. Wszelkie dane finansowe w Prospekcie zostały jednakże podane dla PGNiG bądź Grupy Kapitałowej PGNiG, gdyż dla Grupy PGNiG nie są sporządzane odrębne sprawozdania finansowe.

1.2 Specyfika i charakter działalności Grupy PGNiG

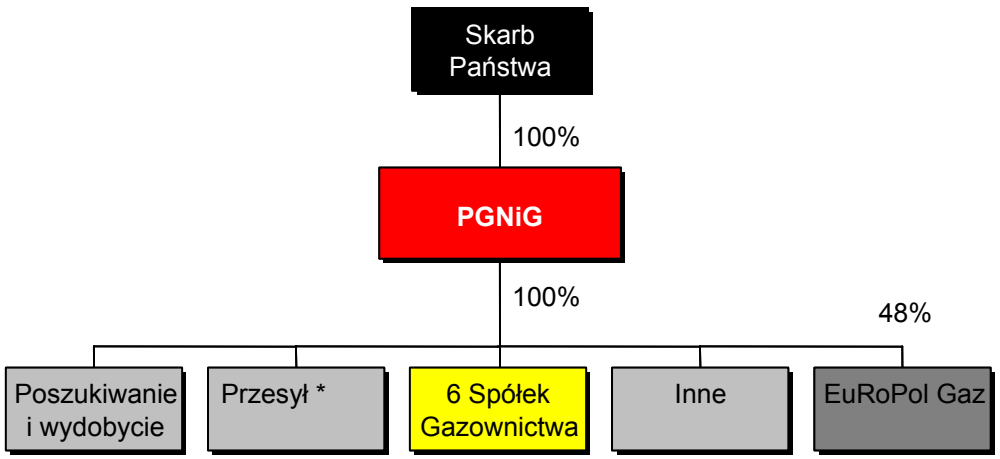
PGNiG jest największą polską spółką działającą na polskim rynku poszukiwania i wydobycia gazu i jedyną pionowo zintegrowaną spółką w polskim sektorze gazowym, posiadającą wiodącą pozycję we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju.

PGNiG zostało utworzone z dniem 1 września 1982 r. jako Przedsiębiorstwo Państwowe PGNiG. Historia działalności podmiotów tworzących Grupę Kapitałową PGNiG sięga jednak XIX wieku. W dniu 30 października 1996 r. Przedsiębiorstwo Państwowe PGNiG zostało przekształcone w spółkę akcyjną ze 100% udziałem Skarbu Państwa.

Grupa Kapitałowa PGNiG prowadzi działalność przede wszystkim w następujących obszarach:

- poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej;
- sprzedaż wydobytego i importowanego gazu ziemnego oraz sprzedaż ropy naftowej;
- przesył gazu ziemnego;
- magazynowanie gazu ziemnego; oraz
- dystrybucja gazu ziemnego.

Uproszczony schemat powiązań funkcjonalnych w Grupie Kapitałowej PGNiG:



Źródło: PGNiG.

** Działalność przesyłowa jest w trakcie wydzielania z PGNiG do PGNiG Przesył, który będzie pełnił funkcję OSP.*

1.3 Podstawowe produkty, towary lub usługi i rynki działalności Grupy PGNiG

Podstawowymi produktami Emitenta i Grupy Kapitałowej PGNiG są gaz ziemny i ropa naftowa, których poszukiwanie i wydobycie stanowi istotny element działalności gospodarczej Emitenta. W 2004 roku wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej przez PGNiG wyniosło odpowiednio 4,3 mld m^3 i 644 tys. ton.

Działalność Grupy PGNiG obejmuje również usługi związane z dystrybucją, obrotem i magazynowaniem gazu ziemnego. Grupa Kapitałowa PGNiG posiada 118,3 tys. km sieci, w tym 15,6 tys. km sieci przesyłowych oraz 102,3 tys. km sieci dystrybucyjnych oraz 6 podziemnych magazynów gazu o łącznej pojemności roboczej 1,49 mld m^3.

System przesyłowy i połączenia międzysystemowe z krajami ościennymi stanowią podstawę świadczenia usług przesyłowych na terenie kraju, a w przyszłości usług tranzytowych. Ponadto PGNiG posiada 48% w kapitale zakładowym spółki EuRoPol GAZ, będącej właścicielem polskiego odcinka Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, którego operatorem jest PGNiG. PGNiG jako operator Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia zobowiązany jest do sterowania przepływem gazu, sporządzania bilansu przepływu gazu w gazociągu, współpracy ze służbami dyspozytorskimi operatorów innych odcinków Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, optymalizacji pracy systemu gazociągów oraz prowadzenia sprawozdawczości w zakresie uzgodnionym z EuRoPol GAZ.

Grupa Kapitałowa PGNiG świadczy usługi związane z dystrybucją gazu ziemnego za pośrednictwem 6 Spółek Gazownictwa, w których PGNiG posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym. Spółki te dostarczają gaz do ok. 7 mln odbiorców, w tym przedsiębiorców i gospodarstw domowych.

PGNiG jest największym importerem gazu w Polsce w ramach długoterminowego kontraktu importowego z Rosji oraz trzech kontraktów średnioterminowych na dostawy z Krajów Azji Środkowej, Norwegii oraz Niemiec.

Głównym rynkiem działalności Grupy Kapitałowej PGNiG jest rynek krajowy, na którym w 2004 roku zrealizowane zostało około 96% całkowitej sprzedaży Grupy Kapitałowej PGNiG.

Grupa Kapitałowa PGNiG eksportuje także niewielkie ilości gazu ziemnego oraz ropy naftowej do Niemiec oraz eksportuje usługi poszukiwawczo-wiertnicze do Kazachstanu, Indii i Pakistanu.

1.4 Plany i przewidywania w zakresie czynników wpływających na przyszłe wyniki Grupy PGNiG

Najważniejszymi czynnikami, które będą miały wpływ na przyszłe wyniki Emitenta i Grupy PGNiG są:

- zmiany metodologii kalkulacji taryf w obrocie paliwami gazowymi;
- zatwierdzenie przez Prezesa URE nowych taryf opracowanych i przedłożonych przez Grupę PGNiG;
- zmiany w zakresie prowadzonej działalności w związku z wydzieleniem PGNiG Przesył;
- kształtowanie się cen ropy naftowej i gazu ziemnego na rynkach światowych;
- planowany wzrost wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej przez PGNiG;
- oczekiwany wzrost zużycia gazu w Polsce;
- nasilenie konkurencji w obszarach, w których działa Grupa PGNiG;
- zbudowanie silnej marki korporacyjnej i produktowej; oraz
- wdrożenie zintegrowanego systemu zarządzania.

Szczegółowe informacje dotyczące wskazanych powyżej czynników zamieszczono w pkt. 4 i 5 Rozdziału VI Prospektu.

1.5 Krótki opis strategii i rozwoju PGNiG

Podstawą średniookresowej strategii Grupy Kapitałowej PGNiG jest jej wiodąca pozycja na krajowym rynku gazu - PGNiG jest jedyną pionowo zintegrowaną spółką w sektorze gazowym w Polsce i posiada dominującą pozycję we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju. PGNiG, mając na względzie atrakcyjność krajowego rynku gazu, zamierza wykorzystać swoją pozycję do dalszego rozwoju.

Strategia rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG w średnim okresie opiera się na czterech filarach:

- wzrost wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej;
- zwiększenie sprzedaży gazu ziemnego;

- ograniczenie ryzyka związanego z prowadzeniem działalności regulowanej; oraz
- wzrost efektywności działalności i obniżenie kosztów.

W celu osiągnięcia celów strategicznych Grupa Kapitałowa PGNiG planuje realizację intensywnego programu inwestycyjnego w latach 2005-2008. W ramach tego programu Spółka przyjęła plan inwestycyjny na rok 2005. W latach 2005-2006 program inwestycyjny będzie w znacznym stopniu współfinansowany ze środków pozyskanych z Oferty Publicznej.

Zwiększenie zdolności produkcyjnych, ograniczenie ryzyka związanego z prowadzeniem działalności regulowanej, poprawa jakości obsługi odbiorców i optymalizacja struktury kosztów powinny umożliwić utrzymanie przez Grupę Kapitałową PGNiG wiodącej pozycji na rynku gazu ziemnego w Polsce oraz zwiększenie efektów finansowych jej działalności.

Szacowana wartość programu inwestycyjnego w latach 2005–2008 wyniesie około 8.750.000 tys. zł, w tym w zakresie wydobycia i poszukiwań, przesyłu, magazynowania i dystrybucji wydatki inwestycyjne wyniosą odpowiednio: ok. 3.600.000 tys. zł, ok. 2.350.000 tys. zł, ok. 350.000 tys. zł i ok. 2.450.000 tys. zł.

1.6 Osoby zarządzające Emitentem

Osobami zarządzającymi Emitentem na dzień 24 maja 2005 r. są:

Imię i nazwisko	**Stanowisko**
Marek Kossowski	Prezes Zarządu
Jan Anysz	Wiceprezes Zarządu
Marek Foltynowicz	Wiceprezes Zarządu
Mieczysław Jakiel	Wiceprezes Zarządu
Paweł Kamiński	Wiceprezes Zarządu
Franciszek Krok	Wiceprezes Zarządu
Maria Teresa Mikosz	Prokurent

1.7 Akcjonariusze posiadający co najmniej 5% głosów na Walnym Zgromadzeniu

Akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% głosów na Walnym Zgromadzeniu jest Skarb Państwa, który posiada 100% Akcji w kapitale zakładowym Spółki oraz 100% głosów na Walnym Zgromadzeniu.

2 CZYNNIKI POWODUJĄCE WYSOKIE RYZYKO DLA NABYWCY AKCJI

Każdy Inwestor powinien starannie przeanalizować informacje zawarte w Prospekcie. Inwestowanie w Akcje łączy się z wysokim ryzykiem właściwym dla instrumentów rynku kapitałowego, a w szczególności z ryzykiem związanym z zagadnieniami przedstawionymi poniżej.

2.1 Czynniki ryzyka związane z działalnością Grupy PGNiG

2.1.1 Wahania cen gazu ziemnego i ropy naftowej

Ceny gazu ziemnego i ropy naftowej uzależnione są od wielu czynników zewnętrznych, które skutkowały wahaniami cen w przeszłości. PGNiG nie ma realnej możliwości kontrolowania wahań cen gazu i ropy naftowej na rynkach międzynarodowych. Ceny gazu w kontraktach importowych wynikają z cen produktów ropopochodnych, na których ceny Spółka nie ma wpływu. Do takich czynników należy zaliczyć:

- globalne i regionalne trendy rozwojowe zarówno gospodarcze, jak i polityczne w regionach zasobnych w surowce energetyczne;
- zmiany w zakresie globalnego i regionalnego popytu oraz podaży na surowce energetyczne;
- wpływ krajów OPEC oraz innych krajów wydobywających surowce energetyczne na poziom wydobycia i ceny;
- ceny alternatywnych paliw, które wpływają na warunki finansowe realizacji umów dostaw gazu;
- polskie i zagraniczne regulacje prawne oraz politykę Rządu;
- sytuację gospodarczą w Polsce i na świecie;

- ceny i dostępność nowych technologii energetycznych; a także
- warunki pogodowe.

W świetle wyżej wymienionych czynników dokładna prognoza zmian cen gazu ziemnego i ropy naftowej obarczona jest wysokim ryzykiem błędu. Niższe ceny gazu ziemnego i ropy naftowej mogą obniżyć ilość gazu ziemnego i ropy naftowej, jaką PGNiG może wydobywać w sposób ekonomicznie uzasadniony albo obniżyć opłacalność planowanych projektów rozwojowych. Natomiast ewentualny znaczący wzrost cen pozyskania gazu, tak długo jak PGNiG zobowiązane jest stosować taryfę zatwierdzaną przez Prezesa URE, może nie być odzwierciedlony w cenach gazu przewidzianych w taryfie, w związku z czym Spółka może nie być w stanie w pełni przenieść wzrostu ceny zakupu gazu na końcowego odbiorcę. Ewentualne zmiany cen gazu ziemnego i ropy naftowej mogą więc mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.2 Ryzyko kursowe

Grupa PGNiG otrzymuje za sprzedaż gazu, stanowiącą główne źródło przychodów, płatności w PLN. Natomiast duża część zobowiązań Grupy PGNiG, w tym w szczególności zobowiązania związane z niektórymi umowami kredytowymi oraz dostawami gazu z importu, są denominowane w EUR i USD. W związku z tym Grupa PGNiG jest narażona na ryzyko kursowe związane ze zmianami kursu PLN wobec EUR i USD. Zobowiązania finansowe z tytułu zawartych przez PGNiG umów kredytowych i pożyczek w walutach obcych na dzień 31 marca 2005 r., wg niezbadanych danych, wynosiły 152.500 tys. USD i 714.700 tys. EUR. W celu minimalizacji m. in. ekspozycji na ryzyko kursowe PGNiG opracowało i wdrożyło „Politykę zarządzania ryzykiem finansowym", która określa podział kompetencji i zadań pomiędzy poszczególne jednostki organizacyjne w procesie zarządzania i kontroli ryzyka. Efektem realizacji ww. polityki jest szereg zawartych transakcji FX forward, swap walutowo-procentowy i opcji walutowych obniżających ekspozycję Spółki na ten rodzaj ryzyka, których wykonanie nie może jednak zapewnić, że ewentualna deprecjacja złotego nie będzie miała negatywnego wpływu na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.3 Ryzyko konkurencji

Ryzyko wystąpienia konkurencyjnych dostawców gazu w świetle zniesienia ograniczeń w stosowaniu zasady TPA i utraty odbiorców

PGNiG utrzymuje dotychczas wiodącą pozycję na rynku gazu ziemnego w Polsce (ponad 98% wolumenu dostaw do odbiorców indywidualnych korzystających z gazu ziemnego w Polsce). Od pewnego czasu jednak w Polsce działają niezależni od PGNiG dostawcy gazu ziemnego. Są to prywatni przedsiębiorcy, na ogół z udziałem kapitału zagranicznego, przede wszystkim niemieckiego. Ich działalność jest ograniczona do pewnych obszarów kraju (przede wszystkim dotyczy to zachodniej części Polski) oraz koncentruje się na dystrybucji gazu wśród niewielkich odbiorców przemysłowych oraz odbiorców indywidualnych. W większości przypadków gaz ziemny sprzedawany przez te firmy jest wcześniej kupowany od PGNiG. W związku ze zniesieniem ograniczeń w stosowaniu zasady TPA należy przewidywać, że zwiększy się aktywność dużych firm gazowniczych o zasięgu europejskim, które będą dążyły do zawarcia umów sprzedaży z dotychczasowymi odbiorcami przemysłowymi PGNiG. Sprzyjać temu będzie prowadzona od pewnego czasu przez niektórych odbiorców PGNiG polityka korporacyjna, która wymaga zapewnienia co najmniej dwóch niezależnych dostawców gazu ziemnego. Najbardziej narażonym na działalność firm konkurencyjnych wobec PGNiG w Polsce jest sektor elektro–energetyczny oraz grupa średnich odbiorców gazu ziemnego o stabilnej sytuacji finansowej. Tym niemniej nie należy oczekiwać w najbliższym czasie gwałtownej zmiany w kompozycji polskiego rynku odbiorców gazu ziemnego, lecz należy przewidywać ewentualne zmniejszenie przyrostu jego sprzedaży przez PGNiG z powodu pojawienia się nowych dostawców zapewniających dostawy uzupełniające gazu ziemnego dla dotychczasowych odbiorców PGNiG. Należy się spodziewać, że będą oni działali na polskim rynku oferując posiadany przez siebie gaz ziemny pochodzenia wschodniego. Poziom konkurencji z pewnością będzie jednak zależał od tempa wzrostu popytu na gaz ziemny w Polsce.

Ryzyko konkurencji na rynku poszukiwań i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej

Na rynkach międzynarodowych sektor naftowo-gazowy jest niezwykle konkurencyjny, zwłaszcza w zakresie działalności poszukiwawczej oraz eksploatacji i rozwoju nowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. Na rynku krajowym konkurencja jest jak dotychczas ograniczona. Emitent nie wyklucza jednak, że w przyszłości, po uzyskaniu stosownych koncesji pojawią się na rynku poszukiwań i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej przedsiębiorstwa, które będą mogły skutecznie konkurować z PGNiG. Niektóre z tych konkurencyjnych przedsiębiorstw posiadają silną pozycję na rynkach międzynarodowych oraz większe zasoby finansowe od PGNiG. Dzięki temu mogą one być w stanie przeznaczyć większe środki niż PGNiG na badania i poszukiwania

nowych złóż, jak również na nabywanie praw do ich eksploatowania. W Polsce poszukiwania i rozpoznawanie złóż odbywa się w oparciu o koncesje wydawane przez Ministra Środowiska na ogół na 6 lat i zawierające warunki na jakich koncesje zostały udzielone. Prawo Geologiczne i Górnicze nie precyzuje jednoznacznie przedłużania ważności koncesji po ww. okresie. W związku z tym, istnieje ryzyko utraty przez PGNiG obecnie posiadanych koncesji z uwagi na nieuzyskanie przedłużenia ważności koncesji lub ich cofnięcia przez organ koncesyjny. Obecnie nie jest możliwe oszacowanie wielkości utraty rynku z tego tytułu, gdyż nie są znane zarówno warunki techniczne i ekonomiczne oferowane przez firmy konkurencyjne, jak i ich strategie działania na polskim rynku gazowym. Ubieganie się PGNiG o uzyskanie koncesji, ponownie lub dla nowych obszarów, wymaga uczestnictwa w przetargu otwartym na uzyskanie użytkowania górniczego, którego uzyskanie warunkuje wydawanie koncesji. W związku z tym, w przetargach otwartych przedsiębiorstwa posiadające większe środki finansowe od PGNiG są w stanie złożyć korzystniejszą ofertę niż PGNiG w zakresie deklarowanych nakładów na poszukiwania dla obszarów objętych przetargiem.

Ryzyko pojawienia się konkurencyjnych dystrybutorów gazu dysponujących własną infrastrukturą przesyłową

Oprócz PGNiG i Spółek Gazownictwa wchodzących w skład Grupy PGNiG działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych prowadzą również inne przedsiębiorstwa, w tym takie, które posiadają własną infrastrukturę przesyłową. Ich działalność jest ograniczona głównie do obszarów w zachodniej części Polski oraz koncentruje się na dystrybucji gazu wśród niewielkich odbiorców przemysłowych oraz odbiorców indywidualnych. Według stanu na dzień 3 stycznia 2005 r. Prezes URE udzielił 60 koncesji na prowadzenie działalności w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych, jednakże nie wszystkie z przedsiębiorstw posiadających koncesję rozpoczęły działalność. Wielce prawdopodobnym jest, że wraz ze zmianą przepisów pozwalającą na uwzględnienie w kalkulacji taryf stopy zwrotu z zainwestowanego kapitału, przedsiębiorstwa te rozpoczną działalność, a te które już ją prowadzą będą ją intensyfikować. Największym zagrożeniem dla interesów PGNiG jest ewentualna budowa przez podmioty niezależne od PGNiG połączeń transgranicznych na wschodniej lub zachodniej granicy Polski. Budowa przez te przedsiębiorstwa alternatywnej infrastruktury do transportu gazu w stosunku do infrastruktury Grupy PGNiG może mieć negatywny wpływ na możliwości rozwojowe Grupy PGNiG w przyszłości, skutkować utratą klientów na obszarach, gdzie będzie funkcjonować więcej niż jedna sieć gazownicza oraz tworzyć presję na obniżenie stawek opłat za przesyłanie i dystrybucję.

Wszystkie wyżej wymienione ryzyka mogą mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.4 Ryzyka związane z działalnością operacyjną oraz nieprzewidzianymi zdarzeniami

Działalność Grupy Kapitałowej PGNiG prowadzona jest w oparciu o 17,9 tys. km gazociągów wysokiego i podwyższonego ciśnienia, 17 tłoczni gazu, 100,3 tys. km sieci średniego i niskiego ciśnienia, 6 podziemnych magazynów gazu ziemnego, 55 kopalń do wydobywania ze złóż gazu ziemnego oraz 33 kopalnie do wydobywania ze złóż ropy naftowej. Działalność w zakresie poszukiwań, pozyskania, przesyłu, dystrybucji oraz magazynowania gazu ziemnego i ropy naftowej wiąże się z podwyższonym ryzykiem i jest podatna na klęski żywiołowe, błąd operatorski albo inne zdarzenia mogące spowodować wyciek gazu lub ropy, wybuchy, pożar, uszkodzenie wyposażenia, utratę kontroli nad odwiertem lub podziemnym magazynem gazu, które z kolei mogą powodować obrażenia lub śmierć osób, uszkodzenie szybów i zaplecza produkcyjnego oraz wyrządzić szkody stronie trzeciej lub środowisku naturalnemu. Eksploatowane złoża występują na różnych głębokościach i cechują się zmiennym składem chemicznym. W związku z tym, występują w nich wysokie i bardzo wysokie ciśnienia, a w niektórych domieszki siarkowodoru, co stwarza wysokie ww. zagrożenia. Podobne zagrożenia występują przy wierceniu otworów poszukiwawczych, rozpoznawczych i eksploatacyjnych (około 35 rocznie), gdyż często są w nich przewiercane pokłady o anormalnie wysokich ciśnieniach, zawierające zasolone wody, gaz lub ropę, a w zachodniej Polsce także siarkowodór.

Ponadto działalność Grupy PGNiG mogą zakłócić nieprzewidziane zdarzenia, takie jak: atak terrorystyczny, katastrofy naturalne i epidemie. Straty te mogą dotyczyć nieruchomości, ruchomości, aktywów finansowych i kluczowych pracowników. Nieprzewidziane zdarzenia mogą także wywołać dodatkowe koszty operacyjne, takie jak wyższe składki ubezpieczeniowe oraz spowodować, że Grupa PGNiG nie będzie w stanie uzyskać na korzystnych warunkach ochrony ubezpieczeniowej, w odniesieniu do niektórych rodzajów ryzyka.

Chociaż PGNiG posiada polisy ubezpieczeniowe pokrywające standardowe ryzyka, takie jak ryzyko pożarów lub zniszczeń wynikające z różnych wypadków, to warunki tych polis mogą przewidywać wypłatę świadczeń o wartości niższej niż rzeczywista wartość szkód, a poziomy możliwych do uzyskania wypłat mogą być niższe niż na lepiej rozwiniętych rynkach Europy Zachodniej. Nie ma pewności czy odszkodowania uzyskane z tytułu polis ubezpieczeniowych będą wystarczające, by pokryć wszystkie możliwe straty i szkody powiązane z wyżej opisanymi zdarzeniami.

Wszystkie powyżej opisane ryzyka mogą mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.5 Ryzyko związane z zawarciem Umowy Leasingu pomiędzy PGNiG a PGNiG Przesył

Zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., dnia 16 maja 2005 r. PGNiG zawarł z PGNiG Przesył Umowę Leasingu.

W związku z faktem, że wiarygodność i zdolność kredytowa PGNiG Przesył jest bardzo mała, a prawie całość przychodów uzyskiwanych przez PGNiG Przesył będzie przychodem regulowanym przez Prezesa URE, istnieje ryzyko, że PGNiG Przesył może nie być w stanie terminowo regulować rat leasingowych. Z uwagi na fakt, że terminy płatności z tytułu Umowy Leasingu i Umowy Przesyłowej będą tożsame, PGNiG będzie dokonywał potrącenia raty leasingowej i innych swoich należności wynikających z Umowy Leasingu ze zobowiązań wobec PGNiG Przesył z tytułu Umowy Przesyłowej. Ryzyko niewywiązania się PGNiG Przesył z obowiązku zapłaty raty leasingowej pojawi się w momencie, gdy należność PGNiG z tytułu Umowy Leasingu przewyższy zobowiązanie wobec PGNiG Przesył z tytułu Umowy Przesyłowej. Wówczas zgodnie z Umową Leasingu, PGNiG Przesył dokona na rzecz PGNiG cesji wszelkich wierzytelności PGNiG Przesył z umów przesyłowych zawartych z innymi podmiotami do wysokości różnicy pomiędzy wartością zobowiązań PGNiG Przesył wobec PGNiG, a wartością należności PGNiG Przesył od PGNiG. Ponadto jeśli PGNiG Przesył będzie zalegał z płatnością raty leasingowej i nie ureguluje jej w dodatkowym wyznaczonym terminie to PGNiG przysługuje prawo jednostronnego rozwiązania umowy, tzn. aktywa objęte Umową Leasingu powrócą do PGNiG. Należy przy tym zaznaczyć, że stosownie do § 56 ust. 5 Statutu po tym jak udział Skarbu Państwa w kapitale zakładowym PGNiG spadnie poniżej 51% wyrażanie zgody na wypowiedzenie, rozwiązanie, istotną zmianę przedmiotu, okresu trwania lub postanowień dotyczących wypowiedzenia i rozwiązania Umowy Leasingu będzie wymagało uchwały Walnego Zgromadzenia podjętej większością 4/5 głosów na Walnym Zgromadzeniu, na którym reprezentowana jest co najmniej połowa kapitału zakładowego Spółki.

W przypadku wypowiedzenia przez PGNiG Umowy Leasingu, PGNiG Przesył utraci tytuł prawny do korzystania z aktywów przesyłowych objętych Umową Leasingu, a tym samym możliwość prowadzenia działalności przesyłowej. W takiej sytuacji PGNiG, pomimo wejścia w posiadanie aktywów przesyłowych jako prowadzący działalność obrotu gazem zgodnie z postanowieniami Nowej Dyrektywy Gazowej oraz Nowelizacji Prawa Energetycznego, nie będzie mógł jednocześnie prowadzić działalności przesyłowej i aby móc skutecznie wywiązać się wobec swoich klientów z obowiązku dostawy gazu, będzie zmuszony powołać nową spółkę, która będzie pełnić funkcję operatora systemu przesyłowego lub powierzyć to zadanie spółce, która spełnia warunki określone w prawie, niemniej będzie to proces wymagający czasu.

Ponadto z uwagi na unikatowy charakter zawieranej Umowy Leasingu i jej wartość nie można wykluczyć, że pomimo zachowania przez strony najdalej idącej staranności, część zastosowanych w niej rozwiązań może rodzić pewne ryzyka podatkowe.

Wszystkie powyżej opisane ryzyka mogą mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową i wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.6 Ryzyko związane z wydzieleniem działalności przesyłowej i zbyciem udziałów w spółce PGNiG Przesył

W wyniku zawarcia Umowy Leasingu PGNiG utraci kontrolę operacyjną nad infrastrukturą przesyłową. Kontrolę tę będzie posiadał PGNiG Przesył, w wyniku czego działalność handlowa i dystrybucyjna PGNiG uzależniona będzie od sprawności działania tej spółki. PGNiG nie wyklucza sytuacji, że nie będzie w stanie wywiązać się ze swoich zobowiązań dostawy gazu na skutek działania bądź zaniechania PGNiG Przesył.

Ponadto zbycie na rzecz Skarbu Państwa udziałów spółki PGNiG Przesył, która zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. ma być operatorem systemu przesyłowego, oznacza dla Grupy PGNiG utratę marży z tytułu działalności przesyłowej, a w przypadku kontraktowania usługi przesyłowej bezpośrednio przez klientów od PGNiG Przesył oznacza również utratę stabilnych przepływów pieniężnych z tytułu przesyłu gazu. Zgodnie z realizowanym przez Rząd Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., PGNiG, pomimo zaprzestania prowadzenia działalności przesyłowej, będzie zobligowany do finansowania w okresie trwania Umowy Leasingu nakładów inwestycyjnych w aktywa przesyłowe eksploatowane przez PGNiG Przesył. Należy zaznaczyć, że w związku z uchwałą Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 29 kwietnia 2005 r., przekazanie części majątku przesyłowego w formie dywidendy wpłynie na zmniejszenie wysokości rat leasingowych w stosunku do wartości jaką uzyskałoby PGNiG gdyby cały ten majątek był objęty Umową Leasingu, gdyż rata leasingowa będzie liczona od wartości ok. 4,5 mld zł

zamiast od wartości ok. 5 mld zł. Może to mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową i wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.7 Ryzyko restrukturyzacyjne

Zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., PGNiG prowadzi działania restrukturyzacyjne zarówno w odniesieniu do swojej struktury organizacyjno-funkcjonalnej, jak i struktury własnościowej Grupy Kapitałowej PGNiG. Najważniejszymi wśród tych działań są: wydzielenie OSP, zawarcie wieloletniej Umowy Leasingu składników systemu przesyłowego pomiędzy PGNiG a OSP (umowa ta została zawarta w dniu 16 maja 2005 r.), zbycie udziałów OSP na rzecz Skarbu Państwa (nieodpłatne zbycie udziałów na rzecz Skarbu Państwa nastąpiło w dniu 28 kwietnia 2005 r.), restrukturyzacja długoterminowych zobowiązań finansowych oraz restrukturyzacja organizacyjna PGNiG oraz Grupy Kapitałowej PGNiG. W myśl postanowień Nowej Dyrektywy Gazowej odzwierciedlonych w Nowelizacji Prawa Energetycznego i w Programie Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., do 1 lipca 2007 r. PGNiG jest zobowiązany doprowadzić do rozdzielenia działalności handlowej i technicznej w Spółkach Gazownictwa. Ponadto, zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., do końca 2006 roku PGNiG, po wykonaniu analiz ekonomicznych, może wydzielić ze swoich struktur działalność poszukiwawczo-wydobywczą. PGNiG nie może zapewnić, że powyższe działania restrukturyzacyjne zostaną przeprowadzone efektywnie, zakończą się w przewidzianych terminach i że nie będą miały niekorzystnego wpływu na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.8 Ryzyko związane ze zmianą zasad prowadzenia rachunkowości

Grupa Kapitałowa PGNiG stosuje zasady rachunkowości oraz metody wyceny i klasyfikacji zgodne z Ustawą o Rachunkowości. Na potrzeby banków jednostka dominująca sporządza skonsolidowane sprawozdania w oparciu o MSSF (za wyjątkiem MSR 16 i MSR 29).

W momencie upublicznienia jednostka dominująca będzie zobligowana do sporządzania skonsolidowanych sprawozdań finansowych zgodnie z MSSF.

Na dzień bilansowy Grupa Kapitałowa PGNiG zidentyfikowała wszystkie obszary różnic pomiędzy stosowanymi przez grupę zasadami rachunkowości a MSSF. Zidentyfikowane zostały obszary, w których występują różnice wartościowe, różnice w zakresie prezentacji i ujawnień. Jednakże pomimo dołożenia należytej staranności Grupa Kapitałowa PGNiG nie była w stanie w sposób wiarygodny wskazać różnic w wartości ujawnionych danych w następujących obszarach:

- skutki hiperinflacji;
- wycena środków trwałych.

Przy sporządzaniu sprawozdań w 2005 roku Spółka będzie stosowała MSSF obowiązujące na dzień sprawozdawczy, w tym MSSF 1. Spółka zamierza skorzystać z dopuszczonej przez ten standard możliwości wyceny środków trwałych według ich wartości godziwej.

Biorąc pod uwagę powyższe czynniki oraz fakt założeń dokonanych przez Zarząd, wpływ skwantyfikowanych różnic na porównywalny kapitał własny oraz zysk netto za rok 2004, w raporcie za rok 2005 może różnić się od wielkości wykazanych na 31 grudnia 2004 r.

2.1.9 Ryzyko związane z realizacją programu inwestycyjnego

Grupa PGNiG jest w trakcie realizacji zakrojonego na szeroką skalę programu inwestycyjnego, który ma na celu zwiększenie wydobycia gazu ziemnego, ropy naftowej, udokumentowanie nowych złóż, rozbudowę pojemności podziemnych magazynów gazu ziemnego oraz wzrost sprzedaży. Zakończenie tego programu jest przewidywane na 2008 rok. Nie ma pewności, że PGNiG osiągnie zamierzone cele w wyniku realizacji planowanych inwestycji.

Program inwestycyjny finansowany będzie ze środków własnych Spółki oraz zewnętrznego finansowania. Zdaniem Zarządu, w zależności od skali inwestycji, środki z działalności operacyjnej Spółki mogą nie wystarczyć na finansowanie kapitału obrotowego i wydatków inwestycyjnych. W związku z tym, realizacja programu inwestycyjnego uzależniona jest od pozyskania przez Spółkę finansowania zewnętrznego na korzystnych warunkach. Brak możliwości pozyskania takiego finansowania może mieć istotny negatywny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG i może opóźnić lub wstrzymać realizację części lub całości programu inwestycyjnego.

2.1.10 Ryzyko związane z oszacowaniem wielkości złóż

Dane w zakresie zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej mają charakter szacunkowy i rzeczywista produkcja, przychody i koszty w odniesieniu do złóż mogą różnić się w poważnym stopniu w stosunku do dokonanych szacunków.

Dokładność szacunków udokumentowanych złóż zależy od:

- jakości danych geologicznych i inżyniersko-złożowych;
- założeń regulacyjnych, podatkowych, umownych, ceny ropy naftowej i gazu oraz innych cen w momencie i po sporządzeniu szacunków złóż;
- wyników produkcyjnych; oraz
- analiz technicznych.

Wiele z czynników, założeń i zmiennych wymaganych dla szacowania zasobów złóż może być obarczona błędami wynikającymi z niedoskonałości sprzętu, technologii, pomiarów możliwych do zastosowania przy poszukiwaniu i dokumentowaniu zasobów złóż. Stąd zasoby złóż oszacowane w oparciu o wyniki badań sejsmicznych, wierceń, testów produkcyjnych podlegają weryfikacji w wyniku eksploatacji złóż i mogą okazać się mniejsze. Jakakolwiek negatywna korekta wielkości zasobów złóż może doprowadzić do zmniejszenia przyszłego wydobycia i stąd niekorzystnie wpłynąć na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.11 Ryzyko związane z pozyskaniem nowych zasobów i znacznym spadkiem posiadanych zasobów

Udokumentowane złoża będące w dyspozycji PGNiG zlokalizowane są w relatywnie dobrze rozpoznanych obszarach lądowych Polski. W wyniku prowadzonej eksploatacji zasoby złóż ulegają zmniejszeniu o wielkości wydobytego gazu ziemnego i ropy naftowej. Dodatkowo zdolność (wielkości) wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż eksploatowanych spada wraz z upływem czasu od rozpoczęcia eksploatacji. Przyszłe możliwości wydobywcze PGNiG są więc uzależnione od powodzenia w odkrywaniu i pozyskiwaniu nowych złóż w takim zakresie, aby zrównoważyć spadek wydobycia. Fakt, że znaczna część obszarów perspektywicznych do poszukiwań jest dobrze rozpoznana stwarza ryzyko, że wielkości i ilości odkrywanych złóż i zasobów mogą nie zrównoważyć zmniejszania zasobów i wydobycia w wyniku eksploatacji złóż. W efekcie, w przypadku niepowodzenia w tym zakresie, PGNiG może nie być w stanie osiągnąć lub utrzymać zamierzonych wielkości docelowej produkcji, a całkowita wielkość udokumentowanych zasobów złóż i produkcji PGNiG spadnie. Powyższe okoliczności mogą mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.12 Ryzyko klauzul typu „*take or pay*" w umowach dostawy gazu w kontekście zniesienia ograniczeń w stosowaniu zasady TPA

Jedną z konsekwencji członkostwa Polski w UE i implementacji prawa wspólnotowego, w tym w szczególności Nowej Dyrektywy Gazowej, jest zniesienie ograniczeń w stosowaniu zasady TPA i otwarcie polskiego rynku gazu na konkurencję. W przypadku ograniczenia rynku zbytu gazu posiadanego przez PGNiG może okazać się, że PGNiG nie będzie w stanie sprzedać całej ilości nabywanego gazu i nie będzie w stanie odebrać minimalnych ilości rocznych gazu przewidzianych w zawartych umowach dostawy gazu, co spowoduje obowiązek zapłaty za takie nieodebrane, a zakontraktowane ilości gazu. Może to mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.13 Wpływ Skarbu Państwa jako większościowego Akcjonariusza na działalność PGNiG

Na dzień aktualizacji Prospektu Skarb Państwa jest jedynym Akcjonariuszem PGNiG. Przewiduje się, że w wyniku objęcia przez Inwestorów w ramach Oferty wszystkich Akcji Oferowanych, udział Skarbu Państwa w kapitale zakładowym Emitenta spadnie do około 85% (przed zbyciem Akcji Pracowniczych) i Skarb Państwa pozostanie większościowym Akcjonariuszem. W efekcie Skarb Państwa będzie miał decydujący wpływ na uchwały podejmowane przez Walne Zgromadzenie, w tym dotyczące zmian w Statucie, wypłaty dywidendy oraz wyboru członków Rady Nadzorczej, która z kolei powołuje członków Zarządu. Ponadto w najbliższym czasie może wejść w życie „Ustawa o szczególnych uprawnieniach Skarbu Państwa oraz ich wykonywaniu w spółkach kapitałowych o istotnym znaczeniu dla porządku publicznego lub bezpieczeństwa publicznego", zwana powszechnie ustawą o „złotej akcji". Projekt Ustawy o Złotej Akcji przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 30 listopada 2004 r. zakłada, że Ministrowi Skarbu Państwa będzie przysługiwać prawo weta wobec określonych uchwał organów spółek o istotnym znaczeniu dla porządku publicznego lub bezpieczeństwa publicznego, niezależnie od liczby Akcji posiadanych w spółce. Ponadto Minister Skarbu Państwa będzie mógł

ustanowić dla spółki objętej przepisami ustawy dwóch obserwatorów. Projekty aktów wykonawczych do tej ustawy przewidują, że PGNiG będzie nią objęte.

2.1.14 Ryzyko przerw w dostawach gazu z importu

Większość gazu niezbędnego do prowadzenia działalności przez PGNiG pochodzi z importu. W 2004 roku gaz z importu pokrył około 68% zapotrzebowania Grupy PGNiG. Głównym dostawcą gazu ziemnego dla PGNiG jest Gazprom, który w 2004 roku pokrył około 42% zapotrzebowania PGNiG na gaz ziemny. Pomimo, że w przeszłości, za wyjątkiem przerwy w dostawie gazu dnia 18 lutego 2004 r., nie występowały problemy z dostawami gazu ziemnego, jakiekolwiek zaburzenia dostaw, zwłaszcza po stronie głównego dostawcy PGNiG, np. z powodu problemów technicznych infrastruktury przesyłowej, mogą mieć negatywny wpływ na działalność Grupy PGNiG, jeżeli nie będzie ona w stanie zapewnić sobie alternatywnych źródeł dostaw. Nie ma też pewności czy w przypadku problemów z dostawami gazu z importu na podstawie obecnie obowiązujących kontraktów, PGNiG będzie w stanie zaspokoić swoje zapotrzebowanie na gaz dostawami na warunkach nie gorszych niż od obecnych dostawców. Ewentualne przerwy w dostawach mogą negatywnie wpłynąć na zdolności PGNiG do dostarczania gazu odbiorcom. Może to mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.15 Ryzyko związane z wierzytelnościami pieniężnymi Grupy PGNiG

Grupa PGNiG posiada istotne wierzytelności z tytułu dostawy gazu. Niejednokrotnie są to należności ze znacznie przekroczonym terminem płatności (tzn. powyżej 90 dni). Łączna kwota wierzytelności PGNiG wyniosła na dzień 31 marca 2005 r. 1.489.671,7 tys. zł (w tym 155.506,9 tys. zł stanowi kwotę należności dochodzonych przez Spółki Gazownictwa w imieniu i na rzecz PGNiG). Spółka podejmuje kroki w celu ich odzyskania bądź negocjując z dłużnikami porozumienia o spłacie, bądź występując na drogę sądową – w ostateczności z wnioskiem o ogłoszenie upadłości. Z uwagi na fakt, iż nie można przewidzieć sposobu zakończenia postępowań upadłościowych i ugodowych nie można również stwierdzić, jaka część należności zostanie przez PGNiG odzyskana. Ponadto PGNiG może mieć problemy z ewentualnym zbyciem ww. wierzytelności. Nieodzyskanie przez PGNiG znaczącej części należności może mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.16 Ryzyko sytuacji finansowej kluczowych odbiorców

Wobec części istotnych odbiorców Grupy PGNiG prowadzone są postępowania upadłościowe bądź układowe. Dotyczy to w szczególności niektórych Odbiorców Bezpośrednich Gazu m. in. zakładów z sektora tzw. Wielkiej Syntezy Chemicznej, hut żelaza i stali oraz hut szkła. W ww. postępowaniach uczestniczy także PGNiG w związku z posiadanymi wobec tych przedsiębiorstw wierzytelnościami. Ewentualna upadłość ww. odbiorców gazu spowoduje nie tylko problemy w odzyskaniu wierzytelności Grupy PGNiG, ale także utratę istotnych odbiorców co w konsekwencji może mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.17 Ryzyko związane z systemami informatycznymi

Wykorzystywane obecnie przez Grupę PGNiG systemy informatyczne charakteryzują się szeregiem ograniczeń funkcjonalnych. Systemy te nie zapewniają dostępu do części informacji na temat niektórych aspektów działalności Grupy PGNiG, w szczególności w czasie rzeczywistym. Z tego powodu kadra kierownicza Grupy PGNiG może być pozbawiona dostępu w procesie decyzyjnym do niektórych informacji bądź też mieć jedynie ograniczony dostęp do takich informacji. W celu minimalizacji powyższego ryzyka Grupa PGNiG podejmuje działania dla wzbogacenia funkcjonalności obecnego systemu informatycznego m. in. poprzez wdrożenie zintegrowanego systemu zarządzania oraz wdrożenia lub usprawnienia innych systemów wspomagających procesy biznesowe. Istnieje jednak ryzyko, że do czasu zakończenia wprowadzania ww. zmian ograniczenia funkcjonalności obecnego systemu informatycznego mogą mieć negatywny wpływ na działalność, wyniki i sytuację finansową Grupy Kapitałowej PGNiG. PGNiG nie może też zapewnić, że wdrażanie ww. systemów zostanie zakończone w przewidzianych terminach i po założonych kosztach.

2.1.18 Ryzyko związane z brakiem optymalizacji kosztów działalności

PGNiG zamierza optymalizować obecny poziom kosztów między innymi poprzez wprowadzenie systemu SAP oraz wprowadzenie procedur zarządzania kosztami i dokonanie redukcji poziomu kosztów operacyjnych, w tym poprzez optymalizację struktury zatrudnienia zgodnie z „Programem restrukturyzacji zatrudnienia i wydzielania ze struktur PGNiG niektórych rodzajów działalności". Nie ma pewności, że PGNiG będzie w stanie efektywnie wdrożyć planowane procedury w zakładanych terminach i osiągnąć oczekiwaną redukcję kosztów. Brak

optymalizacji kosztów Spółki może wpłynąć niekorzystnie na ogólny poziom jej kosztów, wywierając tym samym niekorzystny wpływ na działalność, wyniki operacyjne i kondycję finansową Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.19 Ryzyko zmiany umów sprzedaży gazu z Odbiorcami Bezpośrednimi Gazu

W związku z wejściem w życie Nowelizacji Prawa Energetycznego PGNiG będzie zobowiązany do zmiany umów z około 170 Odbiorcami Bezpośrednimi Gazu. Wśród Odbiorców Bezpośrednich Gazu są podmioty, które mają istotny wpływ na poziom przychodów PGNiG z tytułu sprzedaży gazu. Treść nowych umów podlegać będzie dwustronnym negocjacjom, dlatego też PGNiG nie może zagwarantować, że ostateczna treść nowych umów będzie w pełni satysfakcjonująca dla PGNiG, co w konsekwencji może mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.20 Ryzyko związane z korzystaniem z informacji geologicznej stanowiącej własność Skarbu Państwa

W prowadzonej działalności, która jest regulowana przepisami Prawa Geologicznego i Górniczego, Spółka korzysta z informacji geologicznej powstałej do 1 lutego 1989 r., do której prawa przysługują Skarbowi Państwa, bez zawarcia ze Skarbem Państwa stosownej umowy o korzystanie z informacji geologicznej i bez zapłaty odpowiedniego wynagrodzenia. Spółka zamierza prowadzić negocjacje z Ministrem Środowiska, tj. organem wykonującym zadania Skarbu Państwa w zakresie spraw związanych z rozporządzaniem za wynagrodzeniem informacją geologiczną, w przedmiocie ustalenia dokładnej wysokości zobowiązań Spółki z tytułu korzystania ze wskazanej powyżej informacji geologicznej w oparciu o istniejące procedury wyliczania wartości tej informacji oraz z uwzględnieniem stopnia wyeksploatowania poszczególnych złóż jak również w przedmiocie określenia sposobów i terminów spłaty tak ustalonej kwoty. Ustalenie wysokości ww. zobowiązań pieniężnych na znacznym poziomie oraz ewentualność ich sukcesywnego bądź jednorazowego uiszczenia przez Spółkę może mieć negatywny wpływ na wyniki operacyjne i finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.21 Ryzyko utraty kluczowych członków kadry kierowniczej oraz wykwalifikowanych pracowników

Po przeprowadzeniu Oferty Publicznej PGNiG, jako spółka z większościowym udziałem Skarbu Państwa, będzie w dalszym ciągu podlegał przepisom Ustawy Kominowej. Z uwagi na fakt, że zgodnie z przepisami Ustawy Kominowej wynagrodzenie członków Zarządu, głównego księgowego oraz członków Rady Nadzorczej podlega ograniczeniom co do wysokości wynagrodzenia zasadniczego oraz rodzajów i wysokości świadczeń dodatkowych z tytułu zatrudnienia, PGNiG nie jest w stanie zapewnić konkurencyjnego wynagrodzenia dla powyższych osób. Ograniczenia wynikające z Ustawy Kominowej mogą więc wpłynąć na decyzje o odejściu z PGNiG kluczowych osób zarządzających Spółką i utrudniać zatrudnienie osób o odpowiednich kwalifikacjach na ich miejsce. Ponadto obowiązujące PGNiG przepisy prawa pracy, ograniczają możliwość elastycznego kształtowania polityki zatrudnienia. To także może powodować utrudnienie w pozyskiwaniu odpowiednich osób, jak również przyczyniać się do przechodzenia pracowników PGNiG do innych przedsiębiorstw oferujących lepsze warunki zatrudnienia. Utrata lub brak możliwości pozyskania kluczowych pracowników może mieć negatywny wpływ na działalność, wyniki lub perspektywy rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.22 Wzorce umów stosowane przez spółki z Grupy PGNiG

Ze względu na dużą liczbę zawieranych umów Spółki Gazownictwa posługują się w obrocie z konsumentami ustalonymi przez siebie wzorcami umów nie negocjując treści umów o przyłączenie lub umów sprzedaży indywidualnie z każdym z odbiorców gazu. Z tego względu do zawieranych w taki sposób umów mają zastosowanie odpowiednie przepisy Kodeksu Cywilnego, które określają tryb ich zawierania, zmiany oraz zakres związania wzorcem. Wzorcami umów w rozumieniu Kodeksu Cywilnego są również taryfy stosowane przez spółki z Grupy PGNiG, w zakresie w jakim regulują prawa i obowiązki stron umowy.

Przepisy zapewniają konsumentom szczególną ochronę w relacjach z przedsiębiorcami stosującymi wzorce umów. Przewidują one między innymi, że ustalony przez jedną stronę wzorzec umowy wiąże konsumenta tylko wtedy, jeżeli został mu doręczony przy zawarciu umowy. Ponadto postanowienia umowy zawieranej z konsumentem, które nie były uzgodnione z nim indywidualnie nie wiążą go, jeżeli kształtują jego prawa i obowiązki w sposób sprzeczny z dobrymi obyczajami, rażąco naruszając jego interesy.

Spółki Gazownictwa wprowadzają obecnie zmiany do obowiązujących wzorców umownych mające na celu ich pełne dostosowanie do obowiązujących przepisów prawa, jak również prowadzą działania mające na celu zastąpienie już zawartych umów wzbudzających wątpliwości w świetle obowiązujących przepisów prawa przez umowy w pełni odpowiadające obowiązkom ustawowym.

Istnieje jednak ryzyko, że pewne postanowienia niektórych umów zawartych przez spółki z Grupy PGNiG z konsumentami mogą nie wiązać konsumentów. Ponadto niektóre z umów mogą zawierać postanowienia sprzeczne z bezwzględnie obowiązującymi przepisami prawa, co może skutkować nieważnością umowy lub jej części. Okoliczności te mogą wpłynąć niekorzystnie na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.23 Ryzyko związane z zaangażowaniem się na rynku międzynarodowym

Grupa PGNiG prowadzi działalność poszukiwawczą, wydobywczą oraz handlową, a także zamierza nabywać złoża do eksploatacji poprzez podmioty zależne lub oddziały za granicą. Rozwój tej działalności jest jednym z elementów strategii PGNiG. Niektóre kraje, w których Grupa PGNiG prowadzi lub zamierza prowadzić działalność, mogą charakteryzować się znacząco wyższym ryzykiem prowadzenia działalności gospodarczej w porównaniu z Polską. Ewentualna destabilizacja sytuacji politycznej, ekonomicznej lub społecznej w krajach, w których Grupa PGNiG prowadzi działalność może mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.24 Ryzyko związane ze sporami prawnymi dotyczącymi własności przemysłowej

W prowadzonej działalności Grupa PGNiG korzysta z szeregu oznaczeń słownych, słowno-graficznych lub graficznych, jak również wynalazków. Z uwagi na brak pełnej dokumentacji dotyczącej oznaczeń oraz wynalazków wykorzystywanych przez Grupę PGNiG i jednolitej polityki Grupy PGNiG w odniesieniu do takich oznaczeń oraz wynalazków, nie można wykluczyć, iż spółki z Grupy PGNiG korzystają z takich oznaczeń lub wynalazków, które nie stanowią ich własności albo co do których nie mają odpowiednich upoważnień ze strony osób trzecich. W szczególności nie można wykluczyć, iż nie wszystkie oznaczenia lub wynalazki, z których korzystają spółki z Grupy PGNiG to znaki towarowe lub wynalazki zarejestrowane albo opatentowane przez, odpowiednio, Spółkę albo Spółki Gazownictwa w Urzędzie Patentowym lub zgłoszone do rejestracji albo opatentowania na rzecz, odpowiednio, Spółki albo Spółek Gazownictwa. W przypadku podniesienia przeciwko jednostkom z Grupy PGNiG ewentualnych roszczeń przez osoby trzecie w związku z naruszeniem ich praw ochronnych na znaki towarowe lub patentów i uznania takich roszczeń przez odpowiedni sąd cywilny, spółki z Grupy PGNiG mogą zostać zobowiązane do podjęcia odpowiednich czynności przewidzianych przez przepisy Prawa Własności Przemysłowej. Może to mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.25 Ryzyko występowania z roszczeniami przez osoby, od których spółki z Grupy PGNiG nieodpłatnie przejęły fragmenty sieci gazowej

W dniu 1 czerwca 1984 r. utraciły moc te przepisy zarządzenia Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 24 sierpnia 1964 r. w sprawie zasad przyłączania do wspólnej sieci urządzeń do wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, rozdzielania i odbioru energii elektrycznej i cieplnej oraz paliw gazowych (M.P. Nr 62, poz. 286, z późn. zm.), zgodnie z którymi urządzenia przyłącza i odcinki sieci bez względu na to, czyim kosztem zostały wykonane, stanowiły własność Państwa i przechodziły w zarząd i użytkowanie jednostek zarządzających wspólną siecią. Po dniu 1 czerwca 1984 r. do kwestii związanych z własnością urządzeń przyłącza i odcinków sieci, w tym tych wykonanych nakładem innych osób, zastosowanie miały przepisy Kodeksu Cywilnego, a do kwestii rozliczeń nakładów dodatkowo przepisy z zakresu Prawa Energetycznego oraz przepisy z zakresu ochrony konkurencji. Istnieje ryzyko, że niektóre fragmenty sieci gazowej, z których obecnie korzystają spółki z Grupy PGNiG, zostały przejęte przez PGNiG po 1 czerwca 1984 r. z naruszeniem prawa. W związku z tym, osoby, które wybudowały takie fragmenty na swój koszt mogą występować do PGNiG lub spółek z Grupy PGNiG z roszczeniami o różnej postaci, w tym z roszczeniami z tytułu bezpodstawnego wzbogacenia i występować przeciwko spółkom należącym do Grupy PGNiG do sądów z odpowiednimi powództwami. Należy jednak zwrócić uwagę, że choć roszczenia wynikające z nieodpłatnego przejęcia fragmentów sieci gazowej potencjalnie mogą dotyczyć części gazowej sieci rozdzielczej używanej przez DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o., to dotychczas zgłoszono ich zaledwie kilka. Konieczność zaspokajania roszczeń tego rodzaju stwierdzona wyrokami sądów może mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.26 Ryzyko zakłóceń w ciągłości pracy w wyniku działań związków zawodowych

Pracownicy Grupy Kapitałowej PGNiG są zrzeszeni w około 80 zakładowych organizacjach związkowych, do których należy około 15 tys. pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG. Związki zawodowe mają w Polsce zagwarantowany znaczący wpływ w zakresie stanowienia prawa pracy oraz wywierania wpływu na pracodawców, w tym poprzez uprawnienia w zakresie indywidualnych i zbiorowych sporów pracy. Chociaż w ostatnich latach Grupa PGNiG nie doświadczyła znaczących zakłóceń pracy z powodu odmowy wykonywania

pracy przez pracowników, nie ma pewności, że takie zakłócenia pracy nie wystąpią w przyszłości. W chwili obecnej nie toczy się w Grupie PGNiG żaden spór zbiorowy w rozumieniu Ustawy o Rozwiązywaniu Sporów Zbiorowych, natomiast w PSG Sp. z o.o. został powołany komitet protestacyjny i trwają negocjacje z zarządem PSG Sp. z o.o. w kwestiach podniesionych przez związki zawodowe. Ww. zakłócenia pracy mogą mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.27 Ryzyko warunków pozyskania finansowania

W dniu 12 grudnia 2003 r. PGNiG zawarło z konsorcjum polskich i zagranicznych banków umowę kredytową, na podstawie której PGNiG uzyskał kredyt na kwotę do 600.000 tys. EUR, który został wykorzystany w dniu 6 kwietnia 2005 r. w celu sfinansowania wykupu Euroobligacji, wyemitowanych przez jego spółkę celową – PGNiG Finance B.V. - w 2001 roku. Kwota kredytu powinna zostać spłacona w terminie przypadającym 24 miesiące po dniu zawarcia umowy kredytowej, z tym że na żądanie Emitenta termin ten może zostać przedłużony o 12 miesięcy. W rezultacie, przy założeniu, iż termin spłaty ulegnie wydłużeniu, spłata kredytu powinna nastąpić najpóźniej w grudniu 2006 roku. Przed tym terminem PGNiG zmuszony będzie do pozyskania nowego finansowania.

Obecna struktura finansowania działalności PGNiG oparta jest na finansowaniu poprzez kredyty bankowe, z którymi wiążą się ograniczenia i warunki finansowe (*financial covenants*), których naruszenie może skutkować postawieniem większości z nich w stan natychmiastowej wymagalności poprzez klauzule tak zwanego naruszenia powiązanego (*cross default*).

Istnieje ryzyko, iż w przypadku konieczności pozyskania nowego finansowania, PGNiG nie będzie w stanie pozyskać takiego finansowania w terminach i na warunkach nie gorszych niż warunki, w szczególności omawianej powyżej umowy kredytowej. Ograniczeniem swobody w pozyskiwaniu finansowania mogą też być przepisy Prawa Zamówień Publicznych wymagające, aby PGNiG przy pozyskiwaniu finansowania stosowało określone procedury.

Powyższe czynniki mogą mieć negatywny wpływ na działalność, sytuację finansową i wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.1.28 Ryzyko związane z postanowieniami Statutu dotyczącymi dywidendy rzeczowej.

W dniu 5 maja 2005 r. Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę o zmianie Statutu, zgodnie z którą wypłata dywidendy za lata 2005–2009 może nastąpić także w formie niepieniężnej. Zgodnie z nowym brzmieniem §63 ust. 7 i 8 Statutu Zwyczajne Walne Zgromadzenie ustala przedmiot dywidendy niepieniężnej określając sposób wyceny jej składników i ustala politykę dywidendową PGNiG na lata 2005–2009. Ponadto zgodnie z ww. zmianami Walne Zgromadzenie może wskazać Akcjonariusza, na rzecz którego może być wypłacona dywidenda niepieniężna. Zgodnie z powyższymi postanowieniami część Akcjonariuszy może otrzymać dywidendę pieniężną, a część wskazana przez Walne Zgromadzenie, dywidendę w określonych w uchwale o podziale zysku aktywach majątkowych. Przejmowanie na podstawie uchwały o podziale zysku określonych składników majątkowych Spółki bez jej zgody, może doprowadzić do uszczuplenia jej majątku i ograniczenia możliwości prowadzenia działalności. Ponadto takie postanowienie ogranicza kompetencje statutowe Zarządu w zakresie podejmowania decyzji co do tego czy dany składnik majątkowy jest Spółce niezbędny do prowadzenia działalności, czy też nie. Należy także zwrócić uwagę na fakt, że mogą wystąpić problemy w porównywalności wartości świadczeń gotówkowych wypłacanych w ramach dywidendy na rzecz części Akcjonariuszy oraz świadczeń niepieniężnych wydawanych w ramach wypłaty dywidendy rzeczowej. Ponadto w dniu 29 kwietnia 2005 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę, zgodnie z którą wypłata dywidendy za rok obrotowy 2004 nastąpi w formie niepieniężnej (uchwała została szczegółowo opisana w pkt. 8.1 Rozdziału IV Prospektu). Wypłata dywidendy na rzecz Skarbu Państwa w formie niepieniężnej, a w szczególności w formie aktywnych składników systemu przesyłowego, które są objęte klauzulami umów kredytowych dotyczącymi dysponowania majątkiem, stanowi potencjalne naruszenie niektórych umów kredytowych opisanych w pkt. 18 Rozdziału V Prospektu i nie może nastąpić bez wyrażenia zgody na taką formę wypłaty dywidendy przez banki kredytujące PGNiG. Emitent, przed wykonaniem ww. uchwały o wypłacie dywidendy niepieniężnej, musi uzyskać odpowiednie zgody banków. Spółka ocenia, że istnieje ryzyko, że banki mogą nie wyrazić zgody na taką formę dysponowania majątkiem. Powyższe zdarzenia mogą mieć negatywny wpływ na działalność, sytuację finansową i wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.2 Czynniki związane z otoczeniem, w jakim PGNiG i Grupa PGNiG prowadzą swoją działalność

2.2.1 Ryzyko polityczne i gospodarcze

Sytuacja sektora energetycznego w Polsce, a więc i sytuacja finansowa PGNiG jest ściśle związana z wieloma czynnikami, na które wpływ wywiera zarówno stan polskiej gospodarki, jak i regionalna sytuacja ekonomiczna. Powyższe czynniki obejmują, między innymi, wzrost lub spadek PKB, inflację, bezrobocie, wielkość i charakterystykę demograficzną populacji, a także rozwój sektora usług i przemysłu. Wszelkie przyszłe niekorzystne zmiany jednego lub kilku z powyższych czynników, w szczególności pogorszenie stanu polskiej gospodarki (oraz wynikający z tego spadek zapotrzebowania na produkty i usługi PGNiG), kryzys walutowy lub kryzys finansów publicznych, mogą mieć negatywny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.2.2 Ryzyko związane ze stosowaniem regulowanych cen – taryfy

Przychody przedsiębiorstwa gazowniczego są determinowane taryfą. Zgodnie z przepisami, taryfa powinna zapewnić pokrycie uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorcy gazowniczego oraz chronić odbiorcę przed nieuzasadnionym poziomem cen. Przedsiębiorstwa gazownicze posiadające koncesję są zobowiązane do przedstawiania Prezesowi URE taryfy do zatwierdzenia. Zasady kształtowania taryf określają przepisy stosownego rozporządzenia wykonawczego do Prawa Energetycznego. Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo gazownicze od przedstawiania taryf do zatwierdzenia. Taka sytuacja może mieć miejsce, jeżeli Prezes URE uzna, że działa ono na rynku konkurencyjnym. Przedsiębiorstwa gazownicze są narażone na ryzyko zmiany metodologii kształtowania taryf. Dodatkowym ryzykiem są zastosowane zasady regulacji cen, w których Prezes URE stosując dopuszczalne prawem reguły, biorąc pod uwagę inne, niezależne od przedsiębiorstwa czynniki zewnętrzne, w tym dążąc do ochrony słabszych odbiorców, przy weryfikacji kosztów nie uzna ich za uzasadnione lub nie uzna zakładanego poziomu zysku oraz nie zaakceptuje wnioskowanych przez przedsiębiorstwo poziomów cen i stawek opłat określonych w taryfach, wpływając w ten sposób na wielkość przychodów przedsiębiorstwa.

Nowelizacja Prawa Energetycznego daje Prezesowi URE kompetencję do ustalenia wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału Przedsiębiorstw Energetycznych. Aktualnie nieznany jest kształt przepisów wykonawczych do tego prawa, które określałyby metodologię, jaka będzie stosowana przy wyznaczaniu wysokości zwrotu z tego kapitału. Nie ma pewności, że zmiana metodologii kalkulacji taryf i związane z nią oczekiwanie Emitenta dotyczące odzyskania poprzez ceny i opłaty taryfowe kosztów oraz zwrotu z zaangażowanego kapitału w pełnej wysokości, może być zaakceptowane przez Prezesa URE przy zatwierdzaniu taryf, co może mieć wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.2.3 Ryzyko zmiany popytu na gaz

Przyjęta metodologia kształtowania taryf bazuje na określaniu cen i stawek opłat przy prognozowanych kosztach oraz planowanych wielkościach sprzedaży gazu ziemnego. Przedsiębiorstwo gazownicze narażone jest na nietrafność oszacowań zapotrzebowań przez odbiorców i zmienność tych, przenoszące się na wielkość prognozowanych zakupów i wielkości dostaw, a także wielkości i zakres usług przesyłowych. Faktyczne zmniejszenie zapotrzebowania przez odbiorców poniżej wielkości, które były podstawą do ustalenia opłat taryfowych, przy ukształtowanych zgodnie z wymogami prawnymi stawkami opłat z ograniczeniem udziału do 40% opłat stałych w całkowitych opłatach za przesyłanie, stanowi zagrożenie dla przedsiębiorstwa nieodzyskania poprzez opłaty wnoszone przez odbiorców kosztów stałych prowadzonej działalności. Jednocześnie, w przypadku wzrostu zapotrzebowania powyżej prognozowanego poziomu, oznaczać może konieczność korzystania z możliwych do pozyskania źródeł dostaw gazu, a tym samym konieczność zakupu gazu z możliwych do realizacji kontraktów lecz droższych źródeł gazu. Może to mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.2.4 Ryzyko związane ze zmianami przepisów prawa

Częste nowelizacje, niespójność oraz brak jednolitej interpretacji przepisów prawa, w szczególności prawa podatkowego, pociągają za sobą ryzyko związane z otoczeniem prawnym, w jakim Grupa PGNiG prowadzi działalność. W połączeniu ze stosunkowo długim okresem przedawnienia zobowiązań podatkowych oraz natychmiastową wykonalnością decyzji wydawanych przez organy podatkowe, okoliczności te mogą mieć negatywny wpływ na działalność, wyniki oraz sytuację finansową Grupy PGNiG.

W związku z przystąpieniem Polski do Unii Europejskiej reformy oraz zmiany regulacyjne, które zostaną wprowadzone w najbliższych latach mogą nie uwzględniać specyfiki działalności Grupy PGNiG. Sytuacja taka może mieć negatywny wpływ na działalność Grupy PGNiG, jej wyniki finansowe i perspektywy rozwoju.

Jako, że przepisy regulujące funkcjonowanie sektora gazowniczego zmieniały się w ostatnich latach z dużą częstotliwością (dotyczy to samego Prawa Energetycznego, przepisów wykonawczych do Prawa Energetycznego, Prawa Zamówień Publicznych, Ustawy o Ochronie Konkurencji, itp.), należy liczyć się też z tym, że w kolejnych latach będą następowały dalsze zmiany mające wpływ na działalność spółek sektora gazowniczego. Zmiany prawa rodzą ryzyka związane z dostosowaniem się do tych przepisów, potencjalne ograniczenie zakresu działania lub powstania większych kosztów i mogą mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.2.5 Ryzyka związane z szerokimi kompetencjami Prezesa URE wobec Przedsiębiorstw Energetycznych

Sektor gazowniczy jest sektorem poddanym daleko idącej regulacji. Kompetencje regulatora wykonuje Prezes URE. Do kluczowych kompetencji Prezesa URE należy zaliczyć udzielanie koncesji, zatwierdzanie taryf, uzgadnianie planów rozwoju, wyznaczanie operatorów systemów, rozstrzyganie sporów w zakresie określonym w Prawie Energetycznym, czy nakładanie kar pieniężnych. Nowelizacja Prawa Energetycznego, która weszła w życie 3 maja 2005 r., przewiduje znaczne rozszerzenie uprawnień Prezesa URE. Wśród nowych jego uprawnień znalazły się, między innymi, określanie wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału dla Przedsiębiorstw Energetycznych przedkładających taryfy do zatwierdzenia, czy wyłanianie w trybie przetargu sprzedawcy z urzędu. PGNiG nie może zapewnić, że działania Prezesa URE w przyszłości nie będą miały niekorzystnego wpływu na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.2.6 Ryzyko związane z koncesjami

Działalność prowadzona przez spółki z Grupy PGNiG wymaga uzyskania koncesji określonych w Prawie Energetycznym lub Prawie Geologicznym i Górniczym. Uzyskiwanie nowych koncesji, a także utrzymanie już posiadanych w obecnym zakresie oraz ewentualne przedłużenie terminu ich ważności jest istotnym czynnikiem mającym wpływ na działalność Grupy PGNiG. Wszystkie istotniejsze koncesje, które posiadają spółki z Grupy PGNiG zostały wydane przez Prezesa URE lub Ministra Środowiska. Grupa PGNiG nie może zapewnić, że w przyszłości Prezes URE lub Minister Środowiska nie zmienią podejścia do udzielania koncesji na rzecz spółek z Grupy PGNiG, w szczególności nie dokonają w oparciu o odpowiednie upoważnienie ustawowe zmiany koncesji, w tym ograniczenia ich zakresu albo nie cofną już udzielonych koncesji. Spółki z Grupy PGNiG nie są też w stanie zagwarantować, że będą zawsze w stanie spełnić wszystkie wymagania koncesyjne. Przed wygaśnięciem najważniejszych koncesji spółki z Grupy PGNiG będą występować o ich przedłużenie, a ponadto wraz z rozwojem działalności planują występować o nowe koncesje. PGNiG nie jest jednak w stanie zapewnić, że posiadane przez spółki z Grupy PGNiG koncesje zostaną przedłużone, a także nie jest w stanie zapewnić, że uzyska nowe koncesje niezbędne do rozwoju. Nieuzyskanie nowych koncesji jak również nieprzedłużenie już posiadanych może mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.2.7 Ryzyko związane z wejściem w życie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej

Nowelizacja Prawa Energetycznego przewiduje, iż OSP jest zobowiązany do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Instrukcja ta powinna określać szczegółowe warunki korzystania z tej sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, itd. Instrukcja, w części obejmującej bilansowanie systemu przesyłowego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, jest zatwierdzana przez Prezesa URE. Nowelizacja przewiduje udział użytkowników systemu w konsultowaniu projektu instrukcji, niemniej to operator systemu przesyłowego jest uprawniony do określania jej ostatecznej treści (z uwzględnieniem prawa Prezesa URE do zatwierdzania ww. części instrukcji). Opracowana instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej będzie dotyczyła wszystkich użytkowników systemu, w tym Grupy PGNiG. Trudno obecnie przewidzieć kształt tej instrukcji oraz jej wpływ na sytuację użytkowników systemu, jednak ryzyko związane z tą instrukcją wynika z faktu, iż ten w zasadzie jednostronnie opracowany przez OSP dokument, będzie kształtował stosunki umowne pomiędzy operatorem i spółkami z Grupy PGNiG. Ukształtowanie ww. regulacji w sposób niesatysfakcjonujący dla PGNiG może negatywnie wpłynąć na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.2.8 Ryzyka związane z instytucją sprzedawcy z urzędu

Nowelizacja Prawa Energetycznego wprowadziła instytucję sprzedawcy z urzędu. Sprzedawca z urzędu (Przedsiębiorstwo Energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi) jest zobowiązany do świadczenia usługi kompleksowej odbiorcy paliwa gazowego. Usługi kompleksowe muszą być świadczone odbiorcom bytowo-komunalnym i drobnym przemysłowym, którzy nie są w danym czasie uprawnieni lub nie korzystają z wyboru dostawcy na rynku konkurencyjnym (tzw. odbiorcy taryfowi) i są jednocześnie przyłączeni

do sieci Przedsiębiorstwa Energetycznego wskazanego w koncesji sprzedawcy z urzędu. Uprawnienie do korzystania z usług kompleksowych (*universal service*) oznacza dla odbiorców taryfowych możliwość zawarcia jednej umowy z Przedsiębiorstwem Energetycznym, która zawierać będzie postanowienia umowy sprzedaży i umowy przesyłowej gazu. Sprzedawca z urzędu jest wyłaniany w drodze przetargu organizowanego przez Prezesa URE, o ile jednak do przetargu nie zgłosi się żadne Przedsiębiorstwo Energetyczne, to Prezes URE jest uprawniony do wyznaczania wybranego podmiotu na sprzedawcę z urzędu. Po wyznaczeniu sprzedawcy z urzędu Prezes URE może określać warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie świadczenia usług kompleksowych. Przepisy nie dają żadnych wytycznych, co do tego w jaki sposób warunki wykonywania tej działalności powinny być określane. Można spodziewać się, że sprzedawcy z urzędu będą mieli obowiązek przedstawiania taryf do zatwierdzania, co może utrudniać im prowadzenie działalności gospodarczej, szczególnie w sytuacji, gdy Prezes URE zwolni pozostałe Przedsiębiorstwa Energetyczne z obowiązku ich przedstawiania. Dowolność ustalania przez Prezesa URE dla sprzedawcy z urzędu warunków wykonywania działalności gospodarczej w zakresie świadczenia usług kompleksowych stanowi ryzyko dla PGNiG jeżeli zważy się, że istnieje duże prawdopodobieństwo, że sprzedawcami z urzędu zostaną spółki wchodzące w skład Grupy PGNiG. Powyższa okoliczność może mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.2.9 Ryzyko związane z przepisami dotyczącymi obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy (Dz. U. Nr 95, poz. 1042) określa maksymalny udział dostaw gazu z jednego kraju w całkowitej ilości gazu importowanego przez Przedsiębiorstwo Energetyczne. Na gruncie ww. rozporządzenia nie jest jasne, czy gaz sprowadzany z krajów Unii Europejskiej można, ze względu na wspólny obszar celny, uznać za importowany począwszy od 1 maja 2004 r. W przypadku przyjęcia interpretacji, że gaz pochodzący z Unii Europejskiej nie może być kwalifikowany jako pochodzący z importu, należałoby uznać, że PGNiG nie spełnia wymogów ww. rozporządzenia. Ewentualne nałożenie obowiązku dostosowania się przez PGNiG do przepisów ww. rozporządzenia może mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.2.10 Ryzyko związane ze zgodami i zezwoleniami władz lokalnych oraz dostęp do nieruchomości

Rozwój działalności Grupy PGNiG będzie zależał m. in. od uzyskania różnorodnych zezwoleń, zgód i dokonania uzgodnień z władzami lokalnymi, a także nabycia odpowiednich tytułów prawnych do niezbędnych nieruchomości. W przeszłości spółki z Grupy PGNiG miały trudności w terminowym uzyskaniu odpowiednich zgód, zezwoleń oraz uzgodnień od władz lokalnych, a także uzyskania dostępu do nieruchomości, co prowadziło do opóźnień w realizacji planów inwestycyjnych. Grupa PGNiG nie może zapewnić, że w przyszłości będzie uzyskiwać w optymalnym czasie powyższe zgody i zezwolenia oraz uzgodnienia, a także, że będzie w stanie zawrzeć odpowiednie umowy dotyczące nieruchomości, co w konsekwencji może niekorzystnie wpływać na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.2.11 Ryzyko związane z wahaniami cen materiałów, w tym stali

Działalność prowadzona przez Grupę PGNiG charakteryzuje się wysokimi potrzebami kapitałowymi będącymi wynikiem konieczności budowy infrastruktury służącej do wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego oraz przesyłania, magazynowania oraz dystrybucji gazu ziemnego. Około połowy kosztów wytworzenia tej infrastruktury stanowią koszty zakupu materiałów, urządzeń i podzespołów. Ceny tych materiałów, urządzeń i podzespołów zależą od wielu czynników będących poza kontrolą PGNiG. Wzrost cen stosowanych materiałów (głównie rur stalowych), urządzeń i podzespołów może obniżyć opłacalność planowanych projektów rozwojowych i wpływać na działalność, sytuację finansową i wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.2.12 Koszty dostosowania do regulacji dotyczących bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia

Dostosowanie do regulacji dotyczących ochrony środowiska w Polsce i za granicą może znacząco zwiększyć koszty działalności PGNiG. PGNiG spodziewa się, iż w przyszłości będzie ponosił znaczne nakłady kapitałowe i koszty w celu dostosowania swojej działalności do coraz bardziej skomplikowanych i wymagających regulacji odnoszących się do ochrony ludzkiego zdrowia i bezpieczeństwa oraz ochrony środowiska naturalnego, wliczając w to koszty ograniczenia emisji określonych typów zanieczyszczeń powietrza i koszty związane z rekultywacją obszarów skażonych, zarówno w aktualnie eksploatowanych jak i poprzednio eksploatowanych obiektach lub związanych z obiektami stron trzecich, a także koszty związane z odpadami wynikającymi z działalności lub porzucenia działalności w pewnych obszarach przez Spółkę, o ile produkty, elementy infrastruktury technologicznej lub odpady PGNiG były w nich składowane, porzucone lub utylizowane.

Nowe uregulowania prawne, w tym zaostrzanie regulacji dotyczących bezpieczeństwa działalności, wprowadzenie zaostrzonych wymogów przy udzielaniu zezwoleń związanych z ochroną środowiska lub odkrywanie poprzednio nieznanych skażeń i odpadów, mogą wymagać ponoszenia w przyszłości wydatków m. in. na:

- modyfikację działalności;
- instalację urządzeń kontrolujących zanieczyszczenia;
- wykonywanie gruntownych operacji likwidacji skutków zanieczyszczeń;
- utylizację bądź składowanie odpadów;
- ograniczanie albo przerwanie określonych rodzajów działalności; albo
- dostosowywanie obiektów, w odniesieniu do których Spółka posiada koncesje na składowanie odpadów w górotworze do nowych wymogów prawnych.

Przyszłe wydatki ponoszone w celu wypełnienia takich potencjalnych wymagań mogą mieć wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.2.13 Ryzyko wprowadzenia obowiązku utworzenia rezerw gazowych

Na podstawie art. 21 ustawy z dnia 30 maja 1996 r. o rezerwach państwowych oraz zapasach obowiązkowych paliw (tekst jednolity: Dz. U. z 2003 r. Nr 24, poz. 197, z późn. zm.) Rada Ministrów może, w drodze rozporządzenia, wprowadzić obowiązek tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz określić zasady częściowego rekompensowania kosztów z tym związanych. W rozporządzeniu Rada Ministrów może ustalić, między innymi, podmioty obowiązane do tworzenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz sposób tworzenia, ustalania ilości i jakości, utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz zasady i sposób ich interwencyjnego wykorzystywania. Nie można wykluczyć, że Rada Ministrów skorzysta ze swojego ustawowego upoważnienia i wyda wskazane powyżej rozporządzenie. Jednocześnie nie jest wykluczone, że ustalając ilości i jakości obowiązkowych zapasów gazu ziemnego ustali je na takim poziomie, którego osiągnięcie będzie przekraczało bieżące możliwości PGNiG lub będzie wymagało znacznych nakładów finansowych ze strony Spółki, co w konsekwencji może mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.2.14 Ochrona konkurencji i konsumentów

Działalność spółek należących do Grupy PGNiG, tak jak działalność innych przedsiębiorców, musi odpowiadać normom zawartym w przepisach chroniących interesy konkurencji i konsumentów. Zgodnie z Ustawą o Ochronie Konkurencji, organem właściwym w sprawach z zakresu ochrony konkurencji i konsumentów jest Prezes UOKiK. W ramach swoich uprawnień Prezes UOKiK może, między innymi, wystąpić do sądu przeciwko przedsiębiorcy z powództwem o uznanie postanowienia wzorca umowy za niedozwolone lub uznać, że dana praktyka przedsiębiorcy stanowi zakazaną praktykę naruszającą konkurencję, w tym nadużycie pozycji dominującej albo praktykę naruszającą zbiorowe interesy konsumentów. Opis istotnych postępowań przed Prezesem UOKiK w związku z działalnością prowadzoną przez spółki z Grupy PGNiG znajduje się w pkt. 20.5 Rozdziału V Prospektu. Zgodnie z Ustawą o Ochronie Konkurencji, ściślejszej kontroli poddani są przedsiębiorcy mający ponad 40% udział w rynku. W przeszłości Prezes UOKiK wielokrotnie wszczynał postępowania związane z ustaleniem, czy poszczególne spółki należące do Grupy PGNiG nie nadużywają pozycji dominującej oraz nie stosują praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów. Niektóre z postępowań wszczętych przeciwko PGNiG lub Spółkom Gazownictwa przez Prezesa UOKiK zostały zakończone wydaniem decyzji uznającej, że dana praktyka stanowi zakazane nadużywanie pozycji dominującej lub zakazaną praktykę naruszającą zbiorowe interesy konsumentów i nakładającej na daną spółkę sankcje przewidziane w Ustawie o Ochronie Konkurencji.

Istnieje ryzyko, że w przyszłości Prezes UOKiK wyda decyzje uznające praktyki spółek należących do Grupy PGNiG za naruszające konkurencję lub zbiorowe interesy konsumentów, zakaże ich stosowania oraz zastosuje sankcje przewidziane w Ustawie o Ochronie Konkurencji, co może wpłynąć niekorzystnie na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.2.15 Ryzyko związane z nieuregulowanym stanem prawnym niektórych nieruchomości

Część nieruchomości pozostających we władaniu Grupy PGNiG posiada nieuregulowany stan prawny. Na dzień sporządzenia Prospektu spółki z Grupy PGNiG władały około 1.580 takimi nieruchomościami stanowiącymi liczbowo około 15,08% wszystkich nieruchomości Grupy PGNiG. Łącznie powierzchnia tych nieruchomości

wynosiła około 830.291 m^2, co stanowiło około 3,67% powierzchni wszystkich nieruchomości posiadanych przez Grupę PGNiG. Szczegółowe wyliczenia przedstawiające liczbę oraz powierzchnię pozostających we władaniu Grupy PGNiG nieruchomości o nieuregulowanym stanie prawnym zostały przedstawione w pkt. 19 Rozdziału V Prospektu. Brak uregulowanego stanu prawnego tych nieruchomości spowodowany jest najczęściej niemożliwością wykazania przez spółki z Grupy PGNiG przysługującego im tytułu prawnego do danej nieruchomości lub nieujawnieniem przysługującego spółkom z Grupy PGNiG prawa użytkowania wieczystego w odpowiednich księgach wieczystych. Dotyczy to w szczególności sytuacji, w których wniosek o ujawnienie praw spółek z Grupy PGNiG w księdze wieczystej nie został w ogóle złożony lub też został złożony, ale wciąż nie został rozpoznany przez sąd wieczystoksięgowy. W tym kontekście znaczącą kategorię nieruchomości o nieuregulowanym stanie prawnym stanowią nieruchomości, których wieczyste użytkowanie spółki z Grupy PGNiG nabyły z mocy prawa na podstawie Ustawy o Zmianie Ustawy o Gospodarce Gruntami i Wywłaszczaniu Nieruchomości, jednakże nie uzyskały do dnia 31 grudnia 2004 r. decyzji właściwego organu, stwierdzającej ten fakt, w związku z czym nie mogą zostać ujawnione jako wieczyści użytkownicy w księdze wieczystej, a tym samym nie mogą zbyć tego prawa. Należy ponadto zaznaczyć, iż do kategorii nieruchomości o nieuregulowanym stanie prawnym należy istotna dla działalności Grupy PGNiG nieruchomość położona w Warszawie przy ul. Kasprzaka 25, szczegółowo opisana w pkt. 19.2.1 Rozdziału V Prospektu. W większości przypadków spółki z Grupy PGNiG podjęły już starania zmierzające do uregulowania stanu prawnego nieruchomości lub zamierzają to zrobić w niedalekiej przyszłości. W przypadku wielu nieruchomości o nieuregulowanym stanie prawnym, choć istnieje duże prawdopodobieństwo uregulowania ich stanu prawnego na korzyść spółek z Grupy PGNiG, to jednak istnieje również potencjalne ryzyko, iż spółki z Grupy PGNiG będą musiały liczyć się z możliwością ewentualnego ich zwrotu osobom lub podmiotom uprawnionym. Konieczność opuszczenia lub zwrotu takich nieruchomości mogłaby mieć w przyszłości niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.2.16 Roszczenia reprywatyzacyjne

W wyniku prowadzonej w Polsce w latach powojennych nacjonalizacji wiele nieruchomości i przedsiębiorstw znajdujących się w rękach osób prawnych i fizycznych zostało przejętych na rzecz Skarbu Państwa. Przejmowanie mienia w wielu przypadkach odbywało się bądź bez podstawy prawnej, bądź z naruszeniem obowiązującego prawa. W wyniku zmiany ustrojowej, która dokonała się w 1989 roku, wielu byłych właścicieli lub ich następców prawnych podjęło kroki w celu odzyskania utraconych po wojnie nieruchomości i przedsiębiorstw lub uzyskania stosownych odszkodowań. Od kilku lat podejmowane są próby uregulowania kwestii roszczeń reprywatyzacyjnych w Polsce. Pomimo wielu prób, ustawa reprywatyzacyjna nie została jeszcze uchwalona. Ostatni projekt ustawy reprywatyzacyjnej to zgłoszony w marcu 2005 roku rządowy projekt ustawy o rekompensatach z tytułu przejęcia przez państwo nieruchomości i niektórych ruchomości. Zgodnie z założeniami tego projektu w sposób jednoznaczny zrezygnowano z koncepcji naturalnego zwrotu przejętych majątków (restytucji) na rzecz prawa do rekompensaty w wysokości 15% przejętego mienia. Jednocześnie zaproponowana została zasada, że z dniem, w którym decyzja o przyznaniu rekompensaty stanie się ostateczna, wygasają wszelkie roszczenia osoby uprawnionej wobec Skarbu Państwa, jednostek samorządu terytorialnego oraz osób prawnych i fizycznych, które nabyły przejęte przez Państwo mienie. Trudno jednak dokładnie określić termin, w którym Sejm uchwali przedmiotową ustawę. Zgodnie z obowiązującym stanem prawnym, byli właściciele nieruchomości lub ich następcy prawni mogą obecnie występować do organów administracji publicznej z wnioskami o stwierdzenie nieważności decyzji administracyjnych, na mocy których nieruchomości zostały im odebrane. Na dzień sporządzenia Prospektu nie toczą się żadne postępowania administracyjne o stwierdzenie nieważności decyzji administracyjnych wydanych przez organy administracji publicznej, a dotyczących istotnych nieruchomości posiadanych przez PGNiG, które to postępowania, w przypadku ich negatywnego dla PGNiG rozstrzygnięcia, mogłyby skutkować zgłoszeniem roszczeń reprywatyzacyjnych. Nie można jednak wykluczyć, że w przyszłości mogą zostać podniesione roszczenia o zwrot także innych składników majątku, co może negatywnie wpłynąć na działalność, sytuację finansową oraz wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.2.17 Nowe przepisy regulujące zasady funkcjonowania polskiego rynku kapitałowego

Rada Ministrów przyjęła projekty trzech nowych ustaw mających zastąpić Prawo o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, które zostały przedstawione do publicznej wiadomości pod koniec 2004 roku:

- ustawy o obrocie instrumentami finansowymi;
- ustawy o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych; oraz
- ustawy o nadzorze nad rynkiem kapitałowym.

Projekty mają na celu dostosowanie polskich regulacji w zakresie rynku kapitałowego do rozwiązań i standardów przyjętych w Unii Europejskiej. Projekty, w kształcie przyjętym przez Radę Ministrów, zakładają wejście w życie nowych regulacji z dniem 1 lipca 2005 r. W dniu 26 kwietnia 2005 r. zostały one przedłożone Sejmowi RP.

Do dnia 24 maja 2005 r., ze względu na specyfikę procesu legislacyjnego, nie było możliwe określenie ostatecznego kształtu proponowanych nowych regulacji, rzeczywistej daty ich wejścia w życie, a w konsekwencji ich ostatecznego wpływu na organizację i funkcjonowanie polskiego rynku kapitałowego. Nie mniej, należy wskazać, iż przyjęte przez Radę Ministrów projekty w wielu przypadkach odbiegają od odpowiednich rozwiązań istniejących w obowiązującym Prawie o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi.

Poza wskazanymi wyżej projektami krajowych regulacji, w dniu 1 lipca 2005 r. przewidywane jest wejście w życie Rozporządzenia Komisji (WE) nr 809/2004 z dnia 29 kwietnia 2004 r. w sprawie implementacji Dyrektywy 2003/71/WE Parlamentu Europejskiego i Rady dotyczącego informacji, które powinny znaleźć się w prospekcie emisyjnym, formy prospektu emisyjnego, zamieszczania informacji przez odwołania, publikacji prospektu emisyjnego oraz rozpowszechniania informacji o charakterze reklamowym. Zgodnie z ogólnymi zasadami prawa wspólnotowego, przepisy wskazanego rozporządzenia będą miały bezpośrednie zastosowanie w Polsce – staną się częścią porządku prawnego w Polsce bez konieczności ich implementacji przez polskie prawo.

Biorąc powyższe pod uwagę należy liczyć się z wystąpieniem okoliczności, takich jak:

- wystąpienie wątpliwości interpretacyjnych dotyczących nowych przepisów krajowych;
- wprowadzenie w procesie legislacyjnym niekorzystnych (z punktu widzenia Spółki i Inwestorów) zmian do projektów przygotowanych przez Radę Ministrów;
- opóźnienie we wprowadzeniu zmian w prawie krajowym w stosunku do regulacji europejskich, co może skutkować rozbieżnościami pomiędzy prawem krajowym a Rozporządzeniem Komisji (WE) nr 809/2004 z dnia 29 kwietnia 2004 r.;

które potencjalnie mogą niekorzystnie wpłynąć na funkcjonowanie Spółki, a także na sytuację prawną Inwestorów.

2.3 Czynniki ryzyka związane z rynkiem kapitałowym i obrotem Akcjami

2.3.1 Niedojście Oferty Publicznej do skutku

Oferta Publiczna nie dochodzi do skutku jeżeli:

- Emitent odwoła Ofertę Publiczną;
- Emitent odstąpi od przeprowadzenia Oferty Publicznej w przypadkach wskazanych w pkt. 2.12.2 Rozdziału III Prospektu;
- nie zostanie złożony i prawidłowo opłacony zapis na co najmniej 1 Akcję Serii B;
- Zarząd, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, nie dokona przydziału Akcji Serii B w terminach określonych w Prospekcie;
- Zarząd nie zgłosi do Sądu Rejestrowego w ciągu 6 miesięcy od daty udzielenia przez KPWiG zgody na wprowadzenie Akcji Serii B do publicznego obrotu wniosku o zarejestrowanie podwyższenia kapitału zakładowego Spółki;
- uprawomocni się postanowienie Sądu Rejestrowego o odmowie wpisu do rejestru podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w wyniku Emisji.

Skutkiem takich sytuacji może być, między innymi, czasowe zamrożenie środków finansowych i utrata potencjalnych korzyści dla Inwestorów, którym zostaną zwrócone wpłacone kwoty bez żadnych odsetek, czy odszkodowań.

2.3.2 Ryzyko związane z niedopuszczeniem lub opóźnieniem dopuszczenia Akcji do obrotu giełdowego, nieuzyskaniem zgody na wprowadzenie Akcji do obrotu giełdowego, lub opóźnieniem wprowadzenia Akcji do obrotu giełdowego

Emitent zamierza wprowadzić do obrotu na rynku podstawowym prowadzonym na GPW Akcje Serii B, a po ustaniu ograniczenia w zbywalności Akcji Serii A1 również Akcje tej serii. Wprowadzenie ww. Akcji do obrotu

giełdowego wymaga uzyskania zgody Zarządu Giełdy na dopuszczenie Akcji do obrotu giełdowego oraz zgody Zarządu Giełdy na wprowadzenie Akcji do obrotu giełdowego. Zamiarem Emitenta jest, aby Akcje Serii B były wprowadzone do obrotu w ciągu dwóch miesięcy od dnia zamknięcia Oferty Publicznej. W przypadku odmowy dopuszczenia lub wprowadzenia tych Akcji do obrotu giełdowego, jak również opóźnienia w wydaniu takich zgód, Akcje nie będą mogły być notowane lub będą mogły być notowane w późniejszym terminie na tym rynku, co miałoby negatywny wpływ na ich płynność.

2.3.3 Wykluczenie Akcji z publicznego obrotu

W sytuacji, gdy spółki publiczne nie wypełniają określonych obowiązków wymaganych prawem, w szczególności obowiązków informacyjnych wynikających z Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, KPWiG może nałożyć na podmiot, który nie dopełnił obowiązków, karę pieniężną w wysokości do 500 tys. PLN albo może wydać decyzję o wykluczeniu akcji z publicznego obrotu albo nałożyć obie te kary łącznie. Nie ma pewności, czy taka sytuacja nie wystąpi w przyszłości w odniesieniu do Akcji.

2.3.4 Wykluczenie lub zawieszenie obrotów Akcjami na GPW

Zarząd GPW może zawiesić obrót akcjami spółki publicznej lub wykluczyć akcje spółki publicznej z obrotu giełdowego w przypadkach przewidzianych w regulaminie GPW. Nie ma pewności, czy sytuacja taka nie będzie miała miejsca w odniesieniu do Akcji.

2.3.5 Płynność rynku i wahania cen Akcji

Akcje PGNiG nie były do tej pory notowane na żadnym rynku regulowanym lub nieregulowanym. Nie ma więc pewności, że Akcje będą przedmiotem aktywnego obrotu po ich dopuszczeniu do publicznego obrotu oraz wprowadzeniu do obrotu na GPW. Cena Akcji może być niższa niż ich Cena Emisyjna na skutek szeregu czynników, między innymi, okresowych zmian wyników operacyjnych PGNiG, liczby oraz płynności notowanych Akcji, wahań kursów wymiany walut, poziomu inflacji, zmiany globalnych, regionalnych lub krajowych czynników ekonomicznych i politycznych oraz sytuacji na innych giełdach papierów wartościowych na świecie.

Polski rynek papierów wartościowych charakteryzuje się stosunkowo małą płynnością, w związku z czym ceny papierów wartościowych notowanych na GPW mogą wykazywać większą zmienność niż na innych rynkach. Tym samym mogą wystąpić trudności w sprzedaży dużej liczby Akcji w krótkim czasie, co może spowodować znaczne obniżenie cen Akcji.

2.3.6 Akcje, które w przyszłości mogą zostać sprzedane

Zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., w terminie 6 miesięcy od dnia rozpoczęcia notowań Akcji wyemitowanych w ramach podwyższenia kapitału zakładowego Spółki zakłada się zaoferowanie mniejszościowego pakietu Akcji należących do Skarbu Państwa. Decyzja dotycząca sprzedaży pakietów Akcji należących do Skarbu Państwa zostanie podjęta przez Ministra Skarbu Państwa, w oparciu o wyniki analizy rynku i wartości posiadanych Akcji. Zgodnie z ww. programem po udostępnieniu Akcji przez Skarb Państwa oraz podwyższeniu kapitału zakładowego Spółki, jak również wydaniu Akcji uprawnionym pracownikom, Skarb Państwa zachowa co najmniej 51% udziału w kapitale zakładowym PGNiG.

Zgodnie z przepisami Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji, do 750.000.000 Akcji, tj. do 15% Akcji objętych przez Skarb Państwa w dniu wpisania PGNiG do rejestru, zostanie udostępnionych byłym lub obecnym pracownikom PGNiG i spółek z Grupy Kapitałowej PGNiG. Stosownie do art. 38 ust. 3 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji, udostępnione przez Skarb Państwa Akcje Pracownicze nie mogą być przedmiotem obrotu przed upływem dwóch lat od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych Akcji na zasadach ogólnych, a w przypadku pracowników będących członkami Zarządu - przed upływem trzech lat od dnia zbycia Akcji przez Skarb Państwa. W przypadku PGNiG zbycie pierwszych Akcji na zasadach ogólnych, zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., może nastąpić w 2005 roku w terminie do 6 miesięcy od dnia rozpoczęcia notowań Akcji Oferowanych. Ponadto, wedle najlepszej wiedzy Emitenta, Minister Skarbu Państwa rozważa, z zastrzeżeniem uzyskania zgody Rady Ministrów na dokonanie takiej transakcji, zbycie jednej Akcji w terminie trzech miesięcy od dnia rozpoczęcia notowań Akcji Oferowanych. Oznacza to, że Akcje Pracownicze mogą zostać udostępnione w 2006 roku, tj. po trzech miesiącach od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych Akcji na zasadach ogólnych. Odpowiednio, w 2008 roku oraz w 2009 roku Akcje Pracownicze mogą przestać podlegać ograniczeniom obrotu. Nieodpłatne zbycie na rzecz uprawnionych pracowników Akcji Pracowniczych przez Skarb Państwa nastąpi poza rynkiem regulowanym, zgodnie z przepisami Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi.

Po przeprowadzeniu Oferty Publicznej oraz udostępnieniu Akcji Pracowniczych, a przed wspomnianą powyżej sprzedażą pakietu mniejszościowego Akcji, Skarb Państwa pozostanie właścicielem około 72% Akcji (przy założeniu zbycia wszystkich Akcji Oferowanych i Akcji Pracowniczych), które będzie mógł swobodnie zbywać w ramach wykonywania przysługujących mu praw majątkowych, jak to miało miejsce w przeszłości w przypadku innych prywatyzowanych spółek notowanych na GPW.

PGNiG nie może przewidzieć, jaki wpływ na cenę rynkową Akcji będzie mieć ewentualna dalsza sprzedaż Akcji przez Skarb Państwa lub sprzedaż na rynku Akcji Pracowniczych, przy czym jednoczesny napływ tych Akcji na rynek może mieć (choćby przejściowo) istotny, negatywny wpływ na cenę rynkową Akcji. Nie można więc zapewnić, że cena rynkowa Akcji nie obniży się z powodu zbycia Akcji Pracowniczych lub zbycia Akcji posiadanych przez Skarb Państwa.

2.3.7 Nowi Akcjonariusze dysponujący znaczącymi pakietami Akcji Pracowniczych

Pracownicy mogą zawrzeć umowy skutkujące zbyciem posiadanych przez nich Akcji Pracowniczych na rzecz osób trzecich po ustaniu ustawowych ograniczeń w ich zbywalności. Nie ma pewności, że po upływie tego okresu nie pojawią się nowi znaczący Akcjonariusze, którzy w związku z zawarciem takich umów, będą posiadali ponad pięć procent wszystkich Akcji.

2.3.8 Ryzyko związane z notowaniem Praw do Akcji Serii B

Dopuszczenie Praw do Akcji Serii B wymaga szczegółowych uzgodnień pomiędzy Emitentem, Oferującym, KDPW i GPW. Zastrzeżenia którejkolwiek ze stron mogą skutkować niedopuszczeniem Praw do Akcji Serii B do obrotu giełdowego, co dla Inwestorów może spowodować utrudnienia w obrocie wtórnym Prawami do Akcji Serii B.

Charakter obrotu Prawami do Akcji Serii B rodzi ryzyko, iż w sytuacji niedojścia do skutku Emisji posiadacz Praw do Akcji Serii B otrzyma jedynie zwrot środków w wysokości iloczynu liczby Praw do Akcji Serii B znajdujących się na koncie Inwestora oraz Ceny Emisyjnej. W przypadku nabycia Praw do Akcji Serii B na rynku giełdowym po cenie wyższej od Ceny Emisyjnej Inwestorzy poniosą straty na inwestycji.

3 WYBRANE DANE FINANSOWE EMITENTA ORAZ GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG

3.1 Dane finansowe Emitenta

w tys. PLN

	I kw. 2005	2004	2003	2002	2001
Przychody ze sprzedaży	2.945.059	8.447.521	8.024.775	9.118.740	8.974.036
Zysk (strata) na działalności operacyjnej	800.527	1.388.736	1.493.824	1.099.954	829.629
Zysk (strata) brutto	541.696	1.118.252	669.083	518.467	(76.503)
Zysk (strata) netto	284.684	746.713	200.439	310.934	(52.106)
Aktywa razem	15.004.383	14.564.654	15.234.389	17.008.513	17.545.710
Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	6.597.595	6.442.425	7.839.983	9.812.572	10.660.460
Zobowiązania długoterminowe	246.354	304.596	4.839.510	4.817.678	5.875.670
Zobowiązania krótkoterminowe	5.116.445	5.067.740	1.986.267	2.511.581	2.302.587
Kapitał własny (aktywa netto)	8.406.788	8.122.230	7.394.406	7.195.941	6.885.250
Kapitał zakładowy	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000
Liczba Akcji (sztuk)	5.000.000.000	5.000.000.000	5.000.000.000	5.000.000.000	5.000.000.000
Zysk (strata) na jedną Akcję zwykłą (w PLN)	0,06	0,15	0,04	0,06	(0,01)
Rozwodniony zysk (strata) na jedną Akcję zwykłą (w PLN)	0,06	0,15	0,04	0,06	(0,01)
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną Akcję*	0,10	0	0	0	0

**W 2004 roku była wypłacona dywidenda - na jedną Akcję przypadał mniej niż 1 grosz.*

3.2 Dane finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG

w tys. PLN

	I kw. 2005	2004	2003	2002	2001
Przychody ze sprzedaży	3.784.454	10.910.092	10.188.609	9.484.892	9.392.953
Zysk (strata) na działalności operacyjnej	1.079.482	1.652.727	1.596.347	1.113.855	858.441
Zysk (strata) brutto	818.948	1.014.775	844.710	603.703	(56.293)
Zysk (strata) netto	594.708	1.109.512	538.855	392.412	(42.948)
Aktywa razem	18.221.601	17.374.117	17.548.642	17.217.076	17.711.331
Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	8.821.253	8.570.855	9.815.360	10.015.404	10.889.700
Zobowiązania długoterminowe	268.548	326.599	4.847.421	4.824.604	5.868.885
Zobowiązania krótkoterminowe	5.751.481	5.641.806	2.444.868	2.620.092	2.403.887
Kapitał własny (aktywa netto)	9.394.743	8.797.869	7.727.909	7.196.090	6.815.581
Kapitał zakładowy	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.,000
Liczba Akcji (sztuk)	5.000.000.000	5.000.000.000	5.000.000.000	5.000.000.000	5.000.000.000
Zysk (strata) na jedną Akcję zwykłą (w PLN)	0,12	0,22	0,11	0,08	(0,01)
Rozwodniony zysk (strata) na jedną Akcję zwykłą (w PLN)	0,12	0,22	0,11	0,08	(0,01)
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną Akcję*	0,10	0	0	0	0

**W 2004 roku była wypłacona dywidenda - na jedną Akcję przypadł mniej niż 1 grosz.*

4 WSKAŹNIKI CHARAKTERYZUJĄCE EFEKTYWNOŚĆ DZIAŁALNOŚCI GOSPODARCZEJ I ZDOLNOŚĆ REGULOWANIA ZOBOWIĄZAŃ EMITENTA

Emitent

	I kw 2005	2004	2003	2002	2001
Stopa zwrotu z zainwestowanego kapitału	3,39%	9,19%	2,71%	4,32%	(0,76%)
Stopa zwrotu z aktywów	1,90%	5,13%	1,32%	1,83%	(0,30%)
Rentowność sprzedaży	9,67%	8,84%	2,50%	3,41%	(0,58%)
Stopa wypłaty dywidendy	-	66,96%	-	-	-
Wskaźnik zadłużenia kapitałów własnych	78,48%	79,32%	106,03%	136,36%	154,83%

Stopa zwrotu z zainwestowanego kapitału *– wskaźnik mierzy efektywność wykorzystania kapitałów własnych Spółki; obliczany jest jako stosunek wyniku finansowego netto do kapitałów własnych.*

Stopa zwrotu aktywów *– wskaźnik mierzy efektywność wykorzystania majątku Spółki; obliczany jest jako stosunek wyniku finansowego netto do aktywów ogółem.*

Rentowność sprzedaży *– wskaźnik mierzy efektywność sprzedaży Spółki; obliczany jest jako stosunek wyniku finansowego netto do przychodów ze sprzedaży w okresie.*

Stopa wypłaty dywidendy *– wskaźnik ten określa, jaką część zysku netto Spółka przeznaczyła na wypłatę dywidendy za dany rok obrotowy; obliczany jest jako stosunek kwoty przeznaczonej na wypłatę dywidendy do zysku netto za dany rok obrotowy.*

Wskaźnik zadłużenia kapitałów własnych *– wskaźnik określa poziom zadłużenia kapitału własnego Spółki; obliczany jest jako stosunek sumy zobowiązań i rezerw na zobowiązania do sumy kapitałów własnych na koniec danego okresu.*

Grupa Kapitałowa PGNiG

	I kwartał 2005	2004	2003	2002	2001
Stopa zwrotu z zainwestowanego kapitału	6,33%	12,61%	6,97%	5,45%	(0,63%)
Stopa zwrotu z aktywów	3,26%	6,39%	3,07%	2,28%	(0,24%)
Rentowność sprzedaży	15,71%	10,17%	5,29%	4,14%	(0,46%)
Stopa wypłaty dywidendy	-	45%	-	-	-
Wskaźnik zadłużenia kapitałów własnych	93,90%	97,42%	127,01%	139,18%	159,78%

Stopa zwrotu z zainwestowanego kapitału *– wskaźnik mierzy efektywność wykorzystania kapitałów własnych Spółki; obliczany jest jako stosunek wyniku finansowego netto do kapitałów własnych.*

Stopa zwrotu aktywów *– wskaźnik mierzy efektywność wykorzystania majątku Spółki; obliczany jest jako stosunek wyniku finansowego netto do aktywów ogółem.*

Rentowność sprzedaży *– wskaźnik mierzy efektywność sprzedaży Spółki; obliczany jest jako stosunek wyniku finansowego netto do przychodów ze sprzedaży w okresie.*

Stopa wypłaty dywidendy *– wskaźnik ten określa, jaką część zysku netto Spółka przeznaczyła na wypłatę dywidendy za dany rok obrotowy; obliczany jest jako stosunek kwoty przeznaczonej na wypłatę dywidendy do zysku netto za dany rok obrotowy.*

Wskaźnik zadłużenia kapitałów własnych *– wskaźnik określa poziom zadłużenia kapitału własnego Spółki; obliczany jest jako stosunek sumy zobowiązań i rezerw na zobowiązania do sumy kapitałów własnych na koniec danego okresu.*

5 INFORMACJE O RATINGU PRZYZNANYM EMITENTOWI ORAZ EMITOWANYM PRZEZ NIEGO PAPIEROM WARTOŚCIOWYM

Rating jest to wskaźnik przyznawany przez wyspecjalizowane instytucje - agencje ratingowe pozwalający na ocenę ryzyka inwestycyjnego związanego z określonymi papierami wartościowymi lub zdolnością danego podmiotu gospodarczego do terminowej spłaty zaciągniętych zobowiązań.

Agencja ratingowa	Data przyznania oceny	Ocena	Opis oceny	Skala ocen
Standard & Poor's	10.05.2001 r.	BBB	Ocena przyznana Spółce	Skala ocen od najwyższej: AAA, AA, A, BBB, BB, B, CCC, CC, C z możliwością dodania znaku „+" lub „-" dla ocen od AA do CCC
	02.10.2001 r.	BBB	Ocena przyznana emitowanym przez Spółkę Euroobligacjom	
Moody's Investors Services Ltd.	13.06.2001 r.	Baa3	Ocena przyznana Spółce	Skala ocen od najwyższej: Aaa, Aa, A, Baa, Ba, B, Caa, Ca, C z możliwością dodania numerycznych modyfikatorów: 1, 2, 3 (1 - ocena najwyższa, 3 – ocena najniższa)
	01.10.2001 r.	Baa3	Ocena przyznana emitowanym przez Spółkę Euroobligacjom	

Standard & Poor's

Ocena BBB przyznana dłużnikowi oznacza, że posiada on wystarczające możliwości finansowe dla regulowania swoich zobowiązań finansowych. Niemniej jednak, prawdopodobne jest, że niekorzystne warunki ekonomiczne mogą prowadzić do obniżenia zdolności dłużnika do regulowania jego zobowiązań finansowych.

Moody's Investors Services Ltd.

Obligacje ocenione na Baa są traktowane jako charakteryzowane przez średni poziom ryzyka. Płatności odsetek i raty głównej mogą być w adekwatny sposób regulowane przez dłużnika, ale niektóre elementy zabezpieczenia wierzyciela mogą nie występować lub nie przedstawiać stabilnych charakterystyk w bardzo długim okresie.

Po dokonaniu przeglądu rocznego Spółki, obie agencje ratingowe potwierdziły w sierpniu 2004 roku wskazane w powyższej tabeli oceny ratingowe. Ponadto agencja Moody's Investors Services Ltd. podwyższyła perspektywę ratingu Euroobligacji z negatywnej na stabilną.

Z powyższej tabeli wynika, że perspektywy Emitenta są stabilne, a oceny ratingowe oznaczają rating na poziomie inwestycyjnym.

6 CELE EMISJI

6.1 Cele, których realizacji mają służyć wpływy uzyskane z Emisji

Spółka oczekuje, że w wyniku Oferty Publicznej, po pokryciu jej kosztów, uzyska wpływy w wysokości ok. 1,5 mld zł. Zgodnie ze strategią Emitenta, zawierającą założenia inwestycyjne, opisaną w pkt. 6 Rozdziału VI Prospektu, wpływy z Emisji będą przeznaczone na realizację projektów inwestycyjnych w 2005 roku i w latach następnych, a wykorzystanie środków z Emisji powinno nastąpić do 2007 roku. Nakłady inwestycyjne będą realizowane w poniżej wskazanych obszarach działalności:

- działalność w zakresie poszukiwania i wydobycia - do 43% pozyskanych środków;
- działalność w zakresie przesyłu i magazynowania - do 25% pozyskanych środków;
- działalność w zakresie dystrybucji - do 22% pozyskanych środków;
- działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej – do 10% pozyskanych środków.

PGNiG zamierza zwiększyć wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej. Do osiągnięcia powyższych celów konieczne będzie poniesienie znaczących nakładów inwestycyjnych. W związku z tym Spółka przewiduje wzrost wartości realizowanych inwestycji w perspektywie krótko- i średnioterminowej.

Najważniejsze projekty inwestycyjne w obszarze wydobycia obejmują: zagospodarowanie złoża Lubiatów-Międzychód-Grotów, zagospodarowanie złóż Wielichowo, Ruchocice, Jabłonna, Elżbieciny, Jasionka, Paproć W, a także rozbudowę i modernizację kopalni Zielin.

Ponadto celem PGNiG jest utrzymanie wskaźnika odbudowy zasobów złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na poziomie nie niższym niż 1,1 do 2008 roku. W efekcie, nakłady na poszukiwania gazu ziemnego i ropy naftowej zostaną utrzymane na poziomie nie niższym niż w latach ubiegłych. Odbudowa zasobów przy współczynniku 1,1 polega na prowadzeniu prac poszukiwawczych w zakresach niezbędnych dla odkrycia i udokumentowania w danym okresie zasobów nowych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w ilościach większych o 10% od wydobytych ilości tych surowców w tym samym okresie. Projekty poszukiwawcze będą prowadzone na obszarach koncesyjnych posiadanych przez PGNiG i będą koncentrować się w następujących rejonach: poszukiwania ropy naftowej – rejon Międzychodu, Gorzowa Wielkopolskiego, Krosna Odrzańskiego, poszukiwania gazu ziemnego zaazotowanego – rejon Poznania, Nowego Tomyśla, Jarocina, poszukiwania gazu ziemnego wysokometanowego – rejon Rzeszowa, Leżajska-Przemyśla, Lubaczowa-Tarnogrodu.

Nakłady inwestycyjne w zakresie poszukiwania i wydobycia są niezbędne do zagospodarowania złóż do eksploatacji dla osiągnięcia zakładanego poziomu wydobycia w 2008 roku na poziomie ok. 5,5 mld m^3 gazu ziemnego i ok. 1,4 mln ton ropy naftowej. Ponadto utrzymanie powyżej wskazanych poziomów wydobycia będzie wymagać nakładów na poszukiwania nowych złóż w celu pokrycia przewidywanego spadku wydobycia ze złóż obecnie eksploatowanych.

Przewidywane wydatki na poszukiwania wyniosą ok. 500.000 tys. zł rocznie, natomiast na zagospodarowanie złóż zakładane nakłady inwestycyjne powinny kształtować się na poziomie 350.000 – 400.000 tys. zł rocznie.

W zakresie działalności przesyłowej PGNiG zamierza inwestować w budowę, rozbudowę i modernizację własnych gazociągów operacyjnych (np. gazociągi kopalniane wykorzystywane do transportu gazu ziemnego z miejsca jego wydobycia do zakładu oczyszczania) i interkonektorów (połączeń międzysystemowych takich jak połączenie krajowego systemu przesyłowego z systemem niemieckim, o którym mowa w pkt. 6 Rozdziału VI Prospektu), które mogą być w posiadaniu PGNiG zgodnie z Nową Dyrektywą Gazową oraz Nowelizacją Prawa Energetycznego (których PGNiG może być właścicielem, ale nie operatorem) oraz będzie zobowiązany, w okresie obowiązywania Umowy Leasingu, do finansowania rozbudowy sieci przesyłowej przekazanej PGNiG Przesył na podstawie ww. umowy.

W zakresie działalności związanej z magazynowaniem gazu, PGNiG planuje zwiększyć pojemność roboczą posiadanych podziemnych magazynów gazu. Najważniejszym projektem w tym obszarze jest rozbudowa PMG Wierzchowice. Realizacja działań w powyższym zakresie planowana jest na lata 2006–2008, lecz może ulec przesunięciu na lata następne.

W zakresie dystrybucji projekty inwestycyjne będą polegać na modernizacji istniejącej sieci dystrybucyjnej Grupy PGNiG oraz jej rozbudowie w celu przyłączania nowych odbiorców. Nakłady inwestycyjne w zakresie dystrybucji będą realizowane bezpośrednio przez Spółki Gazownictwa. Emitent przewiduje przekazanie środków z Emisji Spółkom Gazownictwa w formie podwyższenia kapitału zakładowego tych spółek lub udzielenia im pożyczek.

W zakresie wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej Spółka planuje uczestniczyć w projektach inwestycyjnych dotyczących budowy/modernizacji jednostek wytwarzających energię w skojarzeniu (kogeneracja), w tym zwłaszcza wykorzystujących jako paliwo gaz ziemny.

W przypadku, gdyby wpływy z Emisji okazały się mniejsze niż pierwotnie planowane, Emitent przewiduje zachowanie proporcji w zakresie inwestycji w poszczególne rodzaje działalności.

Spółka nie ma priorytetów w zakresie realizacji celów emisji.

6.2 Wskazanie kwot i źródeł dodatkowych funduszy koniecznych do realizacji celów, jeżeli kwoty z Oferty Publicznej okazałyby się niewystarczające

Wartość planowanych przez Grupę PGNiG wydatków inwestycyjnych (przy uwzględnieniu wydatków na poszukiwania) szacowana jest na kwotę 1,7 mld zł w 2005 roku. Inwestycje w latach następnych utrzymane będą na podobnym lub nieco większym poziomie. Biorąc pod uwagę krótko- i średnioterminowe cele strategiczne PGNiG, przewiduje się, że wpływy z Oferty Publicznej nie będą wystarczające do sfinansowania planowanych wydatków inwestycyjnych. Dodatkowe środki będą w znacznej części pochodzić ze środków wypracowanych przez Spółkę w ramach prowadzonej działalności.

Szacowana wartość programu inwestycyjnego w latach 2005–2008 wyniesie ok. 8.750.000 tys. zł, w tym w zakresie wydobycia i poszukiwań, przesyłu, magazynowania i dystrybucji wydatki inwestycyjne wyniosą odpowiednio: ok. 3.600.000 tys. zł, ok. 2.350.000 tys. zł, ok. 350.000 tys. zł i ok. 2.450.000 tys. zł.

W przypadku, gdyby wpływy uzyskane w wyniku Oferty Publicznej okazały się mniejsze niż oczekiwane, wówczas Spółka rozważy możliwość realizacji części programu inwestycyjnego w większym stopniu z wykorzystaniem kredytów bankowych lub poprzez emisję dłużnych papierów wartościowych jak również może rozważyć ewentualne przesunięcie w czasie realizacji części inwestycji.

6.3 Zadłużenie, które zostanie spłacone za pomocą wpływów z Oferty Publicznej

Cele Emisji nie przewidują spłaty zadłużenia z wykorzystaniem środków pozyskanych w wyniku Oferty Publicznej, w związku z czym Emitent nie planuje przeznaczać kwoty większej niż 5% wartości wpływów z Oferty Publicznej na spłatę zadłużenia.

6.4 Umowy nabycia składników majątkowych, na które przeznaczone zostaną wpływy z Oferty Publicznej

Na dzień sporządzenia Prospektu nie istnieją żadne umowy nabycia składników majątkowych, na które będą przeznaczone wpływy z Oferty Publicznej.

6.5 Przeznaczenie środków uzyskanych z Oferty Publicznej na nabycie składników majątkowych od podmiotów powiązanych z Emitentem

Emitent nie zamierza przeznaczać środków pozyskanych w wyniku Oferty Publicznej na nabycie składników majątkowych od podmiotów powiązanych z Emitentem.

6.6 Przedstawienie planów Emitenta odnośnie wykorzystania wpływów z Oferty Publicznej w okresie do rozpoczęcia realizacji jej celów

Emitent, w okresie do rozpoczęcia realizacji celów Emisji, zamierza zdeponować środki uzyskane w wyniku Oferty Publicznej na oprocentowanym rachunku bankowym lub przeznaczyć na krótkoterminowe inwestycje w bezpieczne dłużne papiery wartościowe, w szczególności emitowane przez Skarb Państwa.

6.7 Opis stanu przygotowań Spółki do realizacji celów Oferty Publicznej

W 2004 roku Zarząd przyjął strategię rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2005–2008, a na początku 2005 roku także plan działalności na 2005 rok. Wysokość środków, które Spółka spodziewa się uzyskać w wyniku Oferty Publicznej wynika z założeń strategii rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG oraz planu jej działalności na 2005 rok. Spółka realizuje swoją strategię zgodnie z oczekiwaniami.

6.8 Wskazanie, czy wpływy uzyskane z emisji papierów wartościowych zostały wykorzystane zgodnie z założonymi celami

W ostatnich trzech latach przed dniem sporządzenia Prospektu Spółka nie emitowała żadnych papierów wartościowych.

7 WSKAZANIE CZY CELE EMISJI MOGĄ ULEC ZMIANIE

Emitent nie przewiduje zmiany celów Emisji, jednakże jest możliwie przesunięcie terminów ich realizacji. Organem uprawnionym do dokonania zmian celów Emisji jest Zarząd. W przypadku zaistnienia okoliczności, które spowodują zmianę celów Emisji, zostanie podjęta przez Zarząd stosowna uchwała. Wówczas, informacja o zmianie celów Emisji będzie podana do publicznej wiadomości zgodnie z art. 81 ust. 1 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, niezwłocznie po jej powzięciu, jednak nie później niż w ciągu 24 godzin. Warunkiem ewentualnej zmiany celów Emisji będzie zaistnienie okoliczności, które spowodują brak możliwości realizacji inwestycji w obszarach wskazanych w pkt. 6.1 niniejszego Rozdziału.

Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., akty wewnątrzkorporacyjne Spółki określające kompetencje poszczególnych organów Spółki, w szczególności Statut, Regulamin Rady Nadzorczej, Regulamin Zarządu nie przewidują obowiązku zaopiniowania albo zaakceptowania przez Radę Nadzorczą uchwały Zarządu odnośnie zmiany celów Emisji. Również uchwała Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 30 marca 2005 r. nie przewiduje obowiązku uzyskania opinii Rady Nadzorczej co do zmiany celów Emisji.

Rada Nadzorcza, w ramach sprawowania stałego nadzoru nad działalnością Spółki we wszystkich dziedzinach jej działalności oraz w ramach nadzoru nad realizacją Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG

z 2004 r. zapoznawała się z informacjami i dokumentami dotyczącymi planowanej publicznej Emisji, w tym także dotyczącymi celów Emisji i możliwości ich zmiany.

8 CZYNNIKI MAJĄCE WPŁYW NA CENĘ EMISYJNĄ ORAZ ZASADY JEJ USTALANIA

Cena Emisyjna będzie ustalona przez Walne Zgromadzenie na podstawie rekomendacji Ceny Emisyjnej przedstawionej przez Globalnego Koordynatora oraz Oferującego. Zasadniczym czynnikiem branym pod uwagę przy ustaleniu Ceny Emisyjnej będzie poziom i wrażliwość cenowa popytu krajowych i zagranicznych Inwestorów instytucjonalnych, określone w wyniku procesu budowania Księgi Popytu. Na poziom Przedziału Cenowego, który będzie określany na potrzeby budowania Księgi Popytu oraz ustalenia Ceny Emisyjnej będą miały wpływ następujące czynniki:

- przewidywane przyszłe wyniki finansowe Emitenta;
- wycena przedsiębiorstwa Emitenta, przygotowana przy zastosowaniu metod porównawczych oraz metodologii zdyskontowanych przepływów pieniężnych (Discounted Cash Flow);
- przewidywany rozwój rynków, na których działa Grupa Kapitałowa PGNiG;
- sytuacja i prognozy dotyczące rozwoju sytuacji na rynkach kapitałowych;
- czynniki ryzyka inwestycyjnego wymienione w pkt. 2 niniejszego Rozdziału.

Cena Emisyjna będzie ceną stałą i jednakową dla wszystkich transz w Ofercie i będzie przekazana do publicznej wiadomości przez Emitenta zgodnie z art. 81 ust. 1 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi.

9 STOPIEŃ OBNIŻENIA WARTOŚCI KSIĘGOWEJ NETTO

Stopień obniżenia wartości księgowej netto na jedną Akcję dla nowych nabywców Akcji w PLN

Cena emisyjna 1 Akcji: [●] PLN.

Wartość księgowa netto na 1 Akcję przed Emisją: 1,68 PLN.

Wzrost wartości księgowej na 1 Akcję w wyniku Emisji: [●] PLN.

Wartość księgowa netto na 1 Akcję po Emisji (pro forma): [●] PLN.

Obniżenie wartości księgowej netto na 1 nabywaną Akcję: [●] PLN.

** Według wartości księgowej i liczby Akcji na dzień 31 marca 2005 r.*

Proporcje wkładu pieniężnego dotychczasowych i nowych Akcjonariuszy przedstawia poniższa tabela.

	Nabyte Akcje		**Łączny wkład pieniężny do kapitału Spółki**		**Średnia cena zapłacona za jedną Akcję**
	liczba	**%**	**wartość**	**%**	
Dotychczasowi Akcjonariusze	5.000.000.000	84,75	[●]**	[●]**	[●]**
Nowi nabywcy*	900.000.000	15,25	[●]	[●]	[●]
Razem*	5.900.000.000	100	[●]**	[●]**	[●]**

** Przy założeniu, że wszystkie Akcje Oferowane zostaną objęte.*

*** Nie dotyczy, PGNiG powstało w wyniku przekształcenia z PP PGNiG.*

10 DANE FINANSOWE DOTYCZĄCE WARTOŚCI KSIĘGOWEJ I ZOBOWIĄZAŃ EMITENTA

Według stanu na dzień 31 marca 2005 r., wartość księgowa Emitenta wynosiła 8.406.233,0 tys. zł, a wartość zobowiązań 6.658.822,8 tys. zł.

ROZDZIAŁ II
OSOBY ODPOWIEDZIALNE ZA INFORMACJE ZAWARTE W PROSPEKCIE

1 EMITENT

1.1 Nazwa, siedziba, adres i numery telekomunikacyjne

Firma:	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna
Siedziba:	Warszawa
Adres:	ul. Krucza 6/14, 00-537 Warszawa
Numer telefonu:	+48 (22) 583 50 00
Numer telefonu:	+48 (22) 691 79 00
Numer telefaksu:	+48 (22) 691 82 73
Poczta elektroniczna:	pr@pgnig.pl
Strona internetowa:	www.pgnig.pl

1.2 Osoby fizyczne działające w imieniu Emitenta

Imię i nazwisko	**Stanowisko**
Marek Kossowski	Prezes Zarządu
Marek Foltynowicz	Wiceprezes Zarządu

Adresy osób fizycznych działających w imieniu Emitenta zostały objęte wnioskiem o niepublikowanie.

1.3 Oświadczenie o odpowiedzialności osób działających w imieniu Emitenta

Działając w imieniu Emitenta oświadczamy, że informacje zawarte w Prospekcie są prawdziwe, rzetelne i nie pomijają żadnych faktów ani okoliczności, których ujawnienie w Prospekcie jest wymagane przepisami prawa, a także, że zgodnie z naszą najlepszą wiedzą nie istnieją, poza ujawnionymi w Prospekcie, istotne zobowiązania Emitenta ani okoliczności, które mogłyby wywrzeć znaczący wpływ na sytuację prawną, majątkową i finansową Emitenta oraz osiągane przez niego wyniki finansowe.

Oświadczamy, że wedle naszej najlepszej wiedzy, skrócone sprawozdanie finansowe, skonsolidowane sprawozdanie finansowe i informacje finansowe w formie raportów kwartalnych i skonsolidowanych raportów kwartalnych oraz dane porównywalne, zamieszczone w Prospekcie, sporządzone zostały zgodnie z obowiązującymi zasadami rachunkowości oraz że odzwierciedlają w sposób prawdziwy, rzetelny i jasny sytuację majątkową i finansową oraz wynik finansowy Emitenta i Grupy Kapitałowej PGNiG.

Oświadczamy, że podmiot uprawniony do badania skonsolidowanych sprawozdań finansowych, w tym będących podstawą sporządzenia danych porównywalnych zamieszczonych w Prospekcie, został wybrany zgodnie z przepisami prawa oraz, że podmiot ten, a także biegli rewidenci i dokonujący badania spełniali warunki do wyrażenia bezstronnej i niezależnej opinii o badaniu, zgodnie z właściwymi przepisami prawa polskiego.

.....

Marek Kossowski

Prezes Zarządu

.....

Marek Foltynowicz

Wiceprezes Zarządu

2 PODMIOT DOMINUJĄCY

2.1 Informacje o Podmiocie Dominującym

Firma:	Skarb Państwa reprezentowany przez Ministra Skarbu Państwa
Siedziba:	Warszawa
Adres:	ul. Krucza 36/Wspólna 6, 00-522 Warszawa
Numer telefonu:	+48 (22) 695 80 00, 695 90 00
Numer telefaksu:	+48 (22) 628 08 72, 621 33 61
Poczta elektroniczna:	minister@msp.gov.pl
Strona internetowa:	www.msp.gov.pl

2.2 Osoba działająca w imieniu Podmiotu Dominującego

Osobą działającą w imieniu Podmiotu Dominującego jest:

Jacek Socha – Minister Skarbu Państwa reprezentujący Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej.

Informacja o miejscu zamieszkania osoby fizycznej działającej w imieniu Podmiotu Dominującego została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Odpowiedzialność Podmiotu Dominującego jako podmiotu sporządzającego Prospekt ograniczona jest do informacji zawartych w Rozdziale II pkt 2.

2.3 Oświadczenie osoby działającej w imieniu Podmiotu Dominującego

Ja, niżej podpisany oświadczam, że informacje zawarte w Prospekcie dotyczące Podmiotu Dominującego są prawdziwe i rzetelne, i nie pomijają żadnych faktów ani okoliczności, których ujawnienie w Prospekcie jest wymagane przepisami prawa.

.....

Jacek Socha

Minister Skarbu Państwa

3 PODMIOTY SPORZĄDZAJĄCE PROSPEKT

3.1 Emitent

3.1.1 Informacje o Emitencie

Nazwa, siedziba, adres i numery telekomunikacyjne

Firma:	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna
Siedziba:	Warszawa
Adres:	ul. Krucza 6/14, 00-537 Warszawa
Numer telefonu:	+48 (22) 583 50 00
Numer telefonu:	+48 (22) 691 79 00
Numer telefaksu:	+48 (22) 691 82 73
Poczta elektroniczna:	pr@pgnig.pl
Strona internetowa:	www.pgnig.pl

3.1.2 Osoby fizyczne działające w imieniu Emitenta

Imię i nazwisko	**Stanowisko**
Marek Kossowski	Prezes Zarządu
Marek Foltynowicz	Wiceprezes Zarządu

Informacje o miejscu zamieszkania osób fizycznych działających w imieniu Spółki zostały objęte wnioskiem o niepublikowanie.

Odpowiedzialność Emitenta jako podmiotu sporządzającego Prospekt ograniczona jest do informacji zawartych w Rozdziale I pkt. 1.4-1.5, 2.1.4-2.1.11, 2.1.14-2.1.18, 2.1.21, 2.1.23, 2.1.26-2.1.28, 2.2.7-2.2.8, 2.3.1, 2.3.6-2.3.7, 3, 5-7 oraz 9-10, Rozdziale II pkt. 1 oraz 3.1, Rozdziale III pkt. 2 (wstęp), 2.1, 2.9, 2.14 oraz 3.8-3.9, Rozdziale IV pkt. 7, 8.1-8.2 oraz 27-28, Rozdziale V pkt. 2, 10.3.1 oraz 16-17, Rozdziale VI pkt. 2.2, 2.6 oraz 3-6, Rozdziale VII pkt. 3, 5-9, 13-14, Rozdziale VIII z wyłączeniem pkt. 1.1 oraz 2.2.1, Rozdziale IX oraz Rozdziale X pkt. 1-5, 8 oraz 9.

3.1.3 Powiązania osób fizycznych działających w imieniu Emitenta z Emitentem

Nie istnieją żadne powiązania osobiste, organizacyjne, finansowe bądź też umowne pomiędzy osobami fizycznymi działającymi w imieniu Emitenta a Emitentem poza tym, że osoby te:

- pełnią funkcję członków Zarządu;
- pan Marek Foltynowicz jest stroną umowy użytkowania lokalu mieszkalnego będącego w posiadaniu PGNiG;
- pan Mieczysław Jakiel jest stroną umowy najmu lokalu mieszkalnego będącego własnością PGNiG.

3.1.4 Powiązania Emitenta z Podmiotem Dominującym

Nie istnieją żadne powiązania osobiste, organizacyjne, finansowe bądź też umowne pomiędzy Emitentem a Podmiotem Dominującym poza: umową w sprawie przeprowadzenia procesu nieodpłatnego udostępnienia upoważnionym pracownikom PGNiG Akcji należących do Skarbu Państwa z dnia 4 czerwca 1997 r., umową z dnia 17 września 2003 r. o realizacji zadań na rzecz obronności oraz umową na wykonanie zamawianego przez PGNiG projektu pt.: "Nowa strategia i perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w osadach czerwonego spągowca" z dnia 24 listopada 2004 r.

3.1.5 Powiązania osób działających w imieniu Emitenta z Podmiotem Dominującym

Nie istnieją żadne powiązania osobiste, organizacyjne, finansowe bądź też umowne pomiędzy osobami fizycznymi działającymi w imieniu Emitenta a Podmiotem Dominującym.

3.1.6 Oświadczenie o odpowiedzialności osób działających w imieniu Emitenta jako podmiotu sporządzającego Prospekt

Oświadczamy, że Prospekt w częściach, za których sporządzenie odpowiedzialny jest Emitent został sporządzony z zachowaniem należytej staranności zawodowej oraz, że informacje zawarte w częściach Prospektu, za sporządzenie których odpowiada Emitent, są prawdziwe i rzetelne, i nie pomijają żadnych faktów ani okoliczności, których ujawnienie w Prospekcie jest wymagane przepisami prawa.

.....

Marek Kossowski

Prezes Zarządu

.....

Marek Foltynowicz

Wiceprezes Zarządu

3.2 Doradca Finansowy

3.2.1 Nazwa, siedziba, adres i numery telekomunikacyjne

Firma:	HSBC Investment Services (Poland) Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
Siedziba:	Warszawa
Adres:	Pl. Piłsudskiego 2, 00-073 Warszawa
Numer telefonu:	+48 (22) 354 05 00
Numer telefaksu:	+48 (22) 354 05 10
Poczta elektroniczna:	dominik.wos@hsbcib.com
Strona internetowa:	www.hsbc.com

3.2.2 Osoby działające w imieniu Doradcy Finansowego

Imię i nazwisko	**Stanowisko**
Waldemar Wojciechowski	Członek Zarządu
Piotr Wiła	Członek Zarządu

Informacje o miejscu zamieszkania osób fizycznych działających w imieniu Doradcy Finansowego zostały objęte wnioskiem o niepublikowanie.

Odpowiedzialność Doradcy Finansowego jako podmiotu sporządzającego Prospekt ograniczona jest do informacji zawartych w Rozdziale I pkt. 1.1-1.3, 2.1.1-2.1.3, 2.2.3, 2.2.11, 2.3.2-2.3.5, 2.3.7, 2.3.8, 4 oraz 8, Rozdziale II pkt 3.2, Rozdziale III pkt 2.13, Rozdziale IV pkt 21, Rozdziale V pkt. 1, 3.1-3.6, 4-8, 15 oraz 21, Rozdziale VI pkt. 1, 2.1, 2.3-2.5 oraz 2.7-2.8 oraz Rozdziale X pkt 8.

3.2.3 Powiązania Doradcy Finansowego i osób fizycznych działających w jego imieniu z Emitentem

Nie istnieją żadne powiązania osobiste, organizacyjne, finansowe bądź też umowne pomiędzy Doradcą Finansowym i osobami fizycznymi działającymi w jego imieniu a Emitentem z wyjątkiem umowy z dnia 26 października 2004 r. dotyczącej pełnienia przez Doradcę Finansowego usług doradztwa finansowego dla Spółki, w tym w zakresie przygotowania i przeprowadzenia Oferty Publicznej.

3.2.4 Powiązania Doradcy Finansowego i osób fizycznych z Podmiotem Dominującym

Nie istnieją żadne powiązania osobiste, organizacyjne, finansowe bądź też umowne pomiędzy Doradcą Finansowym i osobami fizycznymi działającymi w jego imieniu a Skarbem Państwa, z wyjątkiem umowy o świadczenie usług doradczych na rzecz Skarbu Państwa przy prywatyzacji ENEA z dnia 6 sierpnia 2004 r., zawartej pomiędzy Skarbem Państwa reprezentowanym przez Ministra Skarbu Państwa a konsorcjum doradców, w skład którego wchodzi Doradca Finansowy.

3.2.5 Oświadczenie o odpowiedzialności osób działających w imieniu Doradcy Finansowego jako podmiotu sporządzającego Prospekt

Oświadczamy, że Prospekt w częściach, za których sporządzenie odpowiedzialny jest Doradca Finansowy został sporządzony z zachowaniem należytej staranności zawodowej oraz, że informacje zawarte w częściach Prospektu, za sporządzenie których odpowiada Doradca Finansowy, są prawdziwe i rzetelne, i nie pomijają żadnych faktów ani okoliczności, których ujawnienie w Prospekcie jest wymagane przepisami prawa.

.....

Waldemar Wojciechowski

Członek Zarządu

.....

Piotr Wiła

Członek Zarządu

3.3 Doradca Prawny

3.3.1 Nazwa, siedziba, adres i numery telekomunikacyjne

Firma:	Weil, Gotshal & Manges – Paweł Rymarz Spółka komandytowa
Siedziba:	Warszawa
Adres:	ul. Emilii Plater 53, 00-113 Warszawa
Numer telefonu:	+48 (22) 520 40 00
Numer telefaksu:	+48 (22) 520 40 01
Poczta elektroniczna:	wgm.warsaw@weil.com
Strona internetowa:	www.weil.com

3.3.2 Osoby fizyczne działające w imieniu Doradcy Prawnego

Imię i nazwisko	**Stanowisko**
Paweł Rymarz	Komplementariusz
Anna Frankowska	Prokurent

Informacje o miejscu zamieszkania osób fizycznych działających w imieniu Doradcy Prawnego zostały objęte wnioskiem o niepublikowanie.

Odpowiedzialność Doradcy Prawnego jako podmiotu sporządzającego Prospekt ograniczona jest do informacji zawartych w Rozdziale I pkt. 1.6-1.7, 2.1.12-13, 2.1.19-20, 2.1.22, 2.1.24-25, 2.2.1-2.2.2, 2.2.4-6, 2.2.9-10 oraz 2.2.12-17, Rozdziale II pkt. 3.3-3.4, Rozdziale III pkt. 1, 2.2-2.8 oraz 3.1-3.7, Rozdziale IV pkt. 1-6, 8.2.1-8.2.5, 9-20 oraz 22-26, Rozdziale V pkt. 3.7-3.19, 9 oraz 10 z wyłączeniem 10.3.1, 11-14 oraz 18-20, Rozdziale VII pkt. 1-2, 4 oraz 10-12 oraz Rozdziale X pkt 8.

3.3.3 Powiązania Doradcy Prawnego i osób fizycznych działających w jego imieniu z Emitentem

Nie istnieją żadne powiązania osobiste, organizacyjne, finansowe bądź też umowne pomiędzy Doradcą Prawnym i osobami fizycznymi działającymi w jego imieniu a Emitentem poza: umową o świadczenie usług prawnych zawartą dnia 13 września 2002 r. (nr EI/DE/02/3733) dotyczącą dokonania analizy mającej na celu opis i ocenę ograniczeń wynikających z istotnych kontraktów finansowych przedstawionych przez PGNiG w kontekście programu restrukturyzacji PGNiG, umową o świadczenie usług prawnych zawartą dnia 28 lipca 2003 r. (nr EI/DE/03/5234) dotyczącą tłumaczenia listu i udzielenia porady prawnej związanej z postępowaniem karnym, umową o świadczenie usług doradczych o charakterze prawnym w procesie przygotowania PGNiG do prywatyzacji zawartą dnia 6 kwietnia 2004 r. wraz z aneksami (nr EI/DC/04/6865), umową o świadczenie usług doradztwa prawnego zawartą dnia 16 lipca 2004 r. (nr EL/DH/04/8066) w sprawie doradztwa w negocjacjach, umową o świadczenie usług doradztwa prawnego w procesie sprzedaży lub konwersji wierzytelności PGNiG na akcje Zakładów Azotowych Kędzierzyn S.A. i Zakładów Azotowych w Tarnowie - Mościcach S.A. z jednoczesnym zawarciem umowy zbycia akcji na rzecz wskazanego nabywcy zawartą dnia 15 listopada 2004 r. (nr EL/DR/04/8722), umową o zachowaniu poufności zawartą dnia 6 kwietnia 2004 r. oraz ramową umową o świadczenie usług prawnych z dnia 24 maja 2005 r.

3.3.4 Powiązania Doradcy Prawnego i osób fizycznych działających w jego imieniu z Podmiotem Dominującym

Nie istnieją żadne powiązania osobiste, organizacyjne, finansowe bądź też umowne pomiędzy Doradcą Prawnym i osobami fizycznymi działającymi w jego imieniu a Podmiotem Dominującym.

3.4 Oświadczenie o odpowiedzialności osób działających w imieniu Doradcy Prawnego jako podmiotu sporządzającego Prospekt

Oświadczamy, że Prospekt w częściach, za które odpowiedzialny jest Doradca Prawny został sporządzony z zachowaniem należytej staranności zawodowej oraz, że informacje zawarte w częściach Prospektu, za które odpowiada Doradca Prawny, są prawdziwe i rzetelne, i nie pomijają żadnych faktów ani okoliczności, których ujawnienie w Prospekcie jest wymagane przepisami prawa.

.....

Paweł Rymarz

Komplementariusz

.....

Anna Frankowska

Prokurent

4 BANKOWY DOM MAKLERSKI PKO BANK POLSKI SPÓŁKA AKCYJNA

4.1 Nazwa, siedziba i adres sporządzającego Prospekt

Firma:	Bankowy Dom Maklerski PKO Bank Polski Spółka Akcyjna
Siedziba:	Warszawa
Adres:	ul. Puławska 15, 02-515 Warszawa
Numer telefonu:	+48 (22) 521 80 10
Numer telefaksu:	+48 (22) 521 79 46
Poczta elektroniczna:	infobdm@pkobp.pl
Strona internetowa:	www.pkobp.pl

4.2 Osoby fizyczne działające w imieniu sporządzającego Prospekt

W imieniu podmiotu sporządzającego Prospekt działają następujące osoby:

Imię i nazwisko	**Stanowisko**
Jan Kuźma	Dyrektor Zarządzający kierujący BDM PKO BP S.A.
Katarzyna Iwaniuk-Michalczuk	Zastępca Dyrektora BDM PKO BP S.A.

Informacje o miejscu zamieszkania osób fizycznych działających w imieniu podmiotu sporządzającego Prospekt zostały objęte wnioskiem o niepublikowanie.

BDM PKO BP S.A. jest wydzieloną organizacyjnie i finansowo jednostką organizacyjną banku PKO BP S.A. niebędącą odrębną od banku PKO BP S.A. osobą prawną.

Odpowiedzialność BDM PKO BP S.A. jako podmiotu sporządzającego Prospekt jest ograniczona do następujących części Prospektu: Wstęp i Rozdział II pkt. 4 oraz 6, Rozdział III pkt. 2.10-2.12 oraz Rozdział X pkt. 6-7.

4.3 Powiązania BDM PKO BP S.A. jako podmiotu sporządzającego Prospekt z Emitentem

BDM PKO BP S.A. na podstawie umowy z dnia 7 stycznia 2005 r. z HSBC Investment Services (Poland) Sp. z o.o. jest podwykonawcą HSBC Investment Services (Poland) Sp. z o.o. w ramach umowy zawartej w dniu 26 października 2004 r. pomiędzy PGNiG i HSBC Investment Services (Poland) Sp. z o.o. Na podstawie powyższej umowy BDM PKO BP S.A. pełni funkcję oferującego Akcje i jest odpowiedzialny za sporządzenie części Prospektu w zakresie zasad dystrybucji i oświadczeń BDM PKO BP S.A.

BDM PKO BP S.A. jest również powiązany z Emitentem następującymi umowami:

- umową z dnia 23 marca 2005 r. o prowadzenie depozytu dla Akcji;
- umową z dnia 11 maja 2005 r. dotyczącą trybu, terminu i warunków przekazania środków pieniężnych z tytułu Oferty Publicznej.

Ponadto PKO BP S.A. na podstawie umowy zawartej w dniu 12 grudnia 2003 r. pełni rolę wiodącego organizatora kredytu konsorcjalnego dla PGNiG.

Poza wyżej wymienionymi powiązaniami pomiędzy BDM PKO BP S.A. a Emitentem nie istnieją inne powiązania osobiste, organizacyjne, finansowe bądź też umowne.

4.4 Powiązania BDM PKO BP S.A. jako podmiotu sporządzającego Prospekt z Podmiotem Dominującym

BDM PKO BP S.A. posiada następujące powiązania ze Skarbem Państwa:

- Skarb Państwa jest właścicielem 531.767.019 akcji PKO BP S.A., reprezentujących 53,18% głosów na walnym zgromadzeniu PKO BP S.A. oraz 53,18% kapitału zakładowego PKO BP S.A.;
- BDM PKO BP S.A. związany jest z Podmiotem Dominującym umową z dnia 5 października 2000 r. dotyczącą świadczenia usług brokerskich i prowadzenia rachunku papierów wartościowych i rachunku pieniężnego oraz umową zawartą pomiędzy PKO BP S.A. i Podmiotem Dominującym w dniu 11 lutego 2003 r. dotyczącą pełnienia funkcji agenta emisji skarbowych obligacji detalicznych.

4.5 Powiązania osób fizycznych działających w imieniu BDM PKO BP S.A. z Emitentem

Nie istnieją żadne powiązania osobiste, organizacyjne, finansowe bądź też umowne pomiędzy osobami fizycznymi działającymi w imieniu BDM PKO BP S.A. a Emitentem.

4.6 Powiązania osób fizycznych działających w imieniu BDM PKO BP S.A. z Podmiotem Dominującym

Nie istnieją żadne powiązania osobiste, organizacyjne, finansowe bądź też umowne pomiędzy osobami fizycznymi działającymi w imieniu BDM PKO BP S.A. a Skarbem Państwa.

4.7 Oświadczenie o odpowiedzialności osób działających w imieniu BDM PKO BP S.A. jako podmiotu sporządzającego Prospekt

My, niżej podpisani, działający w imieniu BDM PKO BP S.A., oświadczamy, że Prospekt w częściach, za których sporządzenie odpowiedzialny jest BDM PKO BP S.A. został sporządzony z zachowaniem należytej staranności zawodowej oraz, że informacje zawarte w częściach Prospektu, za których sporządzenie odpowiedzialny jest BDM PKO BP S.A. są prawdziwe i rzetelne, i nie pomijają żadnych faktów ani okoliczności, których ujawnienie w Prospekcie jest wymagane przepisami prawa.

…….

Jan Kuźma

Dyrektor Zarządzający kierujący BDM PKO BP S.A.

…….

Katarzyna Iwaniuk-Michalczuk

Zastępca Dyrektora BDM PKO BP S.A.

5 PODMIOT UPRAWNIONY DO BADANIA SPRAWOZDAŃ FINANSOWYCH

5.1 Nazwa, siedziba i adres podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych

Podmiotem uprawnionym, wydającym opinię o skonsolidowanym sprawozdaniu Grupy Kapitałowej Emitenta za okres od 1 stycznia 2004 r. do 31 grudnia 2004 r., zamieszczonych w Prospekcie jest:

Firma:	Deloitte & Touche Audit Services Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
Firma skrócona:	Deloitte & Touche Audit Services Sp. z o.o.
Siedziba:	Warszawa
Adres:	ul. Fredry 6, 00-097 Warszawa
Numer telefonu:	+48 (22) 511-08-11
Numer telefaksu:	+48 (22) 511-08-13
Poczta elektroniczna:	dpoland@deloitteCE.com
Strona internetowa:	www.deloitteCE.com
Podstawa uprawnień:	podmiot wpisany na listę podmiotów uprawnionych do badania sprawozdań finansowych pod pozycją 73

5.2 Osoby fizyczne działające w imieniu podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych

W imieniu Deloitte & Touche Audit Services Sp. z o. o. jako podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych w zakresie odpowiedzialności za opinie o prawidłowości, rzetelności i jasności skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Emitenta za okres od 1 stycznia 2004 r. do 31 grudnia 2004 r. zawartych odpowiednio w niniejszym Prospekcie, działają:

Maria Rzepnikowska	- Prezes Zarządu, Biegły Rewident, nr ewid. 3499
Alina Domosławska	- Członek Zarządu, Biegły Rewident, nr ewid. 679

Adresy zamieszkania osób działających w imieniu podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych zostały objęte wnioskiem o niepublikowanie i przedstawione KPWiG w „Informacjach objętych wnioskiem o niepublikowanie".

Odpowiedzialność osób działających w imieniu Deloitte & Touche Audit Services Sp. z o. o. jako podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych jest ograniczona do następujących części Prospektu: Rozdział II pkt 5, Opinie audytora zawarte w Rozdziale VIII oraz Raport o zgodności skróconego sprawozdania finansowego ze zbadanym sprawozdaniem finansowym zawarty w Rozdziale VIII.

5.3 Informacje dotyczące biegłych rewidentów dokonujących badania skonsolidowanych sprawozdań finansowych Emitenta

Biegły rewident dokonujący badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Emitenta za okres od 1 stycznia 2004 r. do 31 grudnia 2004 r., zamieszczonych w Prospekcie:

Maria Rzepnikowska - Biegły Rewident, wpisany na listę biegłych rewidentów pod pozycją 3499.

Adres zamieszkania biegłego rewidenta został objęty wnioskiem o niepublikowanie i przedstawione KPWiG w „Informacjach objętych wnioskiem o niepublikowanie".

5.4 Powiązania pomiędzy podmiotem uprawnionym do badania sprawozdań finansowych oraz osobami działającymi w jego imieniu a Emitentem i jego podmiotem dominującym

Pomiędzy Deloitte & Touche Audit Services Sp. z o.o. jako podmiotem uprawnionym do badania sprawozdań finansowych oraz osobami działającymi w imieniu Deloitte & Touche Audit Services Sp. z o.o., a także biegłym rewidentem dokonującym badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Emitenta za okres od 1 stycznia 2004 r. do 31 grudnia 2004 r. a Emitentem i jego Podmiotem dominującym, nie istnieją żadne powiązania personalne, kapitałowe, organizacyjne ani umowne, za wyjątkiem umów o przeprowadzenie

badania sprawozdań finansowych za okres od 1 stycznia 2004 r. do 31 grudnia 2004 r. oraz doradztwo w zakresie przygotowania Rozdziału VIII prospektu emisyjnego.

5.5 Oświadczenie złożone przez osoby występujące w imieniu podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych, w sprawie powołania biegłego rewidenta do zbadania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Spółki oraz stwierdzenia spełnienia przez Deloitte & Touche Audit Services Sp. z o.o. warunków koniecznych do wydania bezstronnej i niezależnej opinii z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Emitenta za okres od 1 stycznia 2004 r. do 30 czerwca 2004 r.

Oświadczamy, że Deloitte & Touche Audit Services Sp. z o.o.:

1. został wybrany na biegłego rewidenta do badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Emitenta za okres od 1 stycznia 2004 r. do 31 grudnia 2004 r. uchwałą Rady Nadzorczej z dnia 29 października 2004 roku zgodnie z przepisami prawa,
2. spełnia warunki do wyrażenia bezstronnej i niezależnej opinii z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Emitenta za okres od 1 stycznia 2004 r. do 31 grudnia 2004 r.

W imieniu Deloitte & Touche Audit Services Sp. z o.o.

Maria Rzepnikowska

Prezes Zarządu
Biegły Rewident, nr ewid. 3499

Maria Rzepnikowska

Biegły rewident
Nr ewid. 3499

Alina Domosławska

Członek Zarządu
Biegły Rewident, nr ewid. 679

5.6 Oświadczenie osoby badającej zawarte w niniejszym Prospekcie skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej Emitenta za okres od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2004 roku, w sprawie spełnienia warunków koniecznych do wydania bezstronnej i niezależnej opinii z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Emitenta

Ja niżej podpisana biegły rewident oświadczam, iż spełniam warunki do wyrażenia bezstronnych i niezależnych opinii o skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej Emitenta za okres od 1 stycznia 2004 r. do 31 grudnia 2004r.

Maria Rzepnikowska

Biegły rewident
Nr ewid. 3499

5.7 Oświadczenie w sprawie odpowiedzialności osób występujących w imieniu Deloitte & Touche Audit Services Sp. z o.o., jako podmiotu badającego skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej Emitenta za okres od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2004 roku

Na podstawie przeprowadzonego badania wydaliśmy opinię z zastrzeżeniem, z objaśnieniem i ze zwróceniem uwag.

Oświadczamy, iż za wyjątkiem kwestii opisanej poniżej, skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2004 roku, zamieszczone w niniejszym Prospekcie, zostało przez nas zbadane stosownie do postanowień:

- rozdziału 7 ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz. U. z 2002 roku Nr 76, poz. 694 z późniejszymi zmianami),
- norm wykonywania zawodu biegłego rewidenta, wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów w Polsce.

W przypadku trzech spółek zależnych: Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., BN Naftomontaż Sp. z o.o. oraz BsiPG Gazoprojekt S.A. występują przesłanki mogące świadczyć o trwałej utracie wartości majątku tych Spółek. Do dnia wydania opinii z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG S.A., Spółki nie dokonały ostatecznej wyceny wartości użytkowej swoich aktywów, w związku z czym nie jesteśmy w stanie potwierdzić, czy w przypadku tych Spółek nie jest konieczny dodatkowy odpis z tytułu trwałej utraty wartości na 31 grudnia 2004 r.

Za wyjątkiem skutków ewentualnych korekt, które mogłyby być konieczne, gdybyśmy byli w stanie zweryfikować konieczność dokonania dodatkowych odpisów z tytułu utraty wartości wynikających ze sprawy opisanej powyżej, skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. odzwierciedla prawidłowo, rzetelnie i jasno wszystkie informacje istotne dla oceny sytuacji majątkowej i finansowej Grupy Kapitałowej na dzień 31 grudnia 2004 roku, jak też jej wyniku finansowego za okres od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2004 roku.

W naszej opinii poinformowaliśmy także, iż nie przeprowadziliśmy badania sprawozdań finansowych jednostek zależnych podlegających konsolidacji na dzień 31 grudnia 2004 roku, których sumy bilansowe oraz przychody ze sprzedaży stanowią łącznie odpowiednio 3,5% i 6,6% skonsolidowanych aktywów i skonsolidowanych przychodów ze sprzedaży przed korektami konsolidacyjnymi. Spółki te były badane przez innych biegłych rewidentów, a opinie z tych badań zostały nam dostarczone.

Ponadto nie były przedmiotem naszego badania sprawozdania finansowe jednostki współzależnej i dwóch jednostek stowarzyszonych.

W naszej opinii zwróciliśmy także uwagę na następujące fakty:

1. W punkcie 10.4 Wprowadzenia do skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupa informuje, że wprowadziła do ksiąg w roku 2002 nabyte nieodpłatnie prawa wieczystego użytkowania gruntów. Prawa te zostały wycenione według wartości określonych w decyzjach administracyjnych wydanych przed 1 stycznia 2002 przez organy przyznające te prawa. Równowartość wprowadzonych praw wieczystego użytkowania została jednocześnie wykazana w księgach rachunkowych jako rozliczenie międzyokresowe przychodów. Do celów prezentacji w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym,

wartość rozpoznanych praw wieczystego użytkowania gruntów została pomniejszona o rozliczenia międzyokresowe przychodów z tytułu tych praw.

2. W punkcie 7 dodatkowych informacji i objaśnień Zarząd Spółki Dominującej przedstawił niepewność związaną z wyceną udziałów w spółce współzależnej EuRoPol Gaz S.A.. Zarząd Spółki Dominującej przeprowadził analizę pod kątem trwałej utraty wartości udziałów w EuRoPol Gaz S.A. Na podstawie tej analizy dokonał odpisu z tytułu trwałej utraty wartości tych udziałów do wartości 444.800 tys. zł. W powyższym punkcie dodatkowych informacji i objaśnień Zarząd wyjaśnił niepewność, co do przyjętych w tej analizie założeń, wynikającą z zewnętrznych czynników ryzyka.
3. W nocie 13 Wprowadzenia do skonsolidowanego sprawozdania finansowego Zarząd Spółki Dominującej objaśnia przyczyny, dla których wykazany w tej nocie zysk netto za rok 2004 oraz kapitał własny na dzień 31 grudnia 2004 roku według Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej (dalej „MSSF") będą różnić się od kapitału własnego oraz zysku netto, jakie będą wykazane jako dane porównywalne w sprawozdaniu za rok 2005 sporządzonym zgodnie z MSSF.
Ponadto zwracamy uwagę na fakt, iż tylko kompletne skonsolidowane sprawozdanie finansowe, zawierające bilans, rachunek zysków i strat, zestawienie zmian w kapitale, rachunek przepływów pieniężnych wraz z danymi porównywalnymi i notami objaśniającymi może przedstawiać w sposób rzetelny sytuację finansową, wyniki działalności i przepływy pieniężne zgodnie z MSSF.

Pełna treść opinii zawarta jest w Rozdziale VIII niniejszego Prospektu. Po dacie wydania naszej opinii z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Emitenta za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2004 roku nie wykonaliśmy żadnych procedur dotyczących wyżej wymienionego sprawozdania finansowego.

Oświadczamy, iż porównywalne skonsolidowane dane finansowe, zamieszczone w niniejszym Prospekcie, zostały sporządzone w sposób zapewniający ich porównywalność przez zastosowanie jednolitych zasad (polityki) rachunkowości we wszystkich prezentowanych okresach, zgodnych z zasadami (polityką) rachunkowości stosowanymi przez Grupę Kapitałową Emitenta za ostatni okres, oraz że uzgodnienie skonsolidowanych danych porównywalnych, zamieszczonych w Prospekcie, do pozycji zbadanych skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy Kapitałowej Emitenta rzetelnie odzwierciedla dokonane przekształcenie, zaś skonsolidowane dane porównywalne zamieszczone w Prospekcie wynikają ze zbadanych skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy Kapitałowej Emitenta, po uwzględnieniu korekt doprowadzających do porównywalności z tytułu zmian zasad (polityki) rachunkowości. Nie stwierdzono błędów podstawowych, które powodowałyby konieczność korekty skonsolidowanych danych porównywalnych.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej Emitenta oraz dane porównywalne zamieszczone w Rozdziale VIII niniejszego Prospektu zostały sporządzone zgodne z wymogami Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 11 sierpnia 2004 roku w sprawie szczegółowych warunków, jakim powinien odpowiadać prospekt emisyjny oraz skrót prospektu emisyjnego, które obowiązywało w dacie wydania opinii z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Emitenta tj. w dniu 14 kwietnia 2005 roku.

Maria Rzepnikowska

Biegły Rewident
nr ewidencyjny 3499

Deloitte & Touche Audit Services Sp. z o.o.
Podmiot uprawniony do badania
sprawozdań finansowych wpisany
na listę podmiotów uprawnionych
pod nr ewidencyjnym 73
prowadzoną przez KIBR
reprezentowany przez

Maria Rzepnikowska

Prezes Zarządu
Biegły Rewident, nr ewid. 3499

Alina Domosławska

Członek Zarządu
Biegły Rewident, nr ewid. 679

5.8 Oświadczenie w sprawie odpowiedzialności osób występujących w imieniu Deloitte & Touche Audit Services Sp. z o.o., jako podmiotu badającego sprawozdanie finansowe Emitenta za okres od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2004 roku

Skrócone sprawozdanie finansowe Emitenta za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2004 roku zostało sporządzone na podstawie zbadanego przez nas sprawozdania finansowego za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2004 roku.

Pełna treść raportu o zgodności skróconego sprawozdania ze zbadanym sprawozdaniem finansowym za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2004 roku znajduje się w Rozdziale VIII Prospektu.

Oświadczamy, iż porównywalne dane finansowe, zamieszczone w niniejszym Prospekcie, zostały sporządzone w sposób zapewniający ich porównywalność przez zastosowanie jednolitych zasad (polityki) rachunkowości we wszystkich prezentowanych okresach, zgodnych z zasadami (polityką) rachunkowości stosowanymi przez Emitenta za ostatni okres, oraz że uzgodnienie danych porównywalnych, zamieszczonych w Prospekcie, do pozycji zbadanych sprawozdań finansowych Emitenta rzetelnie odzwierciedla dokonane przekształcenie, zaś dane porównywalne zamieszczone w Prospekcie wynikają ze zbadanych sprawozdań finansowych Emitenta, po uwzględnieniu korekt doprowadzających do porównywalności z tytułu zmian zasad (polityki) rachunkowości. Nie stwierdzono błędów podstawowych, które powodowałyby konieczność korekty danych porównywalnych.

Skrócone sprawozdanie finansowe Emitenta oraz dane porównywalne zamieszczone w Rozdziale VIII niniejszego Prospektu zostały sporządzone zgodne z wymogami Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 11 sierpnia 2004 roku w sprawie szczegółowych warunków, jakim powinien odpowiadać prospekt emisyjny oraz skrót prospektu emisyjnego, które obowiązywało w dacie wydania opinii z badania sprawozdania finansowego Emitenta tj. w dniu 11 kwietnia 2005 roku.

Oświadczamy, iż sprawozdanie finansowe Emitenta za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2004 roku, będące podstawą sporządzenia skróconego sprawozdania finansowego, zostało przez nas zbadane stosownie do postanowień:

- rozdziału 7 ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz.U. z 2002 roku Nr 76, poz 694 z późniejszymi zmianami),
- norm wykonywania zawodu biegłego rewidenta, wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów w Polsce.

Na podstawie przeprowadzonego badania wydaliśmy opinię bez zastrzeżeń, ze zwróceniem uwag, iż sprawozdanie finansowe Emitenta odzwierciedla prawidłowo, rzetelnie i jasno wszystkie informacje istotne dla oceny sytuacji majątkowej i finansowej Emitenta na dzień 31 grudnia 2004 roku, jak też jej wyniku finansowego za okres od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2004 roku.

W naszej opinii zwróciliśmy uwagę na następujące fakty:

1. Prezentowane sprawozdanie finansowe jest sprawozdaniem jednostkowym i winno służyć przede wszystkim celom statutowym. Nie może być ono jedyną podstawą do oceny sytuacji finansowej i majątkowej Spółki, która jest podmiotem dominującym w Grupie Kapitałowej. Oprócz sprawozdania jednostkowego Spółka sporządza skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej, dla której jest jednostką dominującą.
2. W punkcie 10.3 Wprowadzenia do sprawozdania finansowego Spółka informuje, że wprowadziła do ksiąg w roku 2002 nabyte nieodpłatnie prawa wieczystego użytkowania gruntów. Prawa te zostały wycenione według wartości określonych w decyzjach administracyjnych wydanych przed 1 stycznia 2002 przez organy przyznające te prawa. Równowartość wprowadzonych praw wieczystego użytkowania została jednocześnie wykazana w księgach rachunkowych jako rozliczenie międzyokresowe przychodów. Do celów prezentacji w sprawozdaniu finansowym, wartość rozpoznanych praw wieczystego użytkowania gruntów została pomniejszona o rozliczenia międzyokresowe przychodów z tytułu tych praw.

Pełna treść opinii z badania sprawozdania finansowego za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2004 roku zawarta jest w Rozdziale VIII niniejszego Prospektu. Po dacie wydania naszej opinii z badania sprawozdania finansowego Emitenta za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2004 roku nie wykonaliśmy żadnych procedur dotyczących wyżej wymienionego sprawozdania finansowego.

Maria Rzepnikowska

Biegły Rewident
nr ewidencyjny 3499

Deloitte & Touche Audit Services Sp. z o.o.
Podmiot uprawniony do badania
sprawozdań finansowych wpisany
na listę podmiotów uprawnionych
pod nr ewidencyjnym 73
prowadzoną przez KIBR
reprezentowany przez

Maria Rzepnikowska

Prezes Zarządu
Biegły Rewident, nr ewid. 3499

Alina Domosławska

Członek Zarządu
Biegły Rewident, nr ewid. 679

6 OFERUJĄCY PAPIERY WARTOŚCIOWE OBJĘTE PROSPEKTEM

6.1 Nazwa, siedziba, adres i numery telekomunikacyjne

Firma:	Bankowy Dom Maklerski PKO Bank Polski Spółka Akcyjna
Siedziba:	Warszawa
Adres:	ul. Puławska 15, 02-515 Warszawa
Numer telefonu:	+48 (22) 521 80 10
Numer telefaksu:	+48 (22) 521 79 46
Poczta elektroniczna:	infobdm@pkobp.pl
Strona internetowa:	www.pkobp.pl

6.2 Osoby fizyczne działające w imieniu Oferującego

W imieniu Oferującego działają następujące osoby:

Imię i nazwisko	**Stanowisko**
Jan Kuźma	Dyrektor Zarządzający kierujący BDM PKO BP SA
Katarzyna Iwaniuk-Michalczuk	Zastępca Dyrektora BDM PKO BP SA

Informacje o miejscu zamieszkania osób fizycznych działających w imieniu Oferującego zostały objęte wnioskiem o niepublikowanie.

BDM PKO BP S.A. jest wydzieloną organizacyjnie i finansowo jednostką organizacyjną banku PKO BP S.A., która nie jest odrębną od banku PKO BP S.A. osobą prawną.

6.3 Powiązania Oferującego z Emitentem

BDM PKO BP S.A. na podstawie umowy z dnia 7 stycznia 2005 r. z HSBC Investment Services (Poland) Sp. z o.o. jest podwykonawcą HSBC Investment Services (Poland) Sp. z o.o. w ramach umowy zawartej w dniu 26 października 2004 r. pomiędzy PGNiG i HSBC Investment Services (Poland) Sp. z o.o. Na podstawie powyższej umowy BDM PKO BP S.A. pełni funkcję oferującego Akcje i jest odpowiedzialny za sporządzenie części Prospektu w zakresie zasad dystrybucji i oświadczeń BDM PKO BP S.A.

BDM PKO BP S.A. jest również powiązany z Emitentem następującymi umowami:

- umową z dnia 23 marca 2005 r. o prowadzenie depozytu dla Akcji;
- umową z dnia 11 maja 2005 r. dotyczącą trybu, terminu i warunków przekazania środków pieniężnych z tytułu Oferty Publicznej.

Ponadto PKO BP S.A. na podstawie umowy zawartej w dniu 12 grudnia 2003 r. pełni rolę wiodącego organizatora kredytu konsorcjalnego dla PGNiG.

Poza wyżej wymienionymi powiązaniami pomiędzy BDM PKO BP S.A. a Emitentem nie istnieją inne powiązania osobiste, organizacyjne, finansowe bądź też umowne.

6.4 Powiązania Oferującego z Podmiotem Dominującym

BDM PKO BP S.A. posiada następujące powiązania ze Skarbem Państwa:

- Skarb Państwa jest właścicielem 531.767.019 akcji PKO BP S.A., reprezentujących 53,18% głosów na walnym zgromadzeniu PKO BP S.A. oraz 53,18% kapitału zakładowego PKO BP S.A.;
- BDM PKO BP S.A. związany jest z Podmiotem Dominującym umową z dnia 5 października 2000 r. dotyczącą świadczenia usług brokerskich i prowadzenia rachunku papierów wartościowych i rachunku pieniężnego oraz umową zawartą pomiędzy PKO BP S.A. i Podmiotem Dominującym w dniu 11 lutego 2003 r. dotyczącą pełnienia funkcji agenta emisji skarbowych obligacji detalicznych.

6.5 Powiązania osób fizycznych działających w imieniu Oferującego z Emitentem

Nie istnieją żadne powiązania osobiste, organizacyjne, finansowe bądź też umowne pomiędzy osobami fizycznymi działającymi w imieniu Oferującego a Emitentem.

6.6 Powiązania osób fizycznych działających w imieniu Oferującego z Podmiotem Dominującym

Nie istnieją żadne powiązania osobiste, organizacyjne, finansowe bądź też umowne pomiędzy osobami fizycznymi działającymi w imieniu Oferującego a Skarbem Państwa.

6.7 Oświadczenie o odpowiedzialności osób działających w imieniu BDM PKO BP S.A. jako Oferującego

Oświadczamy, że Oferujący dołożył należytej zawodowej staranności przy przygotowaniu i przeprowadzeniu wprowadzania Akcji do publicznego obrotu.

…….

Jan Kuźma

Dyrektor Zarządzający kierujący BDM PKO BP S.A.

…….

Katarzyna Iwaniuk-Michalczuk

Zastępca Dyrektora BDM PKO BP S.A.

ROZDZIAŁ III
DANE O EMISJI

1 AKCJE WPROWADZANE DO PUBLICZNEGO OBROTU

Na podstawie Prospektu wprowadzanych jest do publicznego obrotu 4.250.000.000 Akcji Serii A o numerach od 00.000.000.001 do 04.250.000.000, 750.000.000 Akcji Serii A1 o numerach od 0.000.000.001 do 0.750.000.000, do 900.000.000 Akcji Serii B o numerach od 0.000.000.001 do 0.900.000.000, a także do 900.000.000 Praw do Akcji Serii B.

Poniższa tabela przedstawia podstawowe informacje o Akcjach Wprowadzanych.

	Liczba Akcji	Procent kapitału zakładowego oraz procent w ogólnej liczbie głosów*
Akcje Wprowadzane, w tym:	5.900.000.000	100
- Akcje Oferowane, w tym:	900.000.000	15,25
- Akcje Serii B	900.000.000	15,25
- Pozostałe Akcje Wprowadzane, w tym:	5.000.000.000	84,75
- Akcje Serii A	4.250.000.000	72,03
- Akcje Serii A1**	750.000.000	12,71

** W przypadku objęcia wszystkich Akcji Serii B.*

*** Na dzień 24 maja 2005 r. uchwała o wydzieleniu Akcji Serii A1 nie została jeszcze wpisana do rejestru przedsiębiorców.*

2 AKCJE OFEROWANE W PUBLICZNYM OBROCIE

Na podstawie Prospektu wprowadza się do publicznego obrotu i oferuje do objęcia 900.000.000 Akcji Serii B o numerach 0.000.000.001 do 0.900.000.000 o wartości nominalnej 1 zł każda. Akcje Serii B są akcjami zwykłymi na okaziciela i uprawniają do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Z Akcjami Serii B nie jest związany żaden obowiązek świadczeń dodatkowych na rzecz Spółki ani żadne uprzywilejowanie. Przenoszenie praw z Akcji Serii B nie podlega żadnym ograniczeniom. Nie ustanowiono żadnych zabezpieczeń na Akcjach Serii B. Akcje Serii B stanowią około 15,25% kapitału zakładowego oraz około 15,25% głosów na Walnym Zgromadzeniu w przypadku objęcia wszystkich Akcji Oferowanych.

Szczegółowe określenie rodzaju, liczby oraz łącznej wartości Akcji Serii B w publicznym obrocie zawiera poniższa tabela.

Akcje Oferowane w publicznym obrocie	Liczba	Wartość nominalna (zł)	Cena Emisyjna (zł)	Nadwyżka Ceny Emisyjnej nad wartością nominalną (zł)	Szacunkowe prowizje i koszty Emisji (zł)	Wpływy Emitenta (zł)
1	2	3	4	5	6	7=(2x4)-6
Na jednostkę*	1	1	[●]	[●]	0,043	[●]
Razem	**900.000.000**	**900.000.000**			**38.515.000**	

** W przypadku objęcia wszystkich Akcji Serii B.*

Cena Emisyjna zostanie ustalona zgodnie z pkt. 2.10.3 niniejszego Rozdziału oraz zostanie podana do publicznej wiadomości w trybie art. 81 ust. 1 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi.

2.1 Szacunkowe koszty Emisji

Szacunkowe koszty Emisji jakie poniosła lub może ponieść Spółka wynoszą 38.515 tys. zł.

Na powyższą kwotę składają się:

Rodzaj wydatku	w tys. PLN
Koszty sporządzenia Prospektu i oferowania Akcji Oferowanych w publicznym obrocie, w tym koszty doradztwa	28.384
Koszty promocji Oferty, w tym publikacji skrótu Prospektu i druku Prospektu	8.865
Opłaty i koszty administracyjne	1.266
Wynagrodzenie subemitenta	0

Razem	**38.515**

W przypadku zawarcia przez Emitenta umowy lub umów o subemisję inwestycyjną powyższe koszty zostaną powiększone o należne wynagrodzenie subemitenta. Informacja ta zostanie przekazana do publicznej wiadomości w formie Raportu Bieżącego. Ostateczna wielkość kosztów zostanie podana do publicznej wiadomości po zakończeniu Oferty w formie Raportu Bieżącego. Koszty emisji Akcji Oferowanych rozliczane będą zgodnie z art. 36 pkt. 2b Ustawy o Rachunkowości czyli zmniejszą kapitał zapasowy Spółki do wysokości nadwyżki wartości Emisji nad wartością nominalną Akcji Oferowanych, a pozostała ich część zostanie zaliczona do kosztów finansowych.

2.2 Podstawa prawna Emisji i wprowadzenia Akcji do publicznego obrotu

2.2.1 Organ uprawniony do podjęcia decyzji o Emisji i podstawy prawne Emisji

Podstawę prawną Emisji stanowią przepisy Kodeksu Spółek Handlowych oraz Statutu. Na podstawie § 55 ust. 1 pkt 1 ppkt a) Statutu oraz art. 431 w zw. z art. 430 § 1 Kodeksu Spółek Handlowych organem uprawnionym do podjęcia decyzji o Emisji oraz wprowadzeniu Akcji do publicznego obrotu jest Walne Zgromadzenie.

2.2.2 Podstawa prawna prywatyzacji PGNiG

Prywatyzacja w rozumieniu art. 1 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji polega również na obejmowaniu akcji w podwyższonym kapitale zakładowym jednoosobowych spółek przez podmioty inne niż Skarb Państwa lub inne niż państwowe osoby prawne w rozumieniu ustawy z dnia 8 sierpnia 1996 r. o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa (Dz. U. Nr 106, poz. 493, z późn. zm.).

PGNiG znajduje się na liście państwowych i jednoosobowych spółek Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa, która jest zawarta w załączniku do rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 18 stycznia 2005 r. w sprawie określenia państwowych oraz jednoosobowych spółek Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa (Dz. U. Nr 15, poz. 123). Zgodnie z art. 1a ust. 2 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji, prywatyzacja spółek o szczególnym znaczeniu, w tym PGNiG, wymaga zgody Rady Ministrów. W dniu 4 maja 2005 r. Minister Skarbu Państwa zwrócił się do Rady Ministrów RP z wnioskiem o wyrażenie zgody w trybie art. 1a Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji na podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG poprzez emisję 900.000.000 Akcji Serii B o wartości nominalnej 1 PLN każda i tym samym umożliwienie wprowadzenia Akcji do obrotu publicznego. Wedle najlepszej wiedzy Zarządu, w dniu 24 maja 2004 r. Rada Ministrów zaakceptowała wniosek w sprawie wyrażenia zgody przez Radę Ministrów w trybie art. 1a ust. 2 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji, na prywatyzację PGNiG i wyraziła zgodę na podwyższenie kapitału zakładowego Spółki poprzez emisję Akcji Serii B i umożliwienie wprowadzenia Akcji PGNiG do obrotu publicznego.

W dniu 5 października 2004 r. Rada Ministrów RP przyjęła Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. Program obejmuje swoim zakresem działania restrukturyzacyjne oraz prywatyzacyjne. Podstawowe założenia Programu Prywatyzacji i Restrukturyzacji PGNiG z 2004 r. zostały syntetycznie odzwierciedlone w uchwale Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 18 października 2004 r. w sprawie realizacji Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., stosownie do postanowień uchwały, przy czym w zakresie działań prywatyzacyjnych, Zarząd jest upoważniony w szczególności do:

- przygotowania w terminie do pierwszego półrocza 2005 roku emisji Akcji poprzez podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG w ramach przeprowadzenia publicznej oferty tych Akcji i ich wprowadzenia do obrotu na GPW albo na zagranicznych giełdach papierów wartościowych;
- wyłonienia w tym celu doradców PGNiG ds. prywatyzacji i wykonania wszystkich niezbędnych analiz na potrzeby dokumentacji ofertowej w zakresie określonym przez odpowiednie przepisy prawa;
- zamieszczenia w Prospekcie odpowiednich zastrzeżeń związanych z realizacją działań restrukturyzacyjnych składających się na Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r.

Na uwagę zasługuje fakt, że poza wskazanymi powyżej wytycznymi dotyczącymi prywatyzacji, Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. zakłada, że: (i) w terminie do 6 miesięcy od dnia rozpoczęcia notowań Akcji wyemitowanych w ramach podwyższenia kapitału zakładowego Spółki zostanie zaoferowany mniejszościowy pakiet Akcji należący do Skarbu Państwa, przy czym decyzja dotycząca sprzedaży pakietów Akcji należących do Skarbu Państwa zostanie podjęta po przeprowadzeniu analizy rynku oraz wartości posiadanych Akcji. Po podwyższeniu kapitału zakładowego, udostępnieniu Akcji przez Skarb Państwa oraz nabyciu Akcji przez pracowników, nadal co najmniej 51% udziału w kapitale zakładowym PGNiG ma pozostać

własnością Skarbu Państwa. Szczegółowe postanowienia Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. zostały opisane w pkt. 3.10 Rozdziału V Prospektu.

2.2.3 Data i forma prawna podjęcia decyzji o Emisji

Podstawę Emisji stanowi uchwała nr 2 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 30 marca 2005 r. Uchwała ta stanowi:

„Uchwała nr 2

Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki pod firmą:

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna

w sprawie: podwyższenia kapitału zakładowego PGNiG S.A. poprzez emisję Akcji Serii B,

pozbawienia prawa poboru dotychczasowego akcjonariusza

oraz zmiany Statutu Spółki.

Działając na podstawie art. 431 Kodeksu spółek handlowych oraz § 55 ust. 3 pkt 5 oraz ust. 4 pkt 3 Statutu Spółki, uwzględniając pozytywną opinię Rady Nadzorczej wyrażoną w uchwale nr 40/III/05 z dnia 30 marca 2005 r. do uchwały Zarządu nr 206/2005 z dnia 30 marca 2005 r., Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie uchwala, co następuje:

§ 1

1. *Z zastrzeżeniem ust. 6, kapitał zakładowy zostaje niniejszym podwyższony o kwotę do 900.000.000 (dziewięciuset milionów) złotych w drodze emisji do 900.000.000 (dziewięciuset milionów) akcji zwykłych na okaziciela serii B ("Akcje Serii B") o wartości nominalnej 1 złoty każda.*
2. *Akcje Serii B zostaną zaoferowane w drodze oferty publicznej.*
3. *Z zastrzeżeniem ust. 4 oraz ust. 5, upoważnia się Zarząd do określenia szczegółowych warunków subskrypcji Akcji Serii B, w tym między innymi:*
   - *(a) zasad dystrybucji akcji, w tym warunków przyjmowania zapisów;*
   - *(b) dokonywania przesunięć między transzami;*
   - *(c) terminów otwarcia i zamknięcia subskrypcji Akcji Serii B;*
   - *(d) zawarcia umów w celu zabezpieczenia powodzenia subskrypcji Akcji Serii B, zarówno na zasadzie odpłatnej, jak i nieodpłatnej, w tym umowy lub umów o subemisję usługową lub inwestycyjną;*
   - *(e) dokonania przydziału Akcji Serii B po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej.*
4. *W sposób zgodny z Załącznikiem nr 1 do niniejszej Uchwały:*
   - *(a) dokonuje się podziału Akcji Serii B na transze;*
   - *(b) ustala się zasady przesunięć Akcji Serii B między transzami;*
   - *(c) ustala się zasady przydziału Akcji Serii B.*

Wyłącznie zmiana Załącznika nr 1 do niniejszej Uchwały w zakresie, o którym mowa w ust. 4 pkt a,b i c wymaga podjęcia uchwały Walnego Zgromadzenia.

5. *W kolejnej uchwale lub uchwałach Walne Zgromadzenie:*
   - *(a) ustali przedział cenowy Akcji Serii B w rozumieniu art. 80 ust. 2 ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. – Prawo o publicznym obrocie papierami wartościowymi (Dz. U. z 2002 r. Nr 49, poz. 447, ze. zm.);*
   - *(b) ustali cenę emisyjną Akcji Serii B.*
6. *Walne Zgromadzenie może podjąć uchwałę o zmianie wysokości podwyższanego kapitału zakładowego, w tym zmniejszeniu kwoty, o którą kapitał zakładowy jest podwyższany w drodze emisji Akcji Serii B.*
7. *W interesie Spółki pozbawia się dotychczasowego akcjonariusza w całości prawa poboru Akcji Serii B. Przyjmuje się do wiadomości opinię Zarządu uzasadniającą powody pozbawiania prawa poboru, która*

to opinia została przedstawiona na piśmie Nadzwyczajnemu Walnemu Zgromadzeniu, oraz której odpis stanowi Załącznik nr 2 do niniejszej Uchwały.

8. *Akcje Serii B będą uczestniczyć w dywidendzie począwszy od wypłat z zysku, jaki przeznaczony będzie do podziału za rok 2005, począwszy od dnia 1 stycznia 2005 roku. Akcje Serii B nie uczestniczą w dywidendzie za rok 2004.*

9. *Nowe Akcje Serii B zostaną pokryte w pełnej wysokości wyłącznie gotówką.*

10. *W związku z podwyższeniem kapitału zakładowego Spółki, zgodnie z § 1, zmienia się Statut w ten sposób, że § 7 skreśla się, a § 8 otrzymuje nowe następujące brzmienie:*

    „Kapitał zakładowy wynosi nie więcej niż 5.900.000.000 (pięć miliardów dziewięćset milionów złotych) i dzieli się na:

    (a) akcje na okaziciela serii „A" w liczbie 4.250.000.000 o numerach od 00 000 000 001 do 04 250 000 000 o wartości nominalnej 1 złoty każda oraz o łącznej wartości nominalnej 4.250.000.000 złotych;

    (b) akcje na okaziciela serii „A1" w liczbie 750.000.000 o numerach od 0 000 000 001 do 0 750 000 000 o wartości nominalnej 1 złoty każda oraz o łącznej wartości nominalnej 750.000.000 złotych;

    (c) akcje na okaziciela serii „B" w liczbie nie większej niż 900.000.000 o numerach od 0 000 000 001 do 0 900 000 000 o wartości nominalnej 1 złoty każda oraz o łącznej wartości nominalnej 900.000.000 złotych".

    Ostateczną treść § 8 Statutu w granicach określonych niniejszą Uchwałą nr 2 ustali Zarząd na podstawie art. 310 w związku z art. 431 § 7 Kodeksu spółek handlowych.

11. *Uchwała wchodzi w życie pod warunkiem zawarcia pomiędzy PGNiG S.A. a PGNiG – Przesył Sp. z o.o. umowy leasingu, na mocy której PGNiG S.A. odda w leasing PGNiG – Przesył Sp. z o.o. składniki systemu przesyłowego, oraz zawarcia pomiędzy PGNiG S.A. a Skarbem Państwa umowy zbycia na rzecz Skarbu Państwa 100% udziałów PGNiG – Przesył Sp. z o.o."*

W dniu 28 kwietnia 2005 r. został spełniony jeden warunek wejścia w życie uchwały – zawarto umowę darowizny udziałów spółki PGNiG Przesył na rzecz Skarbu Państwa. Umowa darowizny została opisana w pkt. 10.3.3 Rozdziału V Prospektu. W dniu 16 maja 2005 r. został spełniony drugi warunek wejścia w życie uchwały – PGNiG zawarł z PGNiG Przesył Umowę Leasingu, na mocy której PGNiG odda w leasing składniki systemu przesyłowego. Umowa Leasingu została opisana w pkt. 12 Rozdziału V Prospektu.

Uchwała nr 2 z dnia 30 marca 2005 r. została zmieniona w dniu 16 maja 2005 r. uchwałą nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia. Uchwała ta stanowi:

„Uchwała nr 3

Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki pod firmą:
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie

z dnia 16 maja 2005 r.

w sprawie: zmiany uchwały nr 2 z dnia 30 marca 2005 r. Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGNiG S.A w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego poprzez emisję Akcji Serii B, pozbawienia prawa poboru dotychczasowego akcjonariusza oraz zmiany Statutu Spółki.

Działając na podstawie art. 430 § 1 Kodeksu spółek handlowych, § 55 ust. 4 pkt. 3 Statutu oraz w związku z uchwałą z dnia 5 maja 2005 r. nr 1 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia w sprawie zmiany Statutu jak również Uchwałą nr 1 niniejszego Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia, Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie uchwala, co następuje:

§ 1

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie postanawia zmienić uchwałę nr 2 z dnia 30 marca 2005 r. w ten sposób, że § 1 ust. 3 pkt. (e) tej uchwały otrzymuje następujące brzmienie:

"(e) dokonania przydziału Akcji Serii B po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, z zastrzeżeniem, że rozbieżności pomiędzy Zarządem a Radą Nadzorczą rozstrzyga uchwałą Walne Zgromadzenie na wniosek Zarządu wraz z uzasadnieniem."

§ 2

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie postanawia zmienić uchwałę nr 2 z dnia 30 marca 2005 r. w ten sposób, że § 1 ust. 10 tej uchwały otrzymuje nowe brzmienie:

„10. W związku z podwyższeniem kapitału zakładowego Spółki, zgodnie z § 1, zmienia się Statut w ten sposób, że § 7 otrzymuje nowe następujące brzmienie:

„Kapitał zakładowy wynosi nie więcej niż 5.900.000.000 (pięć miliardów dziewięćset milionów złotych) i dzieli się na:

(a) akcje na okaziciela serii „A" w liczbie 4.250.000.000 o numerach od 00 000 000 001 do 04 250 000 000 o wartości nominalnej 1 złoty każda oraz o łącznej wartości nominalnej 4.250.000.000 złotych;

(b) akcje na okaziciela serii „A1" w liczbie 750.000.000 o numerach od 0 000 000 001 do 0 750 000 000 o wartości nominalnej 1 złoty każda oraz o łącznej wartości nominalnej 750.000.000 złotych,

(c) akcje na okaziciela serii „B" w liczbie nie większej niż 900.000.000 o numerach od 0 000 000 001 do 0 900 000 000 o wartości nominalnej 1 złoty każda oraz o łącznej wartości nominalnej 900.000.000 złotych".

Ostateczną treść § 7 Statutu w granicach określonych niniejszą Uchwałą nr 2 ustali Zarząd na podstawie art. 310 w związku z art. 431 § 7 Kodeksu spółek handlowych."

§ 2

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie uwzględnia w niniejszej uchwale zmiany Statutu uchwalone w dniu 5 maja 2005 r., a tym samym dokonuje zmian w Statucie w brzmieniu uchwalonym w dniu 5 maja 2005 r."

Ponadto w dniu 16 maja 2005 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę w sprawie zatwierdzenia Zasad Dystrybucji Akcji Serii B oraz zmiany uchwały nr 2 z dnia 30 marca 2005 r. w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego PGNiG poprzez emisję Akcji Serii B, pozbawienia prawa poboru dotychczasowego Akcjonariusza oraz zmiany Statutu. Uchwała ta stanowi:

„Uchwała nr 5

Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki pod firmą:
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie

w sprawie: zatwierdzenia Zasad Dystrybucji Akcji Serii B oraz zmiany uchwały nr 2 z dnia 30 marca 2005 r. w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego PGNiG S.A. poprzez emisję Akcji Serii B, pozbawienia prawa poboru dotychczasowego akcjonariusza oraz zmiany Statutu Spółki.

W nawiązaniu do § 1 ust. 4 uchwały nr 2 z dnia 30 marca 2005 r. w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego PGNIG S.A. poprzez emisję Akcji Serii B, pozbawienia prawa poboru dotychczasowego akcjonariusza oraz zmiany Statutu Spółki oraz w związku ze zmianą Załącznika nr 1 do tej uchwały Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie uchwala, co następuje:

§ 1

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie postanawia zatwierdzić „Zasady Dystrybucji Akcji Serii B" stanowiące Załącznik 1 do niniejszej Uchwały oraz zmienić Załącznik nr 1 do uchwały nr 2 w ten sposób, że otrzymuje on brzmienie zgodne z Załącznikiem nr 1 do niniejszej Uchwały."

2.2.4 Forma prawna podjęcia decyzji o wprowadzeniu Akcji Oferowanych do publicznego obrotu

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło w dniu 30 marca 2005 r. uchwałę nr 3 o wprowadzeniu Akcji Oferowanych do publicznego obrotu. Uchwała ta stanowi, że:

"Uchwała nr 3

Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia

Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

z dnia 30 marca 2005 r.

w sprawie wprowadzenia Akcji Serii A, A1 oraz B do obrotu publicznego

1. *Postanawia się wprowadzić Akcje Spółki Serii A, A1 oraz B do obrotu publicznego.*
2. *Upoważnia się Zarząd do podjęcia wszelkich czynności niezbędnych w celu realizacji niniejszej Uchwały, w tym między innymi upoważnia się do:*

(a) złożenia wniosku do Komisji Papierów Wartościowych i Giełd o wyrażenie zgody na wprowadzenie Akcji Serii A, A1 oraz B do obrotu publicznego;

(b) złożenia wniosku o dopuszczenie Akcji Serii A, A1 oraz B do obrotu giełdowego na rynku podstawowym na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.;

(c) podjęcia wszelkich czynności niezbędnych w celu przygotowania, wynegocjowania i realizacji oferty publicznej."

2.3 Prawo pierwszeństwa do objęcia Akcji Oferowanych przez dotychczasowych Akcjonariuszy

Prawo pierwszeństwa do objęcia Akcji Serii B przez dotychczasowych Akcjonariuszy zostało wyłączone w uchwale Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia nr 2 z dnia 30 marca 2005 r. Uchwała ta została przytoczona w całości w pkt. 2.2.3 niniejszego Rozdziału. Pozbawienie prawa poboru nastąpiło w interesie Spółki. Zgodnie ze wspomnianą opinią Zarządu:

„(…)

1. *W wyniku emisji Akcji Serii B Spółka zamierza pozyskać środki na realizację projektów inwestycyjnych we wskazanych poniżej obszarach działalności: (i) w zakresie poszukiwania oraz wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej; (ii) w zakresie przesyłu i magazynowania gazu ziemnego; (iii) w zakresie dystrybucji. Cele emisji mogą ulec zmianie.*
2. *Pozbawienie dotychczasowego akcjonariusza prawa poboru w odniesieniu do emisji Akcji Serii B ma umożliwić rozproszenie akcjonariatu Spółki. Rozproszenie takie pozwoli na wprowadzenie akcji Spółki do obrotu giełdowego na rynku podstawowym Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A., co zwiększy jej wiarygodność i atrakcyjność dla inwestorów instytucjonalnych i indywidualnych. Dostępność akcji Spółki dla większej liczby osób i podmiotów ułatwi dostęp do rynków kapitałowych i późniejszego finansowania rozwoju Spółki.*
3. *Ponadto w Programie Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG S.A. przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 5 października 2004 r. („Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r.") zakłada się:*

   (...) „1. Przeprowadzenie prywatyzacji PGNiG S.A. poprzez:

   a) emisję dodatkowych akcji spółki PGNiG S.A., w celu jej dokapitalizowania; (...)

   2. W terminie do końca półrocza 2005 roku Minister Skarbu Państwa oraz zarząd PGNiG S.A. przygotują emisję akcji poprzez podwyższenie kapitału zakładowego Spółki PGNiG S.A., w ramach przeprowadzenia publicznej oferty tych akcji i ich wprowadzenia do obrotu na Warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych i/albo na zagranicznych giełdach papierów wartościowych" (...).

Uzasadnia to pozbawienie w całości prawa poboru dotychczasowego akcjonariusza. (...)"

Pełna treść opinii w sprawie wyłączenia prawa poboru stanowi Załącznik nr 5 zamieszczony w Rozdziale X Prospektu.

2.4 Data, od której Akcje Oferowane uczestniczą w dywidendzie

Akcje Oferowane uczestniczą w dywidendzie od 1 stycznia 2005 r., przy czym nie będą one uczestniczyć w dywidendzie za rok 2004.

2.5 Prawa i obowiązki z Akcji Oferowanych

2.5.1 Kodeks Spółek Handlowych i Statut

2.5.1.1 Podstawowe prawa i obowiązki Akcjonariuszy

Zgodnie z KSH oraz Statutem, podstawowymi prawami Akcjonariuszy są w szczególności:

a) prawo do imiennego świadectwa depozytowego wystawionego przez podmiot prowadzący rachunek papierów wartościowych zgodnie z Prawem o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi (art. 328 § 6 KSH);

b) prawo zbywania Akcji bez ograniczeń, zgodnie z art. 337 § 1 KSH;

c) prawo przeglądania w lokalu Zarządu oraz żądania odpisu (za zwrotem kosztów) listy Akcjonariuszy, uprawnionych do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu, zawierającej nazwiska i imiona albo firmy (nazwy) uprawnionych do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu, ich miejsca zamieszkania

(siedzibę), liczbę, rodzaj i numery Akcji oraz liczbę przypadających im głosów. Stosownie do art. 407 § 1 KSH lista powinna być wyłożona w lokalu Zarządu na co najmniej 3 dni powszednie przed odbyciem Walnego Zgromadzenia. Ponadto stosownie do art. 407 § 2 KSH Akcjonariusz ma prawo żądania wydania odpisów wniosków objętych porządkiem obrad w terminie tygodnia przed Walnym Zgromadzeniem;

d) prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu oraz wykonywania prawa głosu, osobiście lub przez pełnomocników lub innych przedstawicieli, zgodnie z art. 412 KSH. Zgodnie z art. 411 KSH w związku z art. 351 § 2 KSH, każda Akcja daje prawo do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Warunkiem uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu jest złożenie w Spółce imiennego świadectwa depozytowego wystawionego przez podmiot prowadzący rachunek papierów wartościowych, na którym zapisane są Akcje, najpóźniej na tydzień przed odbyciem Walnego Zgromadzenia. Z zastrzeżeniem postanowień KSH, Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi oraz Statutu, Walne Zgromadzenie jest ważne bez względu na liczbę reprezentowanych na nim Akcji, a uchwały Walnego Zgromadzenia zapadają bezwzględną większością głosów. Stosownie do przepisów KSH, dla podjęcia uchwały w sprawie:

- emisji obligacji zamiennych i obligacji z prawem pierwszeństwa objęcia Akcji, zmiany Statutu, umorzenia Akcji, obniżenia kapitału zakładowego, zbycia przedsiębiorstwa albo jego zorganizowanej części oraz rozwiązania Spółki wymagana jest większość 3/4 głosów. Jeżeli na Walnym Zgromadzeniu jest reprezentowana co najmniej połowa kapitału zakładowego, do powzięcia uchwały o umorzeniu Akcji wystarczy zwykła większość głosów;
- zmiany Statutu upoważniającej Zarząd do podwyższenia kapitału zakładowego w granicach kapitału docelowego oraz w sprawie warunkowego podwyższenia kapitału zakładowego, wymagana jest większość 3/4 głosów przy obecności Akcjonariuszy reprezentujących co najmniej 1/3 kapitału zakładowego; jeżeli jednak Walne Zgromadzenie zwołane w celu podjęcia uchwał w powyższych sprawach nie odbyło się z powodu braku wymaganego kworum, kolejne Walne Zgromadzenie może podjąć uchwałę dotyczącą zmiany Statutu upoważniającej Zarząd do podwyższenia kapitału zakładowego w granicach kapitału docelowego oraz uchwałę w sprawie warunkowego podwyższenia kapitału zakładowego, bez względu na liczbę Akcjonariuszy obecnych na tym Walnym Zgromadzeniu;
- dokonania istotnej zmiany przedmiotu działalności Spółki wymagana jest większość 2/3 głosów;
- łączenia się spółek wymagana jest większość 3/4 głosów, reprezentujących co najmniej połowę kapitału zakładowego, przy czym łączenie się spółek publicznych wymaga uchwały powziętej większością 2/3 głosów;
- podziału spółki oraz w sprawie zarządzenia przerwy w obradach Walnego Zgromadzenia wymagana jest większość 2/3 głosów;
- pozbawienia Akcjonariuszy prawa poboru w części lub w całości wymagana jest większość 4/5 głosów;
- zmiany Statutu, zwiększającej świadczenia Akcjonariuszy lub uszczuplającej prawa przyznane osobiście poszczególnym Akcjonariuszom zgodnie z art. 354 KSH, wymagana jest zgoda wszystkich Akcjonariuszy, których zmiana dotyczy.

Jeżeli bilans sporządzony przez Zarząd wykaże stratę przewyższającą sumę kapitałów zapasowego i rezerwowych oraz jedną trzecią kapitału zakładowego, Zarząd powinien niezwłocznie zwołać Walne Zgromadzenie w celu powzięcia uchwały dotyczącej dalszego istnienia Emitenta. W takim przypadku do powzięcia uchwały o rozwiązaniu Emitenta wystarczy bezwzględna większość głosów.

Zgodnie z art. 6 KSH, Akcjonariusz będący w stosunku do spółki spółką dominującą (zdefiniowaną w art. 4 § 1 pkt 4 KSH), ma obowiązek zawiadomić spółkę o powstaniu stosunku dominacji w terminie dwóch tygodni od dnia powstania stosunku dominacji. W przeciwnym wypadku wykonywanie prawa głosu z Akcji reprezentujących więcej niż 33% kapitału zakładowego spółki zależnej zostaną zawieszone.

Stosownie do § 56 ust. 5 Statutu uchwały w następujących sprawach mogą być podjęte, jeżeli na Walnym Zgromadzeniu reprezentowana jest co najmniej połowa kapitału zakładowego Spółki i wymagają większości czterech piątych głosów w sytuacji, kiedy udział Skarbu Państwa w kapitale zakładowym spadnie poniżej 51%:

- rozwiązanie Spółki;
- przeniesienie siedziby Spółki za granicę;
- zmiana przedmiotu przedsiębiorstwa Spółki ograniczająca możliwość prowadzenia przez Spółkę działalności w zakresie poszukiwania, wydobycia i obrotu ropy naftowej i gazu ziemnego;
- zbycie i wydzierżawienie przedsiębiorstwa Spółki lub jego zorganizowanej części, której działalność obejmuje poszukiwanie, wydobycie i obrót ropą naftową i gazem ziemnym oraz ustanowienie na przedsiębiorstwie Spółki lub takiej jego zorganizowanej części ograniczonego prawa rzeczowego;
- połączenie się Spółki poprzez przeniesienie całego jej majątku na inną spółkę;
- podział Spółki;
- uprzywilejowanie Akcji;
- utworzenie spółki europejskiej, przekształcenie w taką spółkę lub przystąpienie do niej;
- zmiana niniejszego § 56 ust. 5 Statutu;
- wyrażanie zgody na wypowiedzenie, rozwiązanie, istotną zmianę przedmiotu, okresu trwania lub postanowień dotyczących wypowiedzenia i rozwiązania Umowy Leasingu zawartej z OSP;

e) prawo żądania, stosownie do art. 6 § 4 KSH, aby spółka handlowa, która jest Akcjonariuszem w Spółce udzieliła odpowiedzi, czy pozostaje ona w stosunku dominacji lub zależności wobec określonej spółki albo spółdzielni będącej Akcjonariuszem w Spółce. Akcjonariusz może żądać również ujawnienia liczby Akcji lub liczby głosów, jakie spółka handlowa posiada w Spółce, w tym również na podstawie porozumień z innymi osobami. Stosownie do art. 6 § 5 KSH odpowiedzi na powyższe pytania należy udzielić uprawnionemu oraz Spółce w terminie dziesięciu dni od dnia otrzymania żądania. Jeżeli żądanie udzielenia odpowiedzi doszło do adresata później niż na dwa tygodnie przed dniem, na który zwołano Walne Zgromadzenie, bieg terminu do jej udzielenia rozpoczyna się w dniu następującym po dniu, w którym zakończyło się Walne Zgromadzenie. Od dnia rozpoczęcia biegu terminu udzielenia odpowiedzi do dnia jej udzielenia zobowiązana spółka handlowa nie może wykonywać praw z Akcji w Spółce;

f) prawo żądania, w przypadku Akcjonariusza lub Akcjonariuszy reprezentujących co najmniej 1/10 kapitału zakładowego Spółki, zwołania Walnego Zgromadzenia oraz umieszczenia poszczególnych spraw na porządku obrad najbliższego Walnego Zgromadzenia. Zgodnie z art. 400 KSH, żądanie takie powinno zostać złożone Zarządowi na piśmie, najpóźniej na miesiąc przed proponowanym terminem Walnego Zgromadzenia;

g) prawo do żądania sprawdzenia listy obecności na Walnym Zgromadzeniu. Zgodnie z art. 410 § 2 KSH, na wniosek Akcjonariuszy posiadających co najmniej 1/10 kapitału zakładowego, lista obecności na Walnym Zgromadzeniu powinna być sprawdzona przez wybraną w tym celu komisję, złożoną w tym celu z trzech osób. Wnioskodawcy mają prawo do wyboru jednego członka komisji;

h) prawo do przeglądania księgi protokołów, sporządzonych stosownie do art. 421 § 2 KSH, a także żądania wydania poświadczonych przez Zarząd odpisów uchwał stosownie do art. 421 § 3 KSH;

i) prawo objęcia Akcji nowej emisji w stosunku do liczby posiadanych Akcji (prawo poboru). Stosownie do art. 433 KSH, Akcjonariusze mają prawo pierwszeństwa do objęcia nowych Akcji w stosunku do liczby posiadanych Akcji, przy czym prawo poboru przysługuje również w przypadku emisji papierów wartościowych zamiennych na Akcje lub inkorporujących prawo zapisu na Akcje. W interesie Spółki Walne Zgromadzenie może pozbawić Akcjonariuszy prawa poboru Akcji w całości lub w części. Uchwała Walnego Zgromadzenia wymaga większości 4/5 głosów. Pozbawienie Akcjonariuszy prawa poboru Akcji może nastąpić w przypadku, gdy zostało to zapowiedziane w porządku obrad Walnego Zgromadzenia. W takim przypadku, Zarząd zobowiązany jest do przedstawienia Walnemu Zgromadzeniu pisemnej opinii uzasadniającej powody pozbawienia prawa poboru oraz proponowaną cenę emisyjną Akcji bądź sposób jej ustalenia;

j) prawo do żądania wyboru Rady Nadzorczej oddzielnymi grupami. Zgodnie z art. 385 § 3 KSH, na wniosek Akcjonariuszy reprezentujących co najmniej 1/5 kapitału zakładowego, wybór Rady Nadzorczej Spółki powinien być dokonany przez najbliższe Walne Zgromadzenie w drodze

głosowania oddzielnymi grupami, nawet gdy Statut Spółki przewiduje inny sposób powołania Rady Nadzorczej Spółki;

k) prawo żądania udzielenia informacji dotyczących Spółki. Stosownie do art. 428 KSH podczas obrad Walnego Zgromadzenia, Zarząd jest obowiązany do udzielenia Akcjonariuszowi na jego żądanie informacji dotyczących Spółki, jeżeli jest to uzasadnione dla oceny sprawy objętej porządkiem obrad Walnego Zgromadzenia. Zarząd powinien jednak odmówić udzielenia informacji w przypadku, gdy udzielenie informacji mogłoby wyrządzić szkodę Spółce, spółce z nią powiązanej, a także spółce lub spółdzielni zależnej, albo narazić członka Zarządu na poniesienie odpowiedzialności karnej, cywilnoprawnej lub administracyjnej. W uzasadnionych przypadkach Zarząd może udzielić odpowiedzi Akcjonariuszowi również na piśmie, nie później niż w terminie dwóch tygodni od dnia zakończenia Walnego Zgromadzenia. Zarząd może również udzielić Akcjonariuszowi informacji dotyczących Spółki poza Walnym Zgromadzeniem, powinny one jednak być następnie ujawnione przez Zarząd na piśmie w materiałach przedkładanych najbliższemu Walnemu Zgromadzeniu. Akcjonariusz, któremu odmówiono ujawnienia żądanej informacji podczas Walnego Zgromadzenia i który zgłosił sprzeciw do protokołu, może w ciągu tygodnia od dnia zakończenia Walnego Zgromadzenia złożyć wniosek do sądu rejestrowego o zobowiązanie Zarządu do udzielenia tych informacji. Akcjonariusz może również złożyć wniosek do Sądu Rejestrowego o zobowiązanie Spółki do ogłoszenia informacji udzielonych innemu Akcjonariuszowi poza Walnym Zgromadzeniem;

l) prawo złożenia powództwa o uchylenie lub stwierdzenie nieważności uchwały Walnego Zgromadzenia. Zgodnie z art. 422 KSH, uchwała Walnego Zgromadzenia sprzeczna ze Statutem bądź dobrymi obyczajami i godząca w interes Spółki lub mająca na celu pokrzywdzenie Akcjonariusza, może być zaskarżona w drodze wytoczonego przeciwko Spółce powództwa o uchylenie uchwały. Powództwo o uchylenie uchwały należy wnieść w terminie miesiąca od otrzymania wiadomości o uchwale, nie później jednak niż trzy miesiące od dnia powzięcia uchwały. Zgodnie z art. 425 KSH, uchwała Walnego Zgromadzenia może być również zaskarżona w drodze wytoczonego przeciwko Spółce powództwa o stwierdzenie nieważności uchwały Walnego Zgromadzenia sprzecznej z ustawą, przy czym powództwo powinno być wniesione w terminie trzydziestu dni od dnia jej ogłoszenia, nie później jednak niż w terminie roku od powzięcia uchwały. Upływ tych terminów nie wyłącza możliwości podniesienia zarzutu nieważności uchwały sprzecznej z ustawą. Do wytoczenia powództw o uchylenie lub stwierdzenie nieważności uchwały Walnego Zgromadzenia uprawniony jest: (i) Akcjonariusz, który głosował przeciwko uchwale, a po jej powzięciu zażądał zaprotokołowania sprzeciwu, (ii) Akcjonariusz, którego bezzasadnie nie dopuszczono do udziału w Walnym Zgromadzeniu oraz (iii) Akcjonariusz, który nie był obecny na Walnym Zgromadzeniu, jedynie w przypadku wadliwego zwołania Walnego Zgromadzenia lub powzięcia uchwały w sprawie nieobjętej porządkiem obrad. Ustawa przewiduje pewne modyfikacje reguł ogólnych w zakresie zaskarżania uchwał w sprawie łączenia, podziału i przekształcenia spółek, które są przewidziane przez odpowiednio art. 509, art. 544 oraz art. 567 KSH;

m) prawo do udziału w majątku w przypadku likwidacji Spółki. Zgodnie z art. 474 KSH, majątek pozostały po zaspokojeniu lub zabezpieczeniu wierzycieli Spółki dzieli się pomiędzy Akcjonariuszy w stosunku do dokonanych przez każdego z nich wpłat na kapitał zakładowy;

n) prawo udziału w zysku wykazanym w sprawozdaniu finansowym zbadanym przez biegłego rewidenta, który został przeznaczony przez Walne Zgromadzenie do wypłaty Akcjonariuszom. Stosownie do art. 347 § 2 KSH, zysk rozdziela się w stosunku do liczby posiadanych Akcji, a jeżeli Akcje nie są całkowicie pokryte, zysk rozdziela się w stosunku do dokonanych wpłat na Akcje;

o) prawo do wytoczenia powództwa o naprawienie szkody wyrządzonej Spółce. Zgodnie z art. 486 § 1 KSH, jeżeli Spółka nie wytoczy powództwa o naprawienie wyrządzonej jej szkody w terminie roku od dnia ujawnienia czynu wyrządzającego szkodę, każdy Akcjonariusz lub osoba, której służy tytuł uczestnictwa w zyskach lub podziale majątku, może wnieść pozew o naprawienie szkody wyrządzonej Spółce. Stosownie do art. 487 KSH, w przypadku wytoczenia powództwa na podstawie art. 486 § 1 KSH oraz upadłości Spółki, osoby zobowiązane do naprawienia szkody nie mogą się powoływać na udzielone absolutorium oraz zwolnienie z odpowiedzialności;

p) prawo do przeglądania oraz żądania sporządzenia bezpłatnych odpisów dokumentów określonych w art. 505 KSH w przypadku łączenia. Stosownie do tego przepisu akcjonariusz łączącej się spółki ma prawo do przeglądania następujących dokumentów: (i) planu połączenia, (ii) sprawozdania finansowego za trzy ostatnie lata obrotowe wraz z opinią biegłego rewidenta, jeżeli takie raporty były sporządzane, (iii) załączników do planu połączenia, o których mowa w art. 499 § 2 KSH, (iv)

sprawozdania zarządów łączących się spółek, o których mowa w art. 501 KSH, (v) opinię biegłego, o której mowa w art. 503§ 1 KSH;

q) prawo do przeglądania oraz żądania bezpłatnych odpisów dokumentów określonych w art. 540 § 1 KSH w przypadku podziału. Stosownie do tego przepisu akcjonariusze spółki dzielonej i spółek przejmujących mają prawo przeglądać następujące dokumenty: (i) plan podziału, (ii) sprawozdania finansowe oraz sprawozdania zarządów z działalności spółki dzielonej i spółek przejmujących, za trzy ostatnie lata obrotowe wraz z opinią i raportem biegłego rewidenta, jeżeli opinia lub raport były sporządzone, (iii) załączniki do planu podziału, o których mowa w art. 534 § 2 KSH, (iv) sprawozdania zarządów spółek uczestniczących w podziale, sporządzone dla celów podziału, o których mowa w art. 536 KSH, (v) opinię biegłego, o której mowa w art. 538 § 1 KSH;

r) prawo do przeglądania oraz żądania bezpłatnych odpisów dokumentów określonych w art. 561 § 1 KSH w przypadku przekształcenia. Stosownie do brzmienia tego przepisu w przypadku przekształcania spółki akcjonariusze mają prawo przeglądać następujące dokumenty: (i) plan przekształcenia, (ii) załączniki do planu przekształcenia, o których mowa w art. 558 § 2 KSH, (iii) opinię biegłego rewidenta, o której mowa w art. 559 § 4 KSH.

2.5.2 Prawo o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi

Prawo o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi wprowadza odmienne w stosunku do KSH i KC uregulowania, dotyczące papierów wartościowych w tym akcji i zasad ich przenoszenia oraz nakłada na akcjonariuszy spółek publicznych szereg obowiązków dotyczących uzyskania odpowiednich zezwoleń lub dokonywania zawiadomień.

2.5.2.1 Dematerializacja papierów wartościowych dopuszczonych do publicznego obrotu

Zgodnie z art. 7 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, papiery wartościowe dopuszczone do publicznego obrotu nie mają formy dokumentu. Prawa z papierów wartościowych dopuszczonych do publicznego obrotu powstają z chwilą zapisania papierów wartościowych po raz pierwszy na rachunku papierów wartościowych i przysługują osobie będącej posiadaczem tego rachunku. Umowa zobowiązująca do przeniesienia papierów wartościowych dopuszczonych do publicznego obrotu, przenosi te papiery z chwilą dokonania odpowiedniego zapisu na rachunku papierów wartościowych.

Zgodnie z art. 11 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, świadectwo depozytowe potwierdza legitymację do realizacji wszelkich uprawnień wynikających z papierów wartościowych wskazanych w jego treści, które nie są lub nie mogą być realizowane wyłącznie na podstawie zapisów na rachunku papierów wartościowych, a w szczególności do uczestnictwa w walnym zgromadzeniu. Świadectwo depozytowe może być wystawione przez dom maklerski, bank lub inny podmiot prowadzący rachunek papierów wartościowych, na żądanie posiadacza takiego rachunku. W przypadku, gdy przy użyciu świadectwa ma nastąpić realizacja uprawnień wynikających z papierów wartościowych, papiery wartościowe w liczbie wskazanej w treści świadectwa nie mogą być przedmiotem obrotu od chwili wydania świadectwa do chwili utraty jego ważności lub zwrotu świadectwa wystawcy. W tym okresie podmiot prowadzący rachunek papierów wartościowych dokonuje blokady odpowiedniej liczby papierów wartościowych na tym rachunku.

2.5.2.2 Obowiązki związane z nabywaniem oraz zbywaniem znacznych pakietów akcji

Zgodnie z art. 147 ust. 1 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, każdy kto w wyniku nabycia akcji spółki publicznej osiągnął albo przekroczył 5 albo 10% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu oraz każdy, kto posiadał przed zbyciem akcje w liczbie zapewniającej co najmniej 5 albo co najmniej 10% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu, a w wyniku zbycia stał się posiadaczem akcji zapewniających odpowiednio nie więcej niż 5 albo nie więcej niż 10% liczby głosów, jest obowiązany zawiadomić o nabyciu lub zbyciu akcji KPWiG oraz spółkę, w ciągu czterech dni od dnia zmiany stanu posiadania liczby głosów, bądź od dnia, w którym podmiot zobowiązany dowiedział się o takiej zmianie lub przy zachowaniu należytej staranności mógł się o niej dowiedzieć. Zgodnie z art. 147 ust. 2 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, obowiązek zawiadomienia KPWiG oraz spółki dotyczy także nabycia lub zbycia akcji przez akcjonariusza posiadającego już akcje uprawniające do powyżej 10% głosów na walnym zgromadzeniu, w liczbie przekraczającej 2% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu. Obowiązek ten powstaje zarówno w przypadku zawarcia pojedynczej transakcji, jak i kilku transakcji łącznie. Zgodnie z art. 147 ust. 4 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, obowiązek zawiadomienia KPWiG oraz spółki spoczywa również na osobie, która w wyniku nabycia akcji osiągnęła albo przekroczyła odpowiednio 25, 50 lub 75% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu albo w wyniku zbycia stała się posiadaczem akcji zapewniających odpowiednio nie więcej niż 25, 50 lub 75% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu.

Zawiadomienie powinno zawierać informacje o liczbie aktualnie posiadanych akcji, ich procentowym udziale w kapitale zakładowym spółki oraz o liczbie głosów z tych akcji i ich procentowym udziale w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu. Ponadto zawiadomienie związane z osiągnięciem lub przekroczeniem 10% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu powinno zawierać informacje dotyczące zamiarów zwiększania udziału w spółce publicznej w okresie dwunastu miesięcy od złożenia tego zawiadomienia oraz celu zwiększenia tego udziału. W przypadku każdorazowej zmiany tych zamiarów lub celu, w okresie dwunastu miesięcy od dnia złożenia zawiadomienia oraz w okresie późniejszym, akcjonariusz jest obowiązany niezwłocznie poinformować o tym KPWiG oraz spółkę.

Zgodnie z art. 149 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, nabycie akcji lub wystawionych w związku z tymi akcjami kwitów depozytowych w liczbie powodującej osiągnięcie lub przekroczenie odpowiednio 25, 33 lub 50% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu wymaga zezwolenia KPWiG wydanego na wniosek podmiotu nabywającego. W terminie 14 dni od złożenia wniosku KPWiG udziela albo odmawia udzielenia zezwolenia na nabycie akcji, jeżeli nabycie spowodowałoby naruszenie przepisów prawa albo zagrażałoby ważnemu interesowi państwa lub gospodarki narodowej. Ponadto KPWiG może odmówić udzielenia zezwolenia w przypadku, gdy w okresie ostatnich dwudziestu czterech miesięcy przed złożeniem wniosku wnioskodawca nie wykonywał lub wykonywał w sposób nienależyty obowiązki określone w art. 147 oraz art. 150 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi. W przypadku udzielenia zezwolenia, KPWiG przekazuje informację o udzielonym zezwoleniu na nabycie akcji agencji informacyjnej.

Na podstawie art. 150 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, obowiązek wynikający z art. 147 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi stosuje się odpowiednio do nabycia lub zbycia obligacji zamiennych na akcje, kwitów depozytowych oraz innych papierów wartościowych, z których wynika prawo lub obowiązek nabycia akcji.

Zgodnie z art. 151 ust. 1 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, nabycie w obrocie wtórnym, w okresie krótszym niż dziewięćdziesiąt dni, akcji dopuszczonych do publicznego obrotu lub wystawionych w związku z tymi akcjami kwitów depozytowych, zapewniających co najmniej 10% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu, dokonuje się wyłącznie w wyniku publicznego ogłoszenia wezwania do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę akcji. Sposób ogłoszenia wezwania oraz warunki nabywania akcji na GPW określa Rozporządzenie w Sprawie Wzorów Wezwań. Ogłoszenie wezwania następuje po ustanowieniu zabezpieczenia w wysokości 100% wartości akcji, które mają być przedmiotem nabycia. Stosownie do art. 151 ust. 3 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi obowiązek ogłoszenia wezwania, o którym mowa w art. 151 ust. 1 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, nie powstaje w przypadku nabywania akcji spółki publicznej dopuszczonej do obrotu wyłącznie na nieurzędowym rynku pozagiełdowym. Stosownie do art. 152 ust. 3 obowiązek ogłoszenia wezwania nie powstaje w przypadku nabywania akcji w obrocie pierwotnym lub w pierwszej ofercie publicznej.

Zgodnie z art. 154 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, każdy, kto stał się posiadaczem akcji spółki publicznej lub wystawionych w związku z tymi akcjami kwitów depozytowych w liczbie zapewniającej łącznie ponad 50% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu, jest zobowiązany do ogłoszenia i przeprowadzenia wezwania do zapisywania się na sprzedaż pozostałych akcji spółki, albo do zbycia przed wykonaniem prawa głosu z posiadanych akcji takiej liczby akcji, która spowoduje osiągnięcie nie więcej niż 50% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu. Stosownie do art. 158 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, przepisu art. 154 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi nie stosuje się w przypadku: (i) nabywania akcji bezpośrednio od Skarbu Państwa, (ii) w wyniku zawartej ze Skarbem Państwa umowy prywatyzacyjnej, zobowiązującej do objęcia akcji nowej emisji, (iii) w trybie i na warunkach określonych w art. 60 ust. 1 pkt. 3 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, (iv) przez podmioty określone w art. 5 ust. 1 pkt. 3 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi w celu realizacji zadań związanych z organizacją rynku regulowanego.

Zgodnie z art. 154 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, każdy, kto stał się posiadaczem akcji spółki publicznej lub wystawionych w związku z tymi akcjami kwitów depozytowych w liczbie zapewniającej łącznie ponad 50% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu, jest zobowiązany do ogłoszenia i przeprowadzenia wezwania do zapisywania się na sprzedaż pozostałych akcji spółki, albo do zbycia przed wykonaniem prawa głosu z posiadanych akcji takiej liczby akcji, które spowoduje osiągnięcie nie więcej niż 50% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu.

Zgodnie z art. 158a ust. 3 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, obowiązki określone w przepisach dotyczących znacznych pakietów akcji spoczywają na podmiotach, które zawierają pisemne lub ustne porozumienie dotyczące wspólnego nabywania akcji tej spółki publicznej lub wystawionych w związku z akcjami kwitów depozytowych, lub zgodnego głosowania na walnym zgromadzeniu dotyczącego istotnych spraw spółki, lub prowadzenia trwałej i wspólnej polityki w zakresie zarządzania tą spółką, jeżeli posiadają one

akcje spółki publicznej w liczbie zapewniającej łączne osiągnięcie lub przekroczenie danego progu ogólnej liczby głosów. Ponadto, obowiązki dotyczące znacznych pakietów akcji spoczywają łącznie na wszystkich stronach już zawartego porozumienia, o którym mowa wyżej, jeżeli jedna z tych stron podjęła lub zamierzała podjąć czynności powodujące powstanie obowiązków dotyczących znacznych pakietów akcji. Na funduszu inwestycyjnym obowiązki dotyczące znacznych pakietów akcji spoczywają również w przypadku, gdy osiągnięcie lub przekroczenie danego progu liczby głosów określonego w tych przepisach następuje w związku z nabywaniem, zbywaniem lub posiadaniem akcji lub kwitów depozytowych łącznie przez inne fundusze inwestycyjne zarządzane przez to samo towarzystwo funduszy inwestycyjnych lub inne fundusze inwestycyjne utworzone poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, zarządzane przez ten sam podmiot. Obowiązki dotyczące znacznych pakietów akcji spoczywają także na podmiocie, w przypadku którego osiągnięcie lub przekroczenie danego progu liczby głosów określonego w przepisach dotyczących znacznych pakietów akcji następuje w związku z nabywaniem, zbywaniem lub posiadaniem akcji lub kwitów depozytowych: (i) przez osobę trzecią w imieniu własnym, lecz na zlecenie lub na rzecz tego podmiotu, z wyłączeniem akcji nabytych w ramach wykonywania czynności, o których mowa w art. 30 ust. 2 pkt. 2 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, (ii) w ramach wykonywania czynności, o których mowa w art. 30 ust. 2 pkt. 4 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi – w zakresie akcji wchodzących w skład zarządzanych portfeli papierów wartościowych, z których podmiot ten jako zarządzający, może w imieniu zleceniodawców wykonywać prawo głosu na walnym zgromadzeniu, (iii) przez osobę trzecią, z którą ten podmiot zawarł umowę, której przedmiotem jest przekazanie uprawnienia do wykonywania prawa głosu.

Obowiązki dotyczące znacznych pakietów akcji powstają również w przypadku, gdy prawa głosu są związane z: (i) papierami wartościowymi stanowiącymi przedmiot zabezpieczenia, chyba że podmiot, na rzecz którego ustanowiono zabezpieczenie ma prawo wykonywać prawo głosu i deklaruje zamiar wykonywania tego prawa, (ii) akcjami, z których prawa przysługują danemu podmiotowi osobiście i dożywotnio, (iii) papierami wartościowymi zdeponowanymi lub zarejestrowanymi w podmiocie, którymi może on dysponować według własnego uznania.

Wykonywanie prawa głosu z akcji nabytych z naruszeniem obowiązków określonych w art. 147, 149 i 151 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi jest bezskuteczne, zaś niewykonanie obowiązku, o którym mowa w art. 154 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi powoduje bezskuteczność wykonywania prawa głosu z wszystkich posiadanych akcji spółki. Ponadto akcjonariusz, który nie dokona zawiadomień, o których mowa w art. 147 ust. 1 i 2 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi jak również który nie dopełni obowiązków określonych w art. 149 i 154 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, podlega karze grzywny do 1.000 tys. PLN. Takiej samej karze podlega każdy, kto ogłosi i przeprowadzi wezwania, o których mowa w art. 151 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi lub od nich odstąpi bez zachowania warunków określonych w Prawie o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi.

2.5.2.3 Prawo do żądania przeprowadzenia badania przez rewidenta do spraw szczególnych

Zgodnie z art. 158b Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, na wniosek akcjonariusza lub akcjonariuszy posiadających co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu, walne zgromadzenie może powziąć uchwałę w sprawie zbadania przez biegłego określonego zagadnienia związanego z utworzeniem spółki lub prowadzeniem jej spraw. W przypadku oddalenia wniosku akcjonariusza, może się on zwrócić do sądu rejestrowego o wyznaczenie biegłego.

2.5.2.4 Ewentualne zmiany w zakresie praw i obowiązków z Akcji Oferowanych wynikające z nowych regulacji dotyczących polskiego rynku kapitałowego

W dniu 29 marca 2005 r. Rada Ministrów RP przyjęła projekty trzech nowych ustaw regulujących organizację i funkcjonowanie rynku kapitałowego w Polsce - ustawy o obrocie instrumentami finansowymi, ustawy o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych i ustawy o nadzorze nad rynkiem kapitałowym. Projekty powyższych ustaw zostały w dniu 26 kwietnia 2005 r. skierowane przez Radę Ministrów RP do Sejmu RP.

Wszelkie informacje przedstawione w Prospekcie zawierające ogólny opis założeń poszczególnych projektów zostały przygotowane w oparciu o analizę treści wersji tych projektów z dnia 26 kwietnia 2005 r. w wersji przedłożonej Sejmowi RP i zamieszczonych na stronie internetowej KPWiG.

W przypadku wejścia w życie nowych ustaw regulujących organizację i funkcjonowanie rynku kapitałowego w Polsce akcjonariusze polskich spółek publicznych powinni liczyć się ze zmianami regulacji prawnych odnoszących się do polskiego rynku kapitałowego jak również poszczególnych praw i obowiązków przysługujących akcjonariuszom polskich spółek publicznych. Biorąc jednakże pod uwagę niemożność

przewidzenia zakresu zmian wprowadzonych podczas dalszego procesu legislacyjnego do przygotowanych przez Radę Ministrów RP projektów nowych ustaw, określenie, chociażby ogólne, ostatecznego kształtu nowych regulacji i ich wpływu na zakres praw i obowiązków związanych z Akcjami Oferowanymi zawartymi w regulacjach mających zastąpić Prawo o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, jest na obecnym etapie niemożliwe.

Należy jednakże podkreślić, że regulacje zawarte w przygotowanych przez Radę Ministrów RP projektach nowych ustaw w wielu przypadkach odbiegają od analogicznych regulacji zawartych w przepisach Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi. W związku z powyższym zwraca się uwagę, że w przypadku uchwalenia i wejścia w życie nowych ustaw regulujących organizację i funkcjonowanie rynku kapitałowego w Polsce i uchylenia Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi zakres praw i obowiązków związanych z Akcjami Oferowanymi może ulec zmianie w stosunku do opisu tych praw i obowiązków zawartych w pkt. 2.5.2 Rozdziału III Prospektu.

Ustawa o obrocie instrumentami finansowymi reguluje zasady, tryb i warunki podejmowania i prowadzenia działalności w zakresie obrotu papierami wartościowymi i innymi instrumentami finansowymi, prawa i obowiązki podmiotów uczestniczących w tym obrocie oraz wykonywanie nadzoru w tym zakresie. Ustawa ta zawiera regulacje dotyczące w szczególności rynków regulowanych, na których dokonywany jest wtórny obrót instrumentami finansowymi, systemu depozytowego prowadzonego przez KDPW, zasad uczestnictwa w obrocie instrumentami finansowymi i prowadzenia działalności przez firmy inwestycyjne, zasad wykonywania zawodu przez maklerów papierów wartościowych i doradców inwestycyjnych. Przedmiot regulacji ustawy o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych obejmuje zasady i warunki dokonywania oferty publicznej papierów wartościowych oraz ubiegania się o dopuszczanie do obrotu na rynku regulowanym papierów wartościowych lub innych instrumentów finansowych, obowiązki emitentów papierów wartościowych i innych podmiotów uczestniczących w obrocie tymi papierami wartościowymi lub innymi instrumentami finansowymi. W ramach tej ustawy regulacji poddano w szczególności udostępnianie informacji o papierach wartościowych w związku z ofertą publiczną, obowiązki informacyjne emitentów papierów wartościowych, obowiązki związane z nabywaniem lub posiadaniem znacznych pakietów akcji spółek publicznych oraz szczególne uprawnienia i obowiązki akcjonariuszy spółki publicznej. Ze względu na swoją treść oraz problematykę poddaną regulacji ustawa ta będzie miała najistotniejsze znaczenie dla określenia przyszłych praw i obowiązków Akcjonariuszy. Z kolei ustawa o nadzorze nad rynkiem kapitałowym reguluję organizację i zasady działania KPWiG oraz zasady sprawowania przez ten organ nadzoru nad rynkiem kapitałowym.

Dopełnieniem wprowadzanych zmian mogą być również nowe akty wykonawcze wydane na podstawie powyższych ustaw, których treść może w znaczący sposób odbiegać od treści dotychczasowych aktów wykonawczych do Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi.

Omawiając zmiany regulacji dotyczących rynku kapitałowego oraz zakres praw i obowiązków akcjonariuszy spółek publicznych należy również zwrócić uwagę na nowe regulacje dotyczące formy i treści prospektu emisyjnego. Z dniem 1 lipca 2005 r. znajdą bezpośrednie zastosowanie w Polsce przepisy Rozporządzenia Komisji (WE) nr 809/2004 z dnia 29 kwietnia 2004 r. w sprawie implementacji Dyrektywy 2003/71/WE Parlamentu Europejskiego i Rady odnośnie informacji zamieszczanych w prospekcie emisyjnym, formy prospektu emisyjnego, zamieszczania informacji poprzez odwołania, publikacji prospektu emisyjnego oraz rozpowszechniania informacji o charakterze reklamowym (Dziennik Urzędowy UE L z dnia 30 kwietnia 2004 r. Nr 149). Rozporządzenie to wprowadzi jednolite zasady przygotowywania i publikacji prospektu emisyjnego, zawiera ponadto odmienne, w stosunku do Rozporządzenia w Sprawie Prospektu, regulacje dotyczące zarówno samej treści jak i formy prospektu emisyjnego. W przypadku akcjonariuszy spółek publicznych, w tym Spółki, będą oni musieli liczyć się z istotnymi zmianami formy lub treści prospektów emisyjnych w przypadku ewentualnych kolejnych emisji akcji przez takie spółki.

2.5.3 Ograniczenia w koncentracji

2.5.3.1 Ustawa o Ochronie Konkurencji

Zgodnie z art. 12 Ustawy o Ochronie Konkurencji, zamiar koncentracji przedsiębiorców podlega zgłoszeniu Prezesowi UOKiK, jeżeli łączny obrót przedsiębiorców uczestniczących w koncentracji w roku obrotowym poprzedzającym rok zgłoszenia przekracza równowartość 50.000 tys. EUR. Przedsiębiorcami w rozumieniu Ustawy o Ochronie Konkurencji są osoby będące przedsiębiorcami w rozumieniu ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 173, poz. 1807, z późn. zm.), a także, między innymi, osoby fizyczne posiadające akcje lub udziały zapewniające co najmniej 25% głosów w organach przedsiębiorcy lub posiadające decydujący wpływ na przedsiębiorcę, jeżeli podejmują dalsze działania podlegające kontroli koncentracji. Obowiązek zgłoszenia Prezesowi UOKiK zamiaru koncentracji dotyczy, między innymi, zamiaru

objęcia lub nabycia akcji innego przedsiębiorcy, powodujących uzyskanie co najmniej 25% głosów na Walnym Zgromadzeniu oraz zamiaru przejęcia bezpośredniej lub pośredniej kontroli nad przedsiębiorcą przez jednego lub więcej przedsiębiorców w drodze nabycia lub objęcia akcji. W rozumieniu Ustawy o Ochronie Konkurencji przejęciem kontroli są wszelkie formy bezpośredniego lub pośredniego uzyskania uprawnień, które osobno albo łącznie, przy uwzględnieniu wszystkich okoliczności prawnych lub faktycznych, umożliwiają wywieranie decydującego wpływu na określonego przedsiębiorcę.

Zgodnie z art. 13 Ustawy o Ochronie Konkurencji, zamiar koncentracji nie podlega zgłoszeniu, między innymi, jeżeli:

- polega on na czasowym nabyciu lub objęciu przez instytucję finansową akcji w celu ich dalszej odsprzedaży, jeżeli przedmiotem działalności gospodarczej tej instytucji jest prowadzone na własny lub cudzy rachunek inwestowanie w akcje innych przedsiębiorców, pod warunkiem, że odsprzedaż ta nastąpi przed upływem roku od dnia nabycia, oraz że instytucja ta nie wykonuje praw z tych akcji z wyjątkiem prawa do dywidendy lub wykonuje te prawa wyłącznie w celu przygotowania odsprzedaży całości lub części przedsiębiorstwa, jego majątku lub tych akcji;
- polega on na czasowym nabyciu przez przedsiębiorcę akcji w celu zabezpieczenia wierzytelności, pod warunkiem, że nie będzie on wykonywał praw z tych akcji z wyłączeniem prawa do ich sprzedaży.

Postępowanie w sprawie koncentracji, zgodnie z art. 97 ust. 1 Ustawy o Ochronie Konkurencji, powinno być zakończone nie później niż w terminie dwóch miesięcy od dnia jego wszczęcia. Zgodnie z art. 98 ust. 1 Ustawy o Ochronie Konkurencji, przedsiębiorcy, których zamiar koncentracji podlega zgłoszeniu, są obowiązani do wstrzymania się od dokonania koncentracji do czasu wydania przez Prezesa UOKiK decyzji lub upływu terminu, w jakim decyzja powinna zostać wydana. Naruszenia tego przepisu nie stanowi, na podstawie art. 98 ust. 3 Ustawy o Ochronie Konkurencji, realizacja publicznej oferty kupna lub zamiany akcji zgłoszonej Prezesowi UOKiK w trybie art. 12 Ustawy o Ochronie Konkurencji, jeżeli nabywca nie korzysta z prawa głosu wynikającego z nabytych akcji lub czyni to wyłącznie w celu utrzymania pełnej wartości swej inwestycji kapitałowej lub dla zapobieżenia poważnej szkodzie, jaka może powstać u przedsiębiorców uczestniczących w koncentracji.

Zgodnie z art. 101 ust. 1 Ustawy o Ochronie Konkurencji, Prezes UOKiK nakłada na przedsiębiorcę, w drodze decyzji, karę pieniężną w wysokości nie większej niż 10% przychodu osiągniętego w roku rozliczeniowym poprzedzającym rok nałożenia kary, jeżeli przedsiębiorca ten dokonał koncentracji bez uzyskania zgody Prezesa UOKiK.

2.5.3.2 Rozporządzenie Rady w Sprawie Koncentracji

Wymogi w zakresie kontroli koncentracji wynikają także z przepisów Rozporządzenia Rady w Sprawie Koncentracji. Rozporządzenie powyższe reguluje tzw. koncentracje o wymiarze wspólnotowym, a więc dotyczące przedsiębiorstw i powiązanych z nimi podmiotów, które przekraczają określone progi kwotowe obrotu towarami i usługami. Rozporządzenie Rady w Sprawie Koncentracji obejmuje jedynie takie koncentracje, w wyniku których dochodzi do trwałej zmiany struktury własności w przedsiębiorstwie. Koncentracje wspólnotowe podlegają zgłoszeniu do Komisji Europejskiej przed ich ostatecznym dokonaniem, a po: (i) zawarciu odpowiedniej umowy, (ii) ogłoszeniu publicznej oferty, lub (iii) przejęciu większościowego udziału. Zawiadomienie Komisji Europejskiej może mieć również miejsce w przypadku, gdy przedsiębiorstwa posiadają wstępny zamiar w zakresie dokonania koncentracji o wymiarze wspólnotowym. Zawiadomienie Komisji służy uzyskaniu jej zgody na dokonanie takiej koncentracji.

Koncentracja przedsiębiorstw posiada wymiar wspólnotowy w przypadku gdy: (i) łączny światowy obrót wszystkich przedsiębiorstw uczestniczących w koncentracji wynosi więcej niż 5 mld EUR, oraz (ii) łączny obrót przypadający na UE każdego z co najmniej dwóch przedsiębiorstw uczestniczących w koncentracji wynosi więcej niż 250 mln EUR, chyba że każde z przedsiębiorstw uczestniczących w koncentracji uzyskuje więcej niż dwie trzecie swoich łącznych obrotów przypadających na UE w jednym i tym samym państwie członkowskim. Koncentracja przedsiębiorstw posiada również wymiar wspólnotowy w przypadku, gdy: (i) łączny światowy obrót wszystkich przedsiębiorstw uczestniczących w koncentracji wynosi więcej niż 2,5 mld EUR, (ii) w każdym z co najmniej trzech państw członkowskich łączny obrót wszystkich przedsiębiorstw uczestniczących w koncentracji wynosi więcej niż 100 mln EUR, (iii) w każdym z co najmniej trzech państw członkowskich, w których łączny obrót wszystkich przedsiębiorstw uczestniczących w koncentracji wynosi więcej niż 100 mln EUR łączny obrót co najmniej dwóch przedsiębiorstw uczestniczących w koncentracji wynosi co najmniej 25 mln EUR, oraz (iv) łączny obrót przypadający na UE każdego z co najmniej dwóch przedsiębiorstw uczestniczących w koncentracji wynosi więcej niż 100 mln EUR, chyba że każde z przedsiębiorstw

uczestniczących w koncentracji uzyskuje więcej niż dwie trzecie swoich łącznych obrotów przypadających na UE w jednym i tym samym państwie członkowskim.

2.5.4 Zgoda organów koncesyjnych na występowanie z wnioskiem o wyrażenie zgody na wprowadzenie Akcji Oferowanych do publicznego obrotu

Występowanie przez Spółkę z wnioskiem o wyrażenie zgody na wprowadzenie Akcji Oferowanych do publicznego obrotu nie wymaga zgody organu koncesyjnego.

2.6 Informacje o zasadach opodatkowania dochodów związanych z posiadaniem i obrotem Akcjami Oferowanymi

Informacje zamieszczone w niniejszym punkcie mają charakter ogólny, toteż wszystkim Inwestorom zaleca się korzystanie z porad doradców podatkowych, finansowych i prawnych.

2.6.1 Zasady opodatkowania podatkiem dochodowym

2.6.1.1 Dochody ze sprzedaży papierów wartościowych uzyskiwane przez osoby fizyczne mające miejsce zamieszkania na terytorium Polski (podlegające w Polsce nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu)

Zgodnie z art. 30b ust. 1 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych, podatek od dochodów uzyskanych z odpłatnego zbycia papierów wartościowych wynosi 19% uzyskanego dochodu. Przez dochód z odpłatnego zbycia papierów wartościowych rozumieć należy nadwyżkę uzyskanych z tego tytułu przychodów, tj. wartości papierów wartościowych wyrażonej w cenie umowy sprzedaży, nad kosztami uzyskania przychodu, tj. wydatkami poniesionymi na ich nabycie lub objęcie, osiągniętą w roku podatkowym, przy czym w wypadku, gdy cena wyrażona w umowie bez uzasadnionej przyczyny znacznie odbiega od wartości rynkowej, przychód z odpłatnego zbycia określa organ podatkowy w wysokości wartości rynkowej tych papierów wartościowych. Po zakończeniu danego roku podatkowego podatnicy osiągający dochody z odpłatnego zbycia papierów wartościowych są zobowiązani wykazać je w rocznym zeznaniu podatkowym, obliczyć należny podatek dochodowy i odprowadzić go na rachunek właściwego organu podatkowego. Przy czym wskazanych dochodów nie łączy się z dochodami osiąganymi z innych tytułów.

Opisane zeznanie podatkowe podatnicy powinni sporządzić na podstawie przekazanych im, w terminie do końca lutego roku następującego po roku podatkowym, przez osoby fizyczne prowadzące działalność gospodarczą, osoby prawne i ich jednostki organizacyjne oraz jednostki organizacyjne niemające osobowości prawnej, imiennych informacji o wysokości osiągniętego dochodu.

Powyższych przepisów nie stosuje się, jeżeli odpłatne zbycie papierów wartościowych następuje w wykonywaniu działalności gospodarczej, gdyż w takim przypadku przychody z ich sprzedaży kwalifikowane powinny być jako pochodzące z wykonywania takiej działalności i rozliczone na zasadach ogólnych.

2.6.1.2 Dochody ze sprzedaży papierów wartościowych uzyskiwane przez podatników podatku dochodowego od osób prawnych posiadających siedzibę lub zarząd na terytorium Polski

Dochody podatników podatku dochodowego od osób prawnych posiadających siedzibę lub zarząd na terytorium Polski z odpłatnego zbycia papierów wartościowych tj. zarówno akcji jak i praw do akcji podlegają opodatkowaniu w Polsce podatkiem dochodowym na ogólnych zasadach. Dochodem z odpłatnego zbycia papierów wartościowych jest różnica między przychodem, tj. ich wartością wyrażoną w cenie umowy sprzedaży, a kosztem jego uzyskania, tj. wydatkami poniesionymi na nabycie lub objęcie wskazanych papierów wartościowych, przy czym, gdy ich cena bez uzasadnionej przyczyny znacznie odbiega od wartości rynkowej, przychód z odpłatnego zbycia określa organ podatkowy w wysokości ich wartości rynkowej. Dochód z odpłatnego zbycia papierów wartościowych zwiększa u podatnika podstawę opodatkowania. Zgodnie z art. 19 ust. 1 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych, podatek od dochodów osiągniętych przez podatników podatku dochodowego od osób prawnych wynosi 19% podstawy opodatkowania.

2.6.1.3 Opodatkowanie dochodów z dywidendy uzyskiwanych przez osoby fizyczne posiadające miejsce zamieszkania na terytorium Polski oraz podatników podatku dochodowego od osób prawnych, którzy na terytorium Polski posiadają siedzibę lub zarząd

Zgodnie z art. 30a ust. 1 pkt 4 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych oraz art. 22 ust. 1 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych, dochody zarówno osób fizycznych posiadających miejsce zamieszkania na terytorium Polski, jak i podatników podatku dochodowego od osób prawnych, którzy na

terytorium Polski posiadają siedzibę lub zarząd, z dywidend oraz innych przychodów z tytułu udziału w zyskach osób prawnych mających siedzibę na terytorium Polski, opodatkowane są zryczałtowanym podatkiem dochodowym w wysokości 19% uzyskanego przychodu.

Na podstawie art. 23 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych kwota podatku uiszczonego od otrzymanej dywidendy i innych przychodów z tytułu udziału w zyskach osób prawnych mających siedzibę na terytorium Polski podlega odliczeniu od kwoty podatku, obliczonego na zasadach określonych w art. 19 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych. W przypadku braku możliwości dokonania takiego odliczenia w danym roku podatkowym, kwoty podatku dochodowego ze wskazanych tytułów podatnik może odliczyć w następnych latach podatkowych.

Zgodnie z art. 41 ust. 4 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych, do poboru zryczałtowanego podatku dochodowego od dokonywanych wypłat lub stawianych do dyspozycji podatnika pieniędzy lub wartości pieniężnych (m. in. wypłat z tytułu dywidend) zobowiązane są podmioty dokonujące tych czynności. Płatnicy przekazują kwoty podatku w terminie do 20. dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym pobrano podatek, na rachunek urzędu skarbowego, którym kieruje naczelnik urzędu skarbowego właściwy według miejsca zamieszkania, bądź siedziby płatnika, przesyłając równocześnie deklarację według ustalonego wzoru.

Na mocy art. 26 ust. 1 i 3 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych wskazane w tym przepisie podmioty, które dokonują wypłat należności z tytułu dywidend są obowiązane jako płatnicy pobierać w dniu dokonania wypłaty zryczałtowany podatek dochodowy. Kwoty podatku przekazane zostają w terminie do 7. dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym został on pobrany, na rachunek urzędu skarbowego, którym kieruje naczelnik urzędu skarbowego właściwy według siedziby podatnika, a w przypadku podatników niemających w Polsce siedziby lub zarządu - na rachunek urzędu skarbowego, którym kieruje naczelnik urzędu skarbowego właściwy w sprawach opodatkowania osób zagranicznych. W terminie przekazania kwoty pobranego podatku płatnicy są obowiązani przesłać urzędowi skarbowemu deklaracje, a podatnikowi, w terminie do końca 3. miesiąca roku następującego po roku podatkowym, w którym dokonano wypłat, informacje o pobranym podatku, sporządzone według ustalonego wzoru.

2.6.1.4 Opodatkowanie dochodów ze zbycia papierów wartościowych oraz dywidend uzyskiwanych przez osoby fizyczne niemające na terytorium Polski miejsca zamieszkania i podatników podatku dochodowego od osób prawnych, którzy nie posiadają w Polsce siedziby lub zarządu

Opisane wyżej zasady dotyczące opodatkowania dochodów z odpłatnego zbycia papierów wartościowych oraz z dywidendy odnoszą się również do opodatkowania dochodów uzyskiwanych przez osoby fizyczne niemające na terytorium Polski miejsca zamieszkania oraz podatników podatku dochodowego od osób prawnych, którzy nie posiadają w Polsce siedziby lub zarządu z tych tytułów, o ile umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania nie stanowią inaczej. Jednakże stosownie do treści art. 30a ust. 2 oraz art. 30b ust. 3 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych oraz art. 26 ust. 1 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych, zastosowanie w odniesieniu do powyższych tytułów stawki podatku wynikającej z umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania albo niepobranie podatku zgodnie z taką umową, jest możliwe pod warunkiem udokumentowania miejsca siedziby podatnika do celów podatkowych, uzyskanym od niego zaświadczeniem (certyfikat rezydencji), wydanym przez właściwy organ administracji podatkowej.

Na podstawie art. 22 ust. 4 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych od podatku dochodowego zwolnione są dochody (przychody) z dywidend oraz inne przychody z tytułu udziału w zyskach osób prawnych, jeżeli spełnione są następujące warunki: (i) wypłacającym dywidendę oraz inne należności z tytułu udziału w zyskach osób prawnych jest spółka będąca podatnikiem podatku dochodowego, mająca siedzibę lub zarząd na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, (ii) uzyskującym dochody (przychody) z dywidend oraz inne przychody z tytułu udziału w zyskach osób prawnych jest spółka podlegająca w innym niż Rzeczpospolita Polska państwie członkowskim Unii Europejskiej opodatkowaniu podatkiem dochodowym od całości swoich dochodów, bez względu na miejsce ich osiągania, (iii) spółka uzyskująca dochody (przychody) z dywidend oraz inne przychody z tytułu udziału w zyskach osób prawnych posiada bezpośrednio nie mniej niż 20% udziałów (akcji) w kapitale spółki wypłacającej dywidendę, nieprzerwanie przez okres dwóch lat, (iv) odbiorcą dochodów (przychodów) z dywidend oraz innych przychodów z tytułu udziału w zyskach osób prawnych jest spółka opisana powyżej w pkt. (ii) lub położony poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zagraniczny zakład tej spółki, jeżeli osiągnięty dochód (przychód) podlega opodatkowaniu w tym państwie członkowskim Unii Europejskiej, w którym ten zagraniczny zakład jest położony.

Powyższe zwolnienie ma również zastosowanie w przypadku, gdy okres dwóch lat nieprzerwanego posiadania udziałów (akcji), w wysokości określonej w pkt. (iii) powyżej, przez spółkę uzyskującą dochody z tytułu udziału w zysku osoby prawnej, upływa po dniu uzyskania tych dochodów. W przypadku niedotrzymania

warunku posiadania udziałów (akcji) w wysokości określonej powyżej nieprzerwanie przez okres dwóch lat, spółka, o której mowa w pkt. (ii) powyżej, jest obowiązana do zapłaty podatku, wraz z odsetkami za zwłokę, w wysokości 19% przychodów, z uwzględnieniem umów w sprawie unikania podwójnego opodatkowania, których stroną jest Rzeczpospolita Polska. Zwolnienie powyższe ma zastosowanie wyłącznie do spółek wymienionych w załączniku nr 4 do Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych, przy czym wysokość udziału w kapitale, umożliwiająca skorzystanie ze zwolnienia, kształtować będzie się następująco: (i) od dnia 1 stycznia 2005 r. do dnia 31 grudnia 2006 r. - w wysokości nie mniejszej niż 20%, (ii) od dnia 1 stycznia 2007 r. do dnia 31 grudnia 2008 r. - w wysokości nie mniejszej niż 15%, (iii) od dnia 1 stycznia 2009 r. - w wysokości nie mniejszej niż 10%.

2.6.1.5 Opodatkowanie dochodów z odpłatnego zbycia praw do akcji (PDA)

Prawa do akcji stanowią papiery wartościowe w rozumieniu art. 3 ust. 1 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi oraz art. 5a pkt 11 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych. Zasady opodatkowania dochodu z odpłatnego zbycia PDA są analogiczne jak przy opodatkowaniu dochodów ze zbycia akcji uzyskiwanych przez osoby fizyczne. Także w przypadku opodatkowania dochodów z odpłatnego zbycia PDA uzyskiwanych przez podatników podatku dochodowego od osób prawnych zasady opodatkowania są analogiczne jak przy zbyciu akcji.

2.6.2 Podatek od czynności cywilnoprawnych

Sprzedaż papierów wartościowych domom maklerskim i bankom prowadzącym działalność maklerską oraz sprzedaż papierów wartościowych dokonywana za ich pośrednictwem, zgodnie z art. 9 pkt 9 Ustawy o Podatku od Czynności Cywilnoprawnych jest zwolniona od tego podatku. Prawo o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi dopuszcza jednak możliwość zawierania umów przenoszących własność papierów wartościowych bez pośrednictwa podmiotu prowadzącego przedsiębiorstwo maklerskie. Umowy takie na podstawie przepisów Ustawy o Podatku od Czynności Cywilnoprawnych obciążone są normowanym nią podatkiem w wysokości 1% wartości rynkowej sprzedawanych praw majątkowych. Podatnicy są obowiązani, bez wezwania organu podatkowego, złożyć deklaracje w sprawie podatku od czynności cywilnoprawnych oraz obliczyć i wpłacić podatek w terminie 14 dni od dnia powstania obowiązku podatkowego, z wyłączeniem przypadków, gdy podatek jest pobierany przez płatnika. Płatnikiem jest notariusz, jeżeli czynność jest dokonywana w formie aktu notarialnego. Jednocześnie zgodnie z art. 2 pkt 4 Ustawy o Podatku od Czynności Cywilnoprawnych nie podlegają podatkowi czynności cywilnoprawne, jeżeli przynajmniej jedna ze stron z tytułu dokonania tej czynności jest opodatkowana podatkiem od towarów i usług lub jest z niego zwolniona.

2.7 Umowy o subemisję inwestycyjną oraz usługową

Przeprowadzanie subskrypcji Akcji Oferowanych nie nastąpi w trybie wykonania umowy o subemisję usługową. Na dzień 24 maja 2005 r. Emitent nie zawarł jeszcze umowy lub umów o subemisję inwestycyjną. Emitent rozważa zawarcie umowy o subemisję inwestycyjną w związku z Emisją. W przypadku zawarcia umowy lub umów o subemisję inwestycyjną informacja taka zostanie podana do publicznej wiadomości w formie Raportu Bieżącego.

2.8 Zawarte umowy określone w art. 96 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi

Emitent nie zawarł umowy, na mocy której poza granicami Rzeczypospolitej Polskiej wystawiane będą papiery wartościowe w związku z wyemitowanymi przez niego papierami wartościowymi (kwity depozytowe).

2.9 Zamiary Emitenta co do zawarcia umowy określonej w art. 96 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi

Emitent nie zamierza zawrzeć umowy określonej w art. 96 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi w odniesieniu do Pozostałych Akcji Wprowadzanych.

2.10 Zasady dystrybucji oferowanych papierów wartościowych

PODMIOT OFERUJĄCY AKCJE W PUBLICZNYM OBROCIE

Podmiotem oferującym Akcje Oferowane w publicznym obrocie jest:

BANKOWY DOM MAKLERSKI
POWSZECHNA KASA OSZCZĘDNOŚCI BANK POLSKI SPÓŁKA AKCYJNA
ul. Puławska 15, 02-515 Warszawa

Globalnym Koordynatorem w Ofercie Publicznej jest HSBC Bank Plc z siedzibą w Londynie, którego rola obejmuje przeprowadzenie wśród zagranicznych Inwestorów instytucjonalnych badania dotyczącego zainteresowania Ofertą Publiczną w ramach budowania Księgi Popytu w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych, rekomendowanie wyboru Inwestorów oraz współrekomendowanie wraz z Emitentem i Oferującym przesunięć Akcji Oferowanych pomiędzy transzami, Przedziału Cenowego oraz Ceny Emisyjnej.

ZASADY OGÓLNE OFERTY PUBLICZNEJ

Na podstawie Prospektu oferuje się w publicznym obrocie 900.000.000 Akcji Serii B. Akcje Serii B oferowane są w następujących transzach:

OFERTA PUBLICZNA AKCJI SERII B

TRANSZA INWESTORÓW INDYWIDUALNYCH 270.000.000 Akcji Oferowanych	Zapisy na Akcje Oferowane przyjmowane będą w terminie od 13 do 21 czerwca 2005 r., po maksymalnej cenie z Przedziału Cenowego. Zapisy na Akcje Serii B przyjmowane będą za pośrednictwem domów maklerskich wskazanych w Załączniku nr 6 do Prospektu. Szczegóły oferty zawiera pkt. 2.11.1 niniejszego Rozdziału.
TRANSZA KRAJOWYCH INWESTORÓW INSTYTUCJONALNYCH 270.000.000 Akcji Oferowanych	Wiążące Deklaracje Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B mogą złożyć wyłącznie Inwestorzy wskazani w pkt. 2.11.2.2 niniejszego Rozdziału w terminie od 13 do 22 czerwca 2005 r. Zapisy na Akcje Serii B przyjmowane będą w dniach od 23 do 28 czerwca 2005 r. Deklaracje oraz zapisy na Akcje Serii B przyjmowane będą za pośrednictwem Oferującego. Szczegóły oferty zawiera pkt. 2.11.2 niniejszego Rozdziału.
TRANSZA ZAGRANICZNYCH INWESTORÓW INSTYTUCJONALNYCH 270.000.000 Akcji Oferowanych	Proces budowania Księgi Popytu zostanie przeprowadzony w terminie od 13 do 22 czerwca 2005 r. za pośrednictwem Globalnego Koordynatora. Zapisy na Akcje Serii B przyjmowane będą w dniach od 23 do 28 czerwca 2005 r. Szczegóły oferty zawiera pkt. 2.11.3 niniejszego Rozdziału.
DODATKOWA PULA AKCJI 90.000.000 Akcji Oferowanych	Akcje z Dodatkowej Puli Akcji mogą zostać przydzielone w całości lub w części przez Emitenta w każdej z transz, lub nie przydzielone w ogóle, w zależności od poziomu popytu w Ofercie, na podstawie rekomendacji Globalnego Koordynatora oraz Oferującego.

Emitent zastrzega sobie możliwość zmiany wysokości Emisji, szczegółowo opisanej w pkt. 2.12.1 niniejszego Rozdziału, możliwość przesunięć Akcji Oferowanych pomiędzy transzami, o których mowa w pkt. 2.10.1 niniejszego Rozdziału oraz prawo do zmiany terminów Oferty Publicznej określonych w pkt. 2.10.6 niniejszego Rozdziału.

2.10.1 Przesunięcia Akcji Oferowanych pomiędzy transzami

Zarząd Emitenta, w oparciu o rekomendację Globalnego Koordynatora oraz Oferującego, zastrzega sobie prawo do zwiększenia liczby Akcji Oferowanych w poszczególnych transzach o całość lub część Akcji Oferowanych

stanowiących Dodatkową Pulę Akcji, a także zastrzega sobie możliwość dokonania przesunięć Akcji Oferowanych pomiędzy poszczególnymi transzami.

Przesunięcia te nie mogą jednak powodować zmniejszenia liczby Akcji Oferowanych w Transzy Inwestorów Indywidualnych, chyba że popyt w tej transzy będzie mniejszy od liczby Akcji Oferowanych w tej transzy. Ponadto przesunięcia te nie mogą powodować zmniejszenia liczby Akcji Oferowanych łącznie w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oraz Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych poniżej 30% Akcji Oferowanych, chyba że łączny popyt w tych transzach będzie mniejszy niż 30% Akcji Oferowanych.

Ewentualne przesunięcia pomiędzy transzami mogą mieć miejsce przed rozpoczęciem Oferty Publicznej lub po zakończeniu przyjmowania zapisów w Transzy Inwestorów Indywidualnych i Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oraz deklaracji składanych w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych, a przed dokonaniem przydziału Akcji Oferowanych lub Wstępnego Przydziału Akcji Oferowanych w którejkolwiek z transz. Informacja na temat ostatecznej liczby Akcji Oferowanych i przydzielonych w poszczególnych transzach zostanie podana do publicznej wiadomości w formie Raportu Bieżącego.

Przy podejmowaniu decyzji o ostatecznej liczbie Akcji Oferowanych w poszczególnych transzach będzie brane pod uwagę przede wszystkim zapewnienie pożądanego poziomu nadsubskrypcji, przyjmując jako kryterium zgłoszony oraz oczekiwany w przyszłości popyt na Akcje Oferowane w poszczególnych grupach Inwestorów. Przy tym Emitent nie ma obowiązku zrównoważenia popytu na Akcje Oferowane zgłoszonego przez Inwestorów w poszczególnych transzach.

2.10.2 Przedział Cenowy

Przed rozpoczęciem Oferty Publicznej do publicznej wiadomości zostanie podany Przedział Cenowy, w którym zawierać się będzie Cena Emisyjna. Przedział Cenowy zostanie ustalony przez Walne Zgromadzenie na podstawie rekomendacji Globalnego Koordynatora i Oferującego, i podany do publicznej wiadomości w formie Raportu Bieżącego.

Przedział Cenowy jest ceną emisyjną w rozumieniu art. 80 ust. 2 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi.

2.10.3 Cena Emisyjna

Cena Emisyjna zostanie ustalona przez Walne Zgromadzenie i podana do publicznej wiadomości w formie Raportu Bieżącego nie później niż w dniu 23 czerwca 2005 r.

Rekomendacja Ceny Emisyjnej zostanie przedstawiona przez Globalnego Koordynatora i Oferującego m. in. na podstawie wyników procesu budowania Księgi Popytu przeprowadzonego wśród Inwestorów w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych i Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych.

Cena Emisyjna będzie jednakowa dla wszystkich transz w Ofercie.

2.10.4 Zasady postępowania i przepisy prawne dotyczące przyjmowania wpłat na Akcje Oferowane

Wpłaty na Akcje Oferowane mogą być dokonywane jedynie w PLN.

Zwraca się uwagę Inwestorów, że zgodnie z ustawą z dnia 16 listopada 2000 r. o przeciwdziałaniu wprowadzaniu do obrotu finansowego wartości majątkowych pochodzących z nielegalnych lub nieujawnionych źródeł oraz o przeciwdziałaniu finansowaniu terroryzmu (tekst jednolity: Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1505, z późn. zm.), instytucja obowiązana przyjmująca dyspozycję lub zlecenie klienta do przeprowadzenia transakcji, której równowartość przekracza 15 tys. EUR, ma obowiązek zarejestrować taką transakcję, również gdy jest ona przeprowadzana w drodze więcej niż jednej operacji, których okoliczności wskazują, że są one ze sobą powiązane. Przy ustalaniu równowartości w EUR, o której mowa powyżej, stosuje się średni kurs Narodowego Banku Polskiego dla danej waluty, obowiązujący w dniu dokonywania transakcji lub w dniu złożenia dyspozycji lub zlecenia przeprowadzenia transakcji. Jednocześnie instytucja obowiązana przyjmująca dyspozycję lub zlecenie klienta do przeprowadzenia transakcji, której okoliczności wskazują, że wartości majątkowe mogą pochodzić z nielegalnych lub nieujawnionych źródeł, ma obowiązek zarejestrować taką transakcję, bez względu na jej wartość i charakter.

Instytucjami obowiązanymi, w rozumieniu powołanej powyżej ustawy, są w szczególności: banki, oddziały banków zagranicznych, instytucje pieniądza elektronicznego, oddziały zagranicznych instytucji pieniądza elektronicznego oraz agentów rozliczeniowych, prowadzących działalność na podstawie ustawy z dnia 12 września 2002 r. o elektronicznych instrumentach płatniczych (Dz. U. Nr 169, poz. 1385, z późn. zm.), domy

maklerskie, banki prowadzące działalność maklerską i inne podmioty niebędące bankiem prowadzące działalność maklerską na podstawie Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi oraz KDPW w zakresie - w jakim prowadzi rachunki papierów wartościowych.

W celu wykonania powyższego obowiązku rejestracji instytucja obowiązana dokonuje identyfikacji swoich klientów w każdym przypadku złożenia pisemnej lub ustnej dyspozycji (zlecenia). Identyfikacja, o której mowa, obejmuje:

- w przypadku osób fizycznych i ich przedstawicieli – ustalenie i zapisanie cech dokumentu stwierdzającego na podstawie odrębnych przepisów tożsamość lub paszportu, a także imienia, nazwiska, obywatelstwa oraz adresu osoby dokonującej transakcji, a ponadto numeru PESEL w przypadku ustalenia tożsamości na podstawie dowodu osobistego lub kodu kraju w przypadku paszportu. W przypadku osoby, w imieniu i na rzecz której dokonywana jest transakcja - ustalenie i zapisanie imienia, nazwiska oraz adresu;
- w przypadku osób prawnych - zapisanie aktualnych danych z wyciągu z rejestru sądowego lub innego dokumentu, wskazującego nazwę (firmę), formę organizacyjną osoby prawnej, siedzibę i jej adres oraz aktualnego dokumentu, potwierdzającego umocowanie osoby przeprowadzającej transakcję do reprezentowania tej osoby prawnej, a także danych określonych w pierwszym podpunkcie powyżej, dotyczących osoby reprezentującej;
- w przypadku jednostek organizacyjnych, niemających osobowości prawnej – zapisanie danych z dokumentu, wskazującego formę organizacyjną i adres jej siedziby oraz dokumentu potwierdzającego umocowanie osób przeprowadzających transakcję do reprezentowania tej jednostki, a także danych określonych w pierwszym podpunkcie powyżej, dotyczących osoby reprezentującej.

Instytucja obowiązana przekazuje Generalnemu Inspektorowi Informacji Finansowej informacje o transakcjach zarejestrowanych zgodnie z powyżej określonymi zasadami. Rejestr transakcji wraz z dokumentami dotyczącymi zarejestrowanych transakcji, przechowywany jest przez okres 5 lat, licząc od pierwszego dnia roku następującego po roku, w którym dokonano ostatniego zapisu związanego z tą transakcją.

Instytucja obowiązana, która otrzymała dyspozycję lub zlecenie przeprowadzenia transakcji lub mająca przeprowadzić transakcję, co do której zachodzi uzasadnione podejrzenie, że może ona mieć związek z popełnieniem przestępstwa, o którym mowa w art. 299 Kodeksu Karnego, ma obowiązek niezwłocznie zawiadomić na piśmie Generalnego Inspektora Informacji Finansowej, przekazując dane wymienione w art. 12 ust. 1 pkt. 1–6 wraz ze wskazaniem przesłanek przemawiających za wstrzymaniem transakcji lub blokady rachunku, oraz wskazać zamierzony termin jej realizacji.

Jeżeli z zawiadomienia wynika, że transakcja, która ma zostać przeprowadzona, może mieć związek z popełnieniem przestępstwa, o którym mowa w art. 299 Kodeksu Karnego, Generalny Inspektor Informacji Finansowej może w ciągu 24 godzin od potwierdzenia przyjęcia zawiadomienia, przekazać instytucji obowiązanej pisemne żądanie wstrzymania tej transakcji lub blokady rachunku na okres nie dłuższy niż 48 godzin od momentu potwierdzenia przyjęcia zawiadomienia. Równocześnie Generalny Inspektor Informacji Finansowej zawiadamia właściwego prokuratora o podejrzeniu popełnienia przestępstwa i przekazuje mu informacje i dokumenty dotyczące wstrzymywanej transakcji lub blokowanego rachunku.

Zgodnie z Prawem Bankowym (art. 106 ust. 1), każdy bank jest obowiązany przeciwdziałać wykorzystywaniu swojej działalności do celów mających związek z przestępstwem, o którym mowa w art. 299 Kodeksu Karnego, lub w celu ukrycia działań przestępczych. W celu takiego przeciwdziałania bank stosuje się m. in. do obowiązków wynikających z ww. ustawy z dnia 16 listopada 2000 r. o przeciwdziałaniu wprowadzaniu do obrotu finansowego wartości majątkowych pochodzących z nielegalnych lub nieujawnionych źródeł oraz o przeciwdziałaniu finansowaniu terroryzmu.

Pracownik banku, który wbrew swoim obowiązkom nie zawiadamia o okolicznościach wymienionych w art. 106 ust. 1 Prawa Bankowego, ponosi odpowiedzialność porządkową, co nie wyklucza odpowiedzialności karnej, jeżeli czyn nosi znamiona przestępstwa. Zgodnie z art. 108 Prawa Bankowego, bank nie ponosi odpowiedzialności za szkodę, która może wynikać z wykonania w dobrej wierze obowiązków określonych w art. 106 ust. 1 Prawa Bankowego. W takim wypadku, jeżeli okoliczności, o których mowa w art. 106 ust. 1 Prawa Bankowego, nie miały związku z przestępstwem lub ukrywaniem działań przestępczych, odpowiedzialność za szkodę wynikłą ze wstrzymania czynności bankowych ponosi Skarb Państwa.

2.10.5 Działanie przez pełnomocnika

Inwestorzy nabywający Akcje Serii B w ramach Oferty Publicznej uprawnieni są do działania za pośrednictwem właściwie umocowanego pełnomocnika. Osoba występująca w charakterze pełnomocnika zobowiązana jest przedstawić w POK domu maklerskiego, w którym składa zapis na Akcje Serii B lub Deklarację

Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B, pisemne pełnomocnictwo wystawione przez Inwestora, zawierające umocowanie pełnomocnika do złożenia zapisu na Akcje Serii B lub Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B, z podpisem notarialnie poświadczonym bądź złożonym w obecności pracownika POK domu maklerskiego, bądź w inny akceptowalny przez dom maklerski sposób.

Szczególną uwagę należy zwrócić na sytuację, w której pełnomocnictwo jest udzielane poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. W takim przypadku pełnomocnictwo musi być uwierzytelnione przez polskie przedstawicielstwo dyplomatyczne lub urząd konsularny, chyba że przepisy prawa lub umowy międzynarodowej, której stroną jest Rzeczpospolita Polska, stanowią inaczej.

Tekst pełnomocnictwa udzielonego w języku innym niż polski musi zostać przetłumaczony przez tłumacza przysięgłego na język polski.

Pełnomocnictwo winno zawierać odpowiednio następujące informacje o pełnomocniku i Inwestorze:

- gdy jest on osobą fizyczną: imię i nazwisko, miejsce zamieszkania, serię i numer dokumentu tożsamości oraz numer PESEL (w przypadku nierezydentów: imię i nazwisko, miejsce zamieszkania, numer paszportu);
- gdy jest on osobą prawną lub jednostką organizacyjną nie posiadającą osobowości prawnej: nazwę, siedzibę, adres i numer statystyczny REGON (w przypadku nierezydentów — numer właściwego rejestru lub powołanie się na dokument potwierdzający istnienie Inwestora w danym kraju, dokument ten winien zostać przedłożony w momencie składania zapisów).

Pełnomocnictwo może również zostać sporządzone w innej formie, jedynie w przypadku, gdy zostanie ono zaakceptowane przez podmiot przyjmujący zapisy na Akcje Oferowane.

Liczba pełnomocnictw udzielanych przez Inwestora nie jest ograniczona.

Od dokumentu pełnomocnictwa winna zostać uiszczona opłata skarbowa, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 9 września 2000 r. o opłacie skarbowej (tekst jednolity: Dz. U. z 2004 r. Nr 253, poz. 2532, z późn. zm.).

Pełnomocnik poświadcza w imieniu Inwestora odbiór właściwych dokumentów.

2.10.6 Terminy Oferty Publicznej

do 10 czerwca 2005 r.	Podanie do publicznej wiadomości Przedziału Cenowego
13 czerwca 2005 r.	Otwarcie Oferty Publicznej
od 13 do 22 czerwca 2005 r. (22 czerwca 2005 r. do godz. 12-tej)	Przyjmowanie Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B w ramach budowania Księgi Popytu w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oraz deklaracji składanych w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych
od 13 do 21 czerwca 2005 r.	Przyjmowanie zapisów w Transzy Inwestorów Indywidualnych , w tym:
od 13 do 17 czerwca 2005 r.	Okres Pierwszy
od 20 do 21 czerwca 2005 r.	Okres Drugi
22 czerwca 2005 r.	Sporządzenie Listy Wstępnego Przydziału i ustalenie Ceny Emisyjnej
23 czerwca 2005 r.	Podanie do publicznej wiadomości Ceny Emisyjnej
od 23 do 28 czerwca 2005 r.	Przyjmowanie zapisów w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oraz Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych
25 czerwca 2005 r.	Przydział Akcji Serii B w Transzy Inwestorów Indywidualnych na sesji GPW

Zamknięcie Oferty Publicznej nastąpi w dniu przydziału Akcji serii B w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych i w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych. Przydział Akcji Serii B w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych i w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych nastąpi w ciągu 3 dni roboczych od dnia zakończenia przyjmowania zapisów w tych transzach.

Emitent zastrzega sobie prawo do zmiany powyższych terminów. Stosowna informacja zostanie podana do publicznej wiadomości w formie Raportu Bieżącego, najpóźniej przed pierwotnym terminem lub przed nowym terminem w zależności od tego, który z nich przypada wcześniej.

2.11 Zasady nabywania Akcji Serii B

2.11.1 Zasady nabywania Akcji Serii B w Transzy Inwestorów Indywidualnych

W Transzy Inwestorów Indywidualnych oferuje się 270.000.000 Akcji Serii B. Emitent ma prawo zmienić ostateczną liczbę Akcji Serii B oferowanych w Transzy Inwestorów Indywidualnych na zasadach określonych w pkt 2.10.1 oraz w pkt. 2.12.1 niniejszego Rozdziału.

Oferta w Transzy Inwestorów Indywidualnych zostanie przeprowadzona w drodze składania zapisów na Akcje Serii B z podaniem liczby Akcji Serii B objętych zapisem oraz ceny maksymalnej równej górnemu limitowi Przedziału Cenowego.

Przydział Akcji Serii B zostanie dokonany za pośrednictwem Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. w oparciu o stosowną umowę zawartą pomiędzy Emitentem, Oferującym i GPW. W związku z powyższym Inwestor zainteresowany kupnem Akcji Serii B w Transzy Inwestorów Indywidualnych może złożyć zapis tylko w domu maklerskim, w którym posiada rachunek papierów wartościowych.

Osoby zamierzające nabyć Akcje Oferowane, nieposiadające rachunku papierów wartościowych w domu maklerskim przyjmującym zapisy na Akcje Oferowane, powinny wcześniej otworzyć rachunek papierów wartościowych.

Bankowy Dom Maklerski PKO BP S.A. zobowiązuje się do otwierania rachunków dla osób zamierzających nabyć Akcje Oferowane.

2.11.1.1 Osoby uprawnione do składania zapisów na Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych

Osobami uprawnionymi do nabywania Akcji Oferowanych w Transzy Inwestorów Indywidualnych są osoby fizyczne, z wyjątkiem osób będących osobami amerykańskimi w rozumieniu Regulacji S.

Zapisy na Akcje Oferowane składane przez podmioty zarządzające pakietem papierów wartościowych na zlecenie posiadające siedzibę w Polsce, odrębnie na rzecz poszczególnych osób fizycznych, stanowią w rozumieniu Prospektu zapisy Inwestorów indywidualnych.

2.11.1.2 Terminy i miejsce przyjmowania zapisów w Transzy Inwestorów Indywidualnych

Zapisy na Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych przyjmowane będą w dniach **od 13 do 21 czerwca 2005 r**.

Okres składania przez Inwestorów zapisów na Akcje Oferowane jest podzielony na dwa okresy:

- Okres Pierwszy, od dnia 13 do dnia 17 czerwca 2005 r.;
- Okres Drugi, od dnia 20 do dnia 21 czerwca 2005 r.

Emitent zastrzega sobie prawo do zmiany terminu przyjmowania zapisów w Okresie Pierwszym lub Okresie Drugim. Stosowna informacja na ten temat zostanie podana do publicznej wiadomości w formie Raportu Bieżącego najpóźniej przed pierwotnym terminem lub przed nowym terminem w zależności od tego, który z nich przypada wcześniej.

Zapisy na Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych przyjmowane będą w godzinach pracy POK domów maklerskich przyjmujących zapisy w ww. transzy. Lista domów maklerskich wymieniona została w Załączniku nr 6 do Prospektu.

2.11.1.3 Preferencje przy przydziale Akcji Oferowanych dla Inwestorów w Transzy Inwestorów Indywidualnych

W przypadku, gdy po uwzględnieniu ewentualnych przesunięć pomiędzy transzami i zmian wielkości transz, o których mowa w pkt. 2.10.1 oraz w pkt. 2.12.1 niniejszego Rozdziału w Transzy Inwestorów Indywidualnych wystąpi nadwyżka popytu nad podażą, to średnia stopa alokacji Akcji Oferowanych dla zapisów złożonych w Okresie Pierwszym będzie dwukrotnie wyższa niż średnia stopa alokacji dla zapisów złożonych w Okresie Drugim, przy czym w sytuacji, gdy stopa alokacji dla zapisów złożonych w Okresie Pierwszym miałaby wynosić więcej niż 100%, wówczas zapisy złożone w Okresie Pierwszym zostaną zrealizowane w całości, a pozostałe Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych zostaną przydzielone, na zasadzie proporcjonalnej redukcji, Inwestorom, którzy złożyli zapisy w Okresie Drugim. Stopa alokacji Akcji Oferowanych będzie wyrażona w procentach z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku.

2.11.1.4 Zasady składania zapisów w Transzy Inwestorów Indywidualnych

Osoba uprawniona do złożenia zapisu może zapisać się na minimum 10 Akcji Oferowanych i maksymalnie na 200.000 Akcji Oferowanych. Inwestor może złożyć wielokrotne zapisy na Akcje Oferowane, przy czym łączna liczba Akcji Oferowanych, określona w zapisach złożonych przez jednego Inwestora nie może być większa niż 200.000. Zapisy złożone przez jednego Inwestora, opiewające na wyższą liczbę Akcji niż 200.000 Akcji Oferowanych będą traktowane jak zapisy na 200.000 Akcji Oferowanych.

Inwestor składający zapis na Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych powinien okazać w domu maklerskim przyjmującym zapisy odpowiednie dokumenty, zgodnie z wymogami identyfikacji Inwestorów obowiązującymi w danym podmiocie oraz wypełnia w trzech egzemplarzach formularz zapisu na Akcje (wzór stanowi Załącznik nr 7A do Prospektu), zawierający m. in. następujące informacje:

- imię i nazwisko Inwestora;
- adres zamieszkania Inwestora;
- w przypadku rezydentów: numer PESEL, serię i numer dokumentu tożsamości;
- w przypadku nierezydentów: numer paszportu;
- liczbę oraz rodzaj Akcji Oferowanych objętych zapisem;
- maksymalną cenę z Przedziału Cenowego;
- wysokość dokonywanej wpłaty na Akcje Serii B;
- nazwę i adres podmiotu przyjmującego zapis i wpłaty na Akcje Serii B.

Ponadto Inwestor podpisuje oświadczenie, że zapoznał się z treścią Prospektu oraz akceptuje treść Statutu Emitenta i warunki Oferty Publicznej oraz wyraża zgodę na przydzielenie mniejszej liczby Akcji Serii B w Ofercie Publicznej niż objęta zapisem lub nieprzydzielenie ich wcale, zgodnie z zasadami opisanymi w Prospekcie. Osoba składająca zapis podpisuje również oświadczenie o dobrowolnym przekazaniu danych osobowych zawartych na formularzu oraz o wyrażenie zgody na ich przetwarzanie w zakresie niezbędnym do realizacji Oferty Publicznej.

Na dowód złożonego zapisu Inwestor otrzyma jeden egzemplarz formularza zapisu, potwierdzony przez pracownika domu maklerskiego przyjmującego zapis. Za złożenie formularza zapisu Akcji Serii B uznaje się również wydruk komputerowy podpisany przez Inwestora i zawierający wszystkie określone wyżej elementy wymagane w formularzu zapisów.

Możliwe jest składanie zapisu na Akcje Serii B za pośrednictwem zdalnych środków komunikacji, o ile formę taką dopuszcza dom maklerski przyjmujący zapis.

Wszelkie konsekwencje wynikające z niewłaściwego wypełnienia formularza zapisu ponosi Inwestor.

Za prawidłowość zleceń wystawionych na podstawie zapisów Inwestorów odpowiedzialność ponosi dom maklerski przyjmujący zapisy.

Zapis na Akcje Oferowane jest bezwarunkowy, nie może zawierać jakichkolwiek zastrzeżeń i jest nieodwołalny.

Termin związania Inwestora złożonym zapisem na Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych

Inwestor jest związany zapisem na Akcje Oferowane od daty złożenia zapisu do dnia zapisania Akcji Oferowanych na jego rachunku papierów wartościowych, chyba, że wcześniej Emitent nie przydzieli Akcji Oferowanych Inwestorowi lub ogłosi informację o niedojściu Oferty Publicznej do skutku.

2.11.1.5 Zasady, miejsca i terminy dokonywania wpłat na Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych

Ze względu na fakt, iż przydział Akcji Serii B w Transzy Inwestorów Indywidualnych będzie dokonywany za pośrednictwem GPW, w chwili składania zapisu Inwestor musi posiadać na rachunku papierów wartościowych w domu maklerskim, w którym składa zapis, środki pieniężne w kwocie stanowiącej iloczyn liczby oferowanych Akcji Serii B i ich ceny maksymalnej, powiększone o kwotę stanowiącą prowizję maklerską danego domu maklerskiego, o ile regulamin danego domu maklerskiego przewiduje taką możliwość. Wpłata na Akcje Serii B objęta zapisem w Tanszy Inwestorów Indywidualnych powiększona o prowizję maklerską zostaje zablokowana w chwili składania zapisu.

2.11.1.6 Skutki prawne niedokonania wpłat w oznaczonym terminie lub wniesienia opłaty niepełnej

Niedokonanie pełnej wpłaty na Akcje powoduje nieważność zapisu. Wpłaty na Akcje nie są oprocentowane.

2.11.1.7 Zasady przydziału Akcji Oferowanych w Transzy Inwestorów Indywidualnych

Po dokonaniu ewentualnych przesunięć Akcji Oferowanych pomiędzy transzami i zmian wielkości transz, o których mowa w pkt. 2.10.1 oraz w pkt. 2.12.1 niniejszego Rozdziału, przydział Akcji Oferowanych nastąpi na sesji GPW, której termin zostanie określony w umowie zawartej pomiędzy Emitentem, Oferującym oraz GPW. Sesja GPW planowana jest w dniu 25 czerwca 2005 r. W przypadku zmiany terminu sesji oraz terminu rozliczenia transakcji nowy termin zostanie podany do publicznej wiadomości w formie Raportu Bieżącego nie później niż przed rozpoczęciem przyjmowania zapisów w Transzy Inwestorów Indywidualnych.

Podstawę przydziału Akcji Oferowanych w Transzy Inwestorów Indywidualnych stanowią:

- prawidłowo złożony zapis;
- wpłata pełnej kwoty na zamówioną liczbę Akcji Oferowanych, najpóźniej do momentu złożenia zapisu;
- prawidłowo złożone zlecenie przez dom maklerski.

Przydział Akcji Oferowanych w Transzy Inwestorów Indywidualnych zostanie dokonany na mocy postanowień umowy zawartej pomiędzy Emitentem, Oferującym oraz GPW odrębnie dla zapisów złożonych w Okresie Pierwszym i Okresie Drugim, przy założeniu, że w przypadku gdy popyt na Akcje w Transzy Inwestorów Indywidualnych, będzie wyższy od liczby Akcji zaoferowanych w ww. transzy, wówczas średnia stopa alokacji Akcji Oferowanych dla zapisów złożonych w Okresie Pierwszym będzie dwukrotnie wyższa niż średnia stopa alokacji dla zapisów złożonych w Okresie Drugim, przy czym w sytuacji, gdy stopa alokacji dla zapisów złożonych w Okresie Pierwszym miałaby wynosić więcej niż 100%, wówczas zapisy złożone w Okresie Pierwszym zostaną zrealizowane w całości, a pozostałe Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych zostaną przydzielone, na zasadzie proporcjonalnej redukcji, Inwestorom, którzy złożyli zapisy w Okresie Drugim. Stopa alokacji Akcji Oferowanych będzie wyrażona w procentach z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku.

Na podstawie prawidłowo opłaconych zapisów na Akcje Serii B domy maklerskie wystawią do systemu informatycznego GPW odpowiednie zlecenia kupna Akcji. W tym samym dniu Oferujący wystawi zlecenie sprzedaży.

Realizacja zleceń kupna nastąpi oddzielnie dla zleceń złożonych w Okresie Pierwszym i zleceń złożonych w Okresie Drugim, zgodnie z następującymi zasadami:

- w przypadku, gdy popyt na Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych będzie mniejszy lub równy liczbie Akcji Oferowanych w tej transzy – zlecenia kupna zostaną zrealizowane w całości;
- w przypadku, gdy popyt na Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych będzie większy od liczby Akcji oferowanych w tej transzy – średnia stopa alokacji dla zleceń złożonych w Okresie Pierwszym będzie dwukrotnie wyższa od średniej stopy alokacji dla zleceń złożonych w Okresie Drugim, przy czym w sytuacji, gdy stopa alokacji dla zleceń złożonych w Okresie Pierwszym miałaby wynosić więcej niż 100%, zlecenia złożone w Okresie Pierwszym zostaną zrealizowane w całości, a pozostałe Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych zostaną przydzielone, na zasadzie proporcjonalnej redukcji, Inwestorom, którzy złożyli zlecenia w Okresie Drugim;
- w przypadku, gdy w Okresie Pierwszym jak i Okresie Drugim pozostaną Akcje nieprzydzielone w wyniku zaokrągleń, Akcje te zostaną przydzielone kolejno (po jednej) począwszy od zleceń złożonych o największym wolumenie do zleceń o najmniejszym wolumenie aż do całkowitego ich wyczerpania. W sytuacji, gdy wystąpią zlecenia o równym wolumenie o przydziale Akcji Oferowanych decyduje Emitent.

Wszystkie przydzielone Akcje Oferowane powinny zostać zapisane na rachunkach papierów wartościowych Inwestorów w domach maklerskich, w których złożone zostały zapisy na Akcje Oferowane, w dniu rozliczenia transakcji, tj. w pierwszym dniu, w którym zostanie przeprowadzona sesja rozliczeniowa w KDPW, następującym po dniu, w którym nastąpi przydział Akcji Oferowanych.

2.11.1.8 Sposób zwrotu nadpłaconych kwot w Transzy Inwestorów Indywidualnych

W chwili składania zapisu kwota stanowiąca iloczyn liczby Akcji Oferowanych i ceny maksymalnej, powiększona o kwotę należnej prowizji maklerskiej, zostanie zablokowana na rachunku papierów wartościowych Inwestora w domu maklerskim przyjmującym zapis.

Kwota stanowiąca iloczyn liczby przydzielonych Akcji Serii B i Ceny Emisyjnej, jako wpłata za przydzielone Akcje Serii B, zostanie pobrana z powyższego rachunku Inwestora w dniu rozliczenia transakcji, tj. w pierwszym dniu, w którym zostanie przeprowadzona sesja rozliczeniowa w KDPW, następującym po dniu, w którym nastąpił przydział Akcji Oferowanych w Transzy Inwestorów Indywidualnych.

W przypadku, gdy Inwestorom nie zostaną przydzielone Akcji Serii B w Transzy Inwestorów Indywidualnych lub przydzielona zostanie mniejsza liczba niż ta, na którą złożone zostały zapisy, lub Cena Emisyjna zostanie ustalona na poziomie niższym niż maksymalna cena z Przedziału Cenowego - niewykorzystane części wpłat na Akcje Serii B w Transzy Inwestorów Indywidualnych zostaną odblokowane na rachunku Inwestora najpóźniej w dniu pobrania wpłaty na Akcje Serii B, o którym mowa powyżej.

Zwrot nadpłaconych kwot nastąpi bez jakichkolwiek odszkodowań lub odsetek.

2.11.2 Zasady nabywania Akcji Oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

W Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oferuje się 270.000.000 Akcji Oferowanych. Emitent ma prawo zmienić ostateczną liczbę Akcji Serii B oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych na zasadach określonych w pkt 2.10.1 oraz w pkt. 2.12.1 niniejszego Rozdziału.

2.11.2.1 Osoby uprawnione do składania zapisów na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

Osobami uprawnionymi do składania zapisów na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych są:

- osoby prawne oraz jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej, utworzone zgodnie z polskim prawem i posiadające siedzibę w Polsce;
- podmioty zarządzające pakietem papierów wartościowych na zlecenie posiadające siedzibę w Polsce, w przypadku złożenia jednego łącznego zapisu na Akcje Oferowane w imieniu osób, których rachunkami zarządzają i na rzecz których zamierzają nabyć Akcje Oferowane.

Osobami uprawnionymi do składania zapisów na Akcje Serii B w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych są Inwestorzy, którzy wezmą udział w procesie budowania Księgi Popytu zgodnie z zasadami określonymi w pkt. 2.11.2.2 niniejszego Rozdziału i do których Oferujący skieruje zaproszenie do złożenia zapisu na liczbę Akcji Serii B zgodną z Listą Wstępnego Przydziału.

Ponadto do złożenia zapisów na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych uprawnieni będą również Inwestorzy, do których nie zostało skierowane zaproszenie do złożenia zapisów, jednakże pod warunkiem, że złożą zapis (lub zapisy) na nie mniej niż 200.000 Akcji Serii B i nie więcej niż liczba Akcji Serii B oferowanych w tej transzy, w terminach określonych w pkt. 2.11.2.3 niniejszego Rozdziału.

Minimalna wielkość zapisu nie dotyczy Inwestorów składających zapisy na podstawie zaproszeń skierowanych przez Oferującego pod warunkiem, że złożą zapis na liczbę Akcji Serii B nie mniejszą niż wskazana w zaproszeniu. Udział w procesie budowania Księgi Popytu nie ogranicza prawa do złożenia zapisu dodatkowego w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych.

Zapisy składane przez towarzystwo funduszy inwestycyjnych w imieniu własnym, odrębnie na rzecz poszczególnych zarządzanych przez towarzystwo funduszy, stanowią w rozumieniu Prospektu zapisy odrębnych Inwestorów.

Zwraca się uwagę Inwestorów, że w przypadku nadsubskrypcji pierwszeństwo w przydziale Akcji Oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych będzie przysługiwać tylko tym Inwestorom, którzy zostali zaproszeni do złożenia zapisu, w stosunku do liczby Akcji Oferowanych wskazanych w Liście Wstępnego Przydziału.

2.11.2.2 Proces budowania Księgi Popytu w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

Proces budowania Księgi Popytu w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych zostanie przeprowadzony przez BDM PKO BP SA.

Powyższy proces pozwoli na określenie popytu oraz wrażliwości cenowej na Akcje Oferowane jak również identyfikację i wyselekcjonowanie krajowych Inwestorów instytucjonalnych zainteresowanych nabyciem Akcji Serii B. Dodatkowo wysokość ujawnionego popytu może posłużyć odpowiednio do podjęcia decyzji o

przesunięciu Akcji Oferowanych pomiędzy transzami lub podjęcia decyzji o unieważnieniu procesu budowania Księgi Popytu i odstąpieniu od Oferty Publicznej.

W procesie budowania Księgi Popytu mogą wziąć udział wyłącznie:

- instytucje finansowe działające lub inwestujące środki finansowe w Polsce, utworzone zgodnie z prawem polskim i posiadające siedzibę w Polsce, tj.: towarzystwa funduszy emerytalnych, fundusze emerytalne, towarzystwa funduszy inwestycyjnych, fundusze inwestycyjne, zakłady ubezpieczeń, banki i domy maklerskie (prowadzące działalność inwestycyjną zarówno na rachunek własny jak i swoich klientów); oraz
- Odbiorcy Bezpośredni Gazu.

Deklaracje Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych przyjmowane będą w terminie od 13 do 22 czerwca 2005 r. z zastrzeżeniem, że w dniu 22 czerwca 2005 r. Deklaracje Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B przyjmowane będą do godz. 12-tej.

Deklaracje Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B Inwestorzy mogą składać:

- osobiście w siedzibie Oferującego, ul. Puławska 15, 02-515 Warszawa; lub
- przekazać faksem na numery: +48 (22) 521 78 35 oraz +48 (22) 521 78 29;

w godzinach pracy, z zastrzeżeniem, że w dniu 22 czerwca 2005 r. Deklaracje Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B będą przyjmowane do godziny 12-tej.

W przypadku działania za pośrednictwem pełnomocnika niniejszym zobowiązuje się Inwestora do nadesłania faksem, wraz z Deklaracją Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B, stosownego umocowania do działania w imieniu Inwestora.

Dokumenty nadesłane faksem uznawane są przez Emitenta i Oferującego za dokumenty wiążące.

Inwestor lub jego pełnomocnik składający osobiście Deklarację Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B powinien okazać w miejscu przyjmowania Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B następujące dokumenty:

- dokument stwierdzający tożsamość osoby składającej Deklarację Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B;
- pełnomocnictwo do reprezentowania osoby prawnej, zawierające umocowanie do złożenia w jego imieniu Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B.

Procedura składania Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B za pośrednictwem pełnomocnika została opisana w pkt. 2.10.5 niniejszego Rozdziału.

W Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych Inwestor podaje następujące dane:

- firmę/nazwę;
- siedzibę;
- adres do korespondencji (łącznie z numerem telefaksu lub adresem poczty elektronicznej, na który zostanie przesłane zaproszenie do złożenia zapisu, w przypadku gdy Inwestor zostanie wpisany na Listę Wstępnego Przydziału);
- numer REGON;
- liczbę Akcji Oferowanych objętych Deklaracją Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B;
- deklarowaną cenę, która musi się mieścić w podanym Przedziale Cenowym; podanie przez Inwestora limitu ceny oznacza, że zamierza on nabyć Akcje Oferowane po cenie nie wyższej, niż określona przez niego wysokość limitu; Deklaracje Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B zawierające cenę spoza Przedziału Cenowego będą nieważne;

oraz podpisuje oświadczenie, że:

- zapoznał się z treścią Prospektu i Statutu Emitenta oraz akceptuje warunki Oferty i brzmienie Statutu;
- przyjmuje do wiadomości i akceptuje wiążący charakter Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B.

Wzór deklaracji stanowi Załącznik nr 7 do Prospektu.

W ramach procesu budowania Księgi Popytu Inwestor może złożyć Deklarację Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B na nie mniej niż 200.000 Akcji Serii B i nie więcej niż liczbę Akcji Serii B oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych. Inwestor ma prawo do złożenia kilku Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B, z zastrzeżeniem, że łączna liczba Akcji Serii B wskazana w deklaracjach złożonych przez jednego Inwestora z jednakową ceną nie może przekroczyć liczby Akcji Serii B oferowanej w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych. W przypadku złożenia przez jednego Inwestora kilku Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B z jednakową ceną opiewających na łączną liczbę Akcji przekraczającą liczbę Akcji Serii B oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych, będzie to traktowane jak deklaracja nabycia liczby Akcji Serii B oferowanych do objęcia w ww. transzy.

Złożenie przez jednego Inwestora kilku Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B z różnymi cenami powoduje, że Deklaracje Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B będą uznawane za ważne tylko w części nie większej niż liczba Akcji Serii B oferowana w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych, przy czym ustala się kolejność uznawania Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B w kolejności poczynając od tych z najwyższą zadeklarowaną ceną za Akcje.

Deklaracje Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B składane przez towarzystwo funduszy inwestycyjnych w imieniu własnym, odrębnie na rzecz poszczególnych zarządzanych przez towarzystwo funduszy, stanowią w rozumieniu Prospektu deklaracje odrębnych Inwestorów.

Zarządzający pakietem papierów wartościowych na zlecenie może złożyć jedną łączną Deklarację Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B w imieniu osób, których rachunkami zarządza i na rzecz których zamierza nabyć Akcje Oferowane.

Deklaracja Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B może być podpisana wyłącznie przez osoby upoważnione do podpisywania się w imieniu Inwestora, zgodnie ze statutem lub umową spółki lub przez ustanowionego pełnomocnika.

Wszelkie konsekwencje wynikające z niewłaściwego wypełnienia formularza Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B ponosi Inwestor.

W przypadku przedstawienia w Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B niekompletnych informacji, deklaracja taka będzie nieważna.

W okresie przyjmowania Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B Inwestor ma prawo do jej odwołania, natomiast w przypadku chęci dokonania zmiany w złożonej Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B, musi ona zostać odwołana, a następnie złożona nowa Deklaracja Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B, w terminach przyjmowania Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B.

Złożenie Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B stanowi zobowiązanie Inwestora do złożenia i opłacenia zapisu w liczbie określonej w zaproszeniu do złożenia zapisu (zgodnej z Listą Wstępnego Przydziału). Niezłożenie i nieopłacenie zapisu zgodnie z zaproszeniem skutkować może dochodzeniem roszczeń przez Emitenta lub subemitenta (w przypadku zawarcia umowy o subemisję inwestycyjną) na zasadach określonych w Kodeksie Cywilnym.

Roszczenia Emitenta lub subemitenta (w przypadku zawarcia umowy o subemisję inwestycyjną) z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania zobowiązania Inwestora do złożenia i opłacenia zapisu na Akcje Oferowane w liczbie wskazanej w zaproszeniu do złożenia zapisu mogą być dochodzone w stosunku do Inwestora w szczególności w trybie art. 471 i art. następnych Kodeksu Cywilnego. Podstawą odpowiedzialności Inwestora są zasady odpowiedzialności kontraktowej. Termin przedawnienia roszczeń o naprawienie szkody wynosi dziesięć lat od daty powstania szkody.

Roszczenie o naprawienie szkody z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania zobowiązania Inwestora do złożenia i opłacenia zapisu na Akcje Oferowane przysługuje Emitentowi lub subemitentowi (w przypadku zawarcia umowy o subemisję inwestycyjną) również w przypadku, gdy Inwestor złożył i opłacił zapis na mniejszą liczbę Akcji Oferowanych niż liczba wskazana w zaproszeniu skierowanym do Inwestora, w następstwie czego przydzielono mu taką liczbę Akcji Oferowanych jaką faktycznie opłacił.

Na dowód przyjęcia Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B Inwestor otrzymuje jeden jej egzemplarz, który jest potwierdzony przez pracownika BDM PKO BP S.A. przyjmującego Deklarację Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B. W przypadku przekazania Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B faksem, potwierdzenie wpłynięcia Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B, zawierające datę i godzinę oraz pieczątkę imienną pracownika BDM PKO BP S.A., zostanie odesłane niezwłocznie na numer faksu Inwestora wskazany w treści Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B.

W oparciu o Deklaracje Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B złożone do Księgi Popytu Oferujący przygotuje i przedstawi Emitentowi propozycję Listy Wstępnego Przydziału.

Zarząd, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, po dokonaniu ewentualnych przesunięć Akcji Oferowanych pomiędzy transzami i zmian wielkości tych transz, o których mowa w pkt. 2.10.1 oraz w pkt. 2.12.1 niniejszego Rozdziału, zastrzega sobie prawo uznaniowego wyboru Inwestorów, którzy zostaną umieszczeni na ostatecznej Liście Wstępnego Przydziału. W przypadku rozbieżności pomiędzy Zarządem i Radą Nadzorczą decyzję o Wstępnym Przydziale Akcji Oferowanych podejmuje Walne Zgromadzenie na wniosek Zarządu wraz z uzasadnieniem. Lista Wstępnego Przydziału będzie określała liczbę Akcji Oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych, które zostaną przydzielone danemu Inwestorowi pod warunkiem złożenia i opłacenia zapisu na liczbę Akcji Oferowanych nie mniejszą od liczby określonej w zaproszeniu do złożenia zapisu. Emitent podejmując decyzję o wstępnym przydziale ww. Inwestorom, będzie brał pod uwagę możliwości długofalowej współpracy pomiędzy Emitentem i Inwestorem ze szczególnym uwzględnieniem dotychczasowych Odbiorców Bezpośrednich Gazu. Złożenie Deklaracji nie stanowi zobowiązania dla Emitenta ani Oferującego do wystosowania do Inwestora zaproszenia do złożenia zapisu na Akcje Oferowane.

Inwestorom umieszczonym na Liście Wstępnego Przydziału, którzy złożą i opłacą zapis w terminie określonym w pkt 2.11.2.3 niniejszego Rozdziału zostanie zagwarantowany przydział Akcji Oferowanych określony w tej Liście.

Nie później niż następnego dnia roboczego, po dokonaniu Wstępnego Przydziału Akcji Oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych, Oferujący skieruje do Inwestorów, którzy zostali wpisani na Listę Wstępnego Przydziału, zaproszenia do złożenia zapisów na Akcje w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych. Powyższe zaproszenie zostanie przekazane Inwestorowi na numer telefaksu lub na adres poczty elektronicznej wskazane w formularzu Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B.

Zobowiązanie Inwestora, który brał udział w budowaniu Księgi Popytu, do złożenia i opłacenia zapisu wygasa w momencie nieotrzymania od Oferującego, w terminie określonym powyżej, zaproszenia do złożenia zapisu na Akcje Oferowane.

Emitent nie ma obowiązku podania informacji dotyczących Księgi Popytu do publicznej wiadomości.

2.11.2.3 Terminy i miejsce przyjmowania zapisów na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

Zapisy na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych przyjmowane będą w terminie **od 23 do 28 czerwca 2005 r.** w godzinach pracy POK wymienionych w Załączniku nr 6a do Prospektu.

Możliwe jest składanie zapisów na Akcje Oferowane za pośrednictwem Internetu, telefonu lub za pomocą innych środków technicznych dopuszczonych regulaminem BDM PKO BP S.A.

W takim wypadku Inwestor powinien mieć podpisaną stosowną umowę z BDM PKO BP S.A., która w szczególności powinna zawierać upoważnienie BDM PKO BP S.A. lub jego pracowników do złożenia zapisu na Akcje Oferowane w imieniu Inwestora.

2.11.2.4 Zasady składania zapisów w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

Inwestorzy, do których skierowane zostało zaproszenie do złożenia zapisu, winni składać zapisy na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych, w liczbie nie niższej niż określona w zaproszeniu do złożenia zapisu. W przypadku złożenia przez Inwestora zapisu na liczbę Akcji wyższą niż określona w zaproszeniu do złożenia zapisu, Inwestor musi liczyć się z możliwością przydzielenia mu mniejszej liczy Akcji Oferowanych, jednak nie mniejszej niż zagwarantowana w przekazanym zaproszeniu do złożenia zapisu. W przypadku, gdy Inwestor złoży zapis na mniejszą liczbę Akcji Oferowanych niż wskazana w zaproszeniu, zapis zostanie uznany za ważny, jednakże w przypadku wystąpienia takiej sytuacji Emitent będzie miał prawo nie przydzielić Akcji Oferowanych w ogóle lub przydzielić je w liczbie wynikającej z dokonanego zapisu zgodnie z zasadami przydziału opisanymi pkt. 2.11.2.8 niniejszego Rozdziału. Inwestor, który złożył zapis na mniejszą liczbę Akcji Oferowanych niż wskazana w zaproszeniu lub nie złożył go w ogóle, z uwagi na wiążący charakter Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B, musi liczyć się z możliwością dochodzenia roszczeń Emitenta lub subemitenta (w przypadku zawarcia umowy o subemisję inwestycyjną), o których mowa w pkt. 2.11.2.2 niniejszego Rozdziału.

Inwestorzy, do których nie zostało skierowane zaproszenie do złożenia zapisu, będą mogli złożyć zapis na minimum 200.000 Akcji Serii B i maksymalnie na liczbę Akcji Serii B oferowanych w tej transzy. Inwestorzy ci muszą liczyć się jednak z możliwością przydzielenia mniejszej liczby Akcji Oferowanych lub nieprzydzielenia

żadnej Akcji Oferowanych z uwagi na brak preferencji wynikających z uczestnictwa w procesie budowania Księgi Popytu.

Inwestor, w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych, może złożyć wielokrotne zapisy na Akcje Serii B, przy czym łączna liczba Akcji Serii B określona w zapisach złożonych przez jednego Inwestora nie może być większa niż liczba Akcji Serii B oferowana w tej transzy. Zapisy złożone przez jednego Inwestora na łączną liczbę Akcji Serii B przekraczającą liczbę Akcji Serii B oferowanych do objęcia w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych będą traktowane jak zapisy na liczbę Akcji Serii B oferowanych do objęcia w ww. transzy.

Zapis na Akcje Oferowane zawiera, w szczególności, następujące informacje:

- nazwę/firmę Inwestora;
- siedzibę Inwestora;
- REGON lub inny numer identyfikacyjny;
- liczbę oraz rodzaj Akcji Oferowanych objętych zapisem;
- Cenę Emisyjną;
- formę zwrotu wpłaconych środków;
- dane niezbędne do dokonania zwrotu wpłaconych środków;
- wysokość dokonywanej wpłaty na Akcje Serii B,
- nazwę i adres podmiotu przyjmującego zapisy i wpłaty na Akcje Serii B.

Na formularzu zapisu, będącym wydrukiem z komputera, zawarte jest oświadczenie, w którym Inwestor stwierdza, że:

- zapoznał się z treścią Prospektu oraz akceptuje treść Statutu Emitenta i warunki Oferty Publicznej;
- wyraża zgodę na przydzielenie mniejszej liczby Akcji Serii B w Ofercie Publicznej niż objęta zapisem lub nieprzydzielenie ich wcale, zgodnie z zasadami opisanymi w Prospekcie.

Inwestor lub jego pełnomocnik składający zapis na Akcje Oferowane powinien okazać w miejscu przyjmowania zapisów dokument potwierdzający tożsamość osoby składającej zapis w celu weryfikacji danych zawartych na formularzu zapisu.

Osoba działająca w imieniu osoby prawnej lub jednostki organizacyjnej nie posiadającej osobowości prawnej zobowiązana jest ponadto złożyć:

- aktualny wypis z właściwego rejestru podmiotu, w imieniu którego składany jest zapis;
- w przypadku jeśli do złożenia zapisu wymagana jest zgoda organu podmiotu, w imieniu którego składany jest zapis - dokument potwierdzający udzielenie zgody przez odpowiedni organ;
- pełnomocnictwo do reprezentowania osoby prawnej.

Na dowód złożonego zapisu Inwestor otrzyma jeden egzemplarz formularza zapisu będący wydrukiem komputerowym. Wszelkie konsekwencje wynikające z niewłaściwego wypełnienia formularza zapisu ponosi Inwestor.

Możliwe jest składanie zapisu oraz Dyspozycji Deponowania Akcji Serii B za pośrednictwem Internetu, telefonu lub za pomocą innych środków technicznych dopuszczonych regulaminem BDM PKO BP S.A.

W takim wypadku Inwestor powinien mieć podpisaną stosowną umowę z BDM PKO BP S.A., która w szczególności powinna zawierać upoważnienie BDM PKO BP S.A. lub jego pracowników do złożenia ww. formularzy w imieniu Inwestora.

Zapis na Akcje Oferowane jest bezwarunkowy, nie może zawierać jakichkolwiek zastrzeżeń i jest nieodwołalny.

Procedura składania zapisów za pośrednictwem pełnomocnika została opisana w pkt. 2.10.5 niniejszego Rozdziału.

Termin związania Inwestora złożonym zapisem na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

Inwestor jest związany zapisem na Akcje Oferowane od daty złożenia zapisu do dnia zapisania Akcji Oferowanych na jego rachunku papierów wartościowych, chyba że wcześniej Emitent nie przydzieli Akcji Oferowanych Inwestorowi lub ogłosi informację o niedojściu Oferty Publicznej do skutku.

2.11.2.5 Składanie Dyspozycji Deponowania Akcji Serii B w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

Inwestor składający zapis na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych zobligowany jest jednocześnie złożyć nieodwołalną Dyspozycję Deponowania Akcji Serii B, stanowiącą część formularza zapisu na Akcje Serii B. Złożenie takiej dyspozycji jest obligatoryjne.

Dyspozycja Deponowania Akcji Serii B zawiera:

- dane podmiotu składającego Dyspozycję Deponowania Akcji Serii B;
- firmę domu maklerskiego lub banku prowadzącego działalność maklerską, lub banku prowadzącego rachunki papierów wartościowych oraz numer rachunku papierów wartościowych, na którym mają być zdeponowane wszystkie przydzielone Akcje Serii B.

Konsekwencje wynikające z niewłaściwego bądź niepełnego wypełnienia Dyspozycji Deponowania Akcji Serii B ponosi Inwestor.

Dyspozycja Deponowania Akcji Serii B jest nieodwołalna, bezwarunkowa i nie może zawierać jakichkolwiek zastrzeżeń. Złożenie Dyspozycji Deponowania Akcji Serii B jest tożsame ze złożeniem dyspozycji deponowania Praw do Akcji Serii B (PDA Serii B). W przypadku składania Dyspozycji Deponowania Akcji Serii B przez pełnomocnika zakres pełnomocnictwa powinien zawierać umocowanie do dokonania takiej czynności.

2.11.2.6 Zasady, miejsca i terminy dokonywania wpłat na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

Warunkiem skutecznego złożenia zapisu na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych jest jego opłacenie w kwocie wynikającej z iloczynu liczby Akcji Oferowanych na jaką składany jest zapis i ich Ceny Emisyjnej. Powyższa kwota musi wpłynąć na rachunek Oferującego najpóźniej w ostatnim dniu przyjmowania zapisów.

Wpłata na Akcje Oferowane dokonywana jest w złotych w następujących formach:

- gotówką; albo
- przelewem na rachunek Oferującego, z wydzielonym indywidualnie dla każdego Inwestora rachunkiem bankowym. Numer indywidualnego rachunku bankowego, Inwestorom wpisanym na Listę Wstępnego Przydziału, zostanie podany w treści zaproszenia do złożenia zapisu, natomiast Inwestorom składającym zapisy poza procesem budowania Księgi Popytu - w POK, w którym będą składać zapisy na Akcje Oferowane.

2.11.2.7 Skutki prawne niedokonania wpłat w oznaczonym terminie lub wniesienia opłaty niepełnej

Wpłatę uważa się za dokonaną w momencie wpływu środków pieniężnych na rachunek Oferującego.

Brak wpłaty w terminie określonym w Prospekcie lub wpłata niepełna powoduje nieważność całego zapisu.

Środki pieniężne pochodzące z nieobjętych Akcji Oferowanych, bez żadnych odsetek oraz odszkodowań, zostaną zwrócone zgodnie z dyspozycją wskazaną w formularzu zapisu.

2.11.2.8 Zasady przydziału Akcji Oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

Po dokonaniu ewentualnych przesunięć Akcji Oferowanych pomiędzy transzami i zmian wielkości transz, o których mowa w pkt. 2.10.1 oraz w pkt. 2.12.1 niniejszego Rozdziału, przydział Akcji Oferowanych nastąpi w ciągu 3 dni roboczych od dnia zakończenia przyjmowania zapisów w tej transzy i dokonany zostanie przez Zarząd, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, z zastrzeżeniem, że w przypadku rozbieżności pomiędzy Zarządem i Radą Nadzorczą decyzję o przydziale Akcji Oferowanych podejmuje Walne Zgromadzenie na wniosek Zarządu wraz z uzasadnieniem.

Podstawę przydziału Akcji Oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych stanowią:

- prawidłowo złożony zapis;

- wpłata pełnej kwoty na zamówioną liczbę Akcji Oferowanych najpóźniej ostatniego dnia przyjmowania zapisów.

W przypadku subskrybowania mniejszej liczby Akcji Oferowanych niż oferowana w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oraz przy jednoczesnym dojściu do skutku Oferty Publicznej, Inwestorom zostaną przydzielone Akcje Oferowane zgodnie ze złożonym zapisem.

W przypadku wystąpienia nadsubskrypcji w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych przydział Akcji Oferowanych nastąpi według następujących zasad:

- w pierwszej kolejności zostanie dokonany przydział Akcji Oferowanych na rzecz Inwestorów uczestniczących w procesie budowania Księgi Popytu, którzy zostali umieszczeni na Liście Wstępnego Przydziału oraz którzy złożyli i opłacili zapisy w wysokości nie mniejszej niż określonej na Liście (Inwestorom tym zagwarantowany zostanie przydział Akcji Oferowanych określonych w Liście);
- jeżeli po dokonaniu przydziału Akcji Oferowanych, zgodnie z powyższymi zasadami, pozostaną jeszcze nieobjęte Akcje Oferowane, w drugiej kolejności przydzielane będą Akcje Oferowane na rzecz Inwestorów uczestniczących w procesie budowania Księgi Popytu, którzy zostali umieszczeni na Liście Wstępnego Przydziału oraz którzy złożyli i opłacili zapisy w wysokości wyższej niż wskazane na tej Liście – w odniesieniu do części zapisu, jaka przekroczyła wielkość wskazaną na Liście Wstępnego Przydziału. W przypadku, gdy nadsubskrypcja wystąpi na tym etapie przydziału, Zarząd, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, dokona uznaniowego przydziału Akcji Oferowanych;
- jeżeli po dokonaniu przydziału Akcji Oferowanych, zgodnie z powyższymi zasadami, pozostaną jeszcze nieobjęte Akcje Oferowane, Akcje te zostaną przydzielone Inwestorom, którzy nie uczestniczyli w procesie budowania Księgi Popytu, a złożyli i opłacili zapisy zgodnie z zasadami opisanymi w pkt. 2.11.2.4 niniejszego Rozdziału oraz Inwestorom, którzy zostali umieszczeni na Liście Wstępnego Przydziału i dokonali zapisu na mniejszą liczbę Akcji Oferowanych niż wskazana w zaproszeniu, na zasadach opisanych w pkt. 2.11.2.4. Akcje Oferowane zostaną przydzielone przez Zarząd po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej w sposób uznaniowy.

Zarząd przedstawi Radzie Nadzorczej listę Inwestorów w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych, którzy złożyli zapisy w tej transzy i wskaże podmioty na tej liście, które zdaniem Zarządu prowadzą działalność konkurencyjną wobec działalności Grupy PGNiG. Zarząd, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, może odmówić dokonania przydziału Akcji Oferowanych w przypadku, gdy uzna, iż Inwestor, który złożył i opłacił zapis prowadzi wobec działalności Grupy PGNiG działalność konkurencyjną. W przypadku rozbieżności pomiędzy Zarządem a Radą Nadzorczą w zakresie uznania działania Inwestora za działalność konkurencyjną, decyzję o przydziale Akcji Oferowanych podejmie Walne Zgromadzenie na wniosek Zarządu wraz z uzasadnieniem.

Odmowa dokonania przydziału Akcji Oferowanych nie dotyczy Inwestorów wpisanych na Listę Wstępnego Przydziału w liczbie Akcji Serii B im zagwarantowanej.

Podstawą przydziału Akcji Oferowanych zarządzającemu portfelem na zlecenie będzie jego łączny zapis złożony przez zarządzającego w imieniu osób, których rachunkami zarządza i na rzecz których zamierza nabyć Akcje Oferowane. Po dokonaniu przydziału Akcji Oferowanych, zarządzający dokona alokacji przydzielonych mu Akcji Oferowanych poszczególnym osobom, w imieniu których złożył zapis, zgodnie z obowiązującymi w danej instytucji zasadami zarządzania portfelem na zlecenie.

2.11.2.9 Sposób zwrotu nadpłaconych kwot w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

Zwrot nadpłat zostanie dokonany w terminie 7 dni od dnia przydziału Akcji Oferowanych na rachunek bankowy Inwestora wskazany w trakcie przyjmowania zapisu na Akcje Oferowane.

Zwrot nadpłaconych kwot nastąpi bez jakichkolwiek odszkodowań lub odsetek.

2.11.3 Zasady nabywania Akcji Oferowanych w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych

W Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych jest oferowanych 270.000.000 Akcji Oferowanych. Emitent ma prawo zmienić ostateczną liczbę Akcji Serii B oferowanych w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych na zasadach określonych w pkt. 2.10.1 oraz w pkt. 2.12.1 niniejszego Rozdziału.

2.11.3.1 Osoby uprawnione do składania zapisów na Akcje Oferowane w Transzy Zagranicznych Inwestorów instytucjonalnych

Osobami uprawnionymi do nabywania Akcji Oferowanych w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych są Inwestorzy instytucjonalni posiadający siedzibę poza granicami Rzeczypospolitej Polskiej, niebędący jednocześnie osobami amerykańskimi w rozumieniu Regulacji S, którzy wezmą udział w procesie budowania Księgi Popytu, zgodnie z zasadami określonymi w pkt. 2.11.3.2 niniejszego Rozdziału oraz zostaną wpisani na Listę Wstępnego Przydziału Akcji Serii B.

2.11.3.2 Budowanie Księgi Popytu w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych

Globalny Koordynator przeprowadzi czynności mające na celu wyselekcjonowanie zagranicznych Inwestorów instytucjonalnych zainteresowanych nabyciem Akcji Oferowanych oraz zbadanie wśród nich popytu, w ramach procesu budowania Księgi Popytu, w terminie od 13 czerwca 2005 r. do godz. 12-tej w dniu 22 czerwca 2005 r.

W ramach procesu budowania Księgi Popytu, Inwestorzy będą deklarować liczbę Akcji Oferowanych, których nabyciem są zainteresowani oraz cenę za jedną Akcję Oferowaną, mieszczącą się w Przedziale Cenowym.

Inwestor w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych może zadeklarować nabycie nie mniej niż 200.000 Akcji Serii B i nie więcej niż liczba Akcji Serii B oferowanych w tej transzy.

Na podstawie Księgi Popytu Globalny Koordynator przedstawi Emitentowi rekomendację wyboru Inwestorów w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych. Zarząd przedstawi Radzie Nadzorczej listę Inwestorów w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych, którzy złożyli deklaracje w ramach procesu budowania Księgi Popytu i wskaże podmioty na tej liście, które zdaniem Zarządu prowadzą działalność konkurencyjną wobec działalności Grupy PGNiG. Zarząd po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, w oparciu o powyższą rekomendację, po dokonaniu ewentualnych przesunięć i zmian wielkości transz, o których mowa w pkt. 2.10.1 oraz w pkt. 2.12.1 niniejszego Rozdziału, dokona Wstępnego Przydziału Akcji Oferowanych poszczególnym Inwestorom.

Wybór Inwestorów oraz liczby wstępnie przydzielonych im Akcji Oferowanych będzie miał charakter uznaniowy (w szczególności Zarząd, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, może odmówić dokonania Wstępnego Przydziału Akcji Oferowanych Inwestorowi, gdy uzna, że prowadzi on działalność konkurencyjną wobec działalności Grupy PGNiG). W przypadku rozbieżności pomiędzy Zarządem a Radą Nadzorczą decyzję o Wstępnym Przydziale Akcji Oferowanych podejmie Walne Zgromadzenie na wniosek Zarządu wraz z uzasadnieniem.

Po sporządzeniu Listy Wstępnego Przydziału Globalny Koordynator prześle Inwestorom, którym Akcje Oferowane zostały wstępnie przydzielone, potwierdzenia zawierające liczbę Akcji Oferowanych wstępnie im przydzielonych. Liczba ta nie będzie większa od liczby Akcji Oferowanych zadeklarowanej przez Inwestora w ramach budowania Księgi Popytu.

Inwestorom umieszczonym na Liście Wstępnego Przydziału, którzy złożą i opłacą zapisy w terminie określonym w pkt. 2.11.3.5 niniejszego Rozdziału zostanie zagwarantowany przydział Akcji Oferowanych w liczbie określonej w tej Liście. Ostateczny przydział Akcji Oferowanych nastąpi w terminie i na warunkach określonych w pkt. 2.11.3.7 niniejszego Rozdziału.

Księga Popytu będzie wykorzystana przy ustaleniu Ceny Emisyjnej oraz określeniu liczby Akcji Oferowanych w poszczególnych transzach.

Emitent nie ma obowiązku podania informacji dotyczących Księgi Popytu do publicznej wiadomości.

2.11.3.3 Terminy i zasady składania zapisów w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych

Globalny Koordynator, w dniach 23-28 czerwca 2005 r., złoży w siedzibie Oferującego w imieniu Inwestorów znajdujących się na Liście Wstępnego Przydziału zapisy na Akcje Serii B na liczbę Akcji nie większą niż liczba Akcji Serii B wstępnie im przydzielona.

Zapis na Akcje Serii B jest bezwarunkowy, nieodwołalny oraz nie może zawierać jakichkolwiek zastrzeżeń.

Wszelkie konsekwencje wynikające z niewłaściwego wypełnienia zapisu na Akcje Oferowane ponosi Inwestor.

Zapis, który pomija którykolwiek z elementów wskazanych w art. 437 §2 Kodeksu Spółek Handlowych zostanie uznany za nieważny. Zapisy powinny zawierać:

- nazwę (firmę) Inwestora;
- siedzibę Inwestora;

- numer identyfikacyjny Inwestora;
- liczbę oraz rodzaj Akcji Oferowanych objętych zapisem;
- Cenę Emisyjną;
- formę zwrotu wpłaconych środków;
- dane niezbędne do dokonania zwrotu wpłaconych środków;
- wysokość dokonywanej wpłaty na Akcje Oferowane;
- nazwę i adres podmiotu przyjmującego zapisy i wpłaty na Akcje Oferowane.

Ponadto Inwestor składa oświadczenie, w którym stwierdza że:

- zapoznał się z treścią Prospektu oraz akceptuje treść Statutu Emitenta i warunki Oferty Publicznej;
- wyraża zgodę na przydzielenie Akcji Oferowanych zgodnie z zasadami opisanymi w Prospekcie.

Termin związania Inwestora złożonym zapisem na Akcje Oferowane w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych

Inwestor jest związany zapisem na Akcje Oferowane od daty złożenia zapisu do dnia zapisania Akcji Oferowanych na jego rachunku papierów wartościowych, chyba że wcześniej Emitent nie przydzieli Akcji Oferowanych Inwestorom lub poinformuje o niedojściu Oferty Publicznej do skutku.

2.11.3.4 Składanie Dyspozycji Deponowania Akcji Serii B w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych

Globalny Koordynator wraz ze złożeniem zapisu w imieniu Inwestora jest zobowiązany do złożenia nieodwołalnej Dyspozycji Deponowania Akcji Serii B, stanowiącej część formularza zapisu na Akcje Serii B. Złożenie takiej dyspozycji jest obligatoryjne.

Dyspozycja Deponowania Akcji Serii B zawiera:

- dane podmiotu składającego Dyspozycję Deponowania Akcji Serii B;
- firmę domu maklerskiego lub banku prowadzącego działalność maklerską lub banku prowadzącego rachunki papierów wartościowych oraz numer rachunku papierów wartościowych, na którym mają być zdeponowane wszystkie przydzielone Akcje Serii B.

Konsekwencje wynikające z niewłaściwego bądź niepełnego wypełnienia Dyspozycji Deponowania Akcji Serii B ponosi Inwestor.

Dyspozycja Deponowania Akcji Serii B jest nieodwołalna, bezwarunkowa i nie może zawierać jakichkolwiek zastrzeżeń. Złożenie Dyspozycji Deponowania jest tożsame ze złożeniem dyspozycji deponowania Praw do Akcji Serii B (PDA Serii B).

2.11.3.5 Zasady, miejsca i terminy dokonywania wpłat na Akcje Oferowane w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych

Warunkiem skutecznego złożenia zapisu na Akcje Oferowane w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych jest jego opłacenie w kwocie wynikającej z iloczynu liczby Akcji Oferowanych na jaką składany jest zapis i ich Ceny Emisyjnej.

Środki z tytułu opłacenia Akcji Oferowanych w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych zostaną przekazane przez Globalnego Koordynatora przelewem na rachunek bankowy wskazany przez Oferującego. Powyższa kwota musi wpłynąć najpóźniej do ostatniego dnia przyjmowania zapisów w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych.

2.11.3.6 Skutki prawne niedokonania wpłat w oznaczonym terminie lub wniesienia opłaty niepełnej

Niedokonanie płatności za Akcje Serii B lub wpłata niepełna w oznaczonym w pkt. 2.11.3.5 niniejszego Rozdziału terminie, powoduje nieważność całego zapisu. W takim przypadku Inwestorzy tracą prawo do przydziału Akcji Serii B.

2.11.3.7 Zasady przydziału Akcji Oferowanych w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych

Po dokonaniu ewentualnych przesunięć Akcji Oferowanych pomiędzy transzami i zmian wielkości tych transz, o których mowa w pkt. 2.10.1 oraz pkt 2.12.1 niniejszego Rozdziału, na podstawie zapisów oraz w oparciu o przyjęte wpłaty na Akcje Oferowane, Zarząd, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, dokona przydziału Akcji Oferowanych w ciągu 3 dni roboczych od dnia zakończenia przyjmowania zapisów w tej transzy z zastrzeżeniem, że w przypadku rozbieżności pomiędzy Zarządem i Radą Nadzorczą decyzję o przydziale Akcji Oferowanych podejmuje Walne Zgromadzenie na wniosek Zarządu wraz z uzasadnieniem. Akcje Oferowane będą przydzielone ostatecznie tylko tym Inwestorom, którzy znaleźli się na Liście Wstępnego Przydziału w liczbie Akcji Serii B określonej na tej Liście.

Ze względu na tryb przyjmowania zapisów w tej transzy nie może wystąpić nadsubskrypcja Akcji Oferowanych.

2.11.3.8 Sposób zwrotu nadpłaconych kwot

Zwrot nadpłaconych kwot nastąpi w terminie 7 dni od dnia przydziału Akcji Oferowanych. Globalny Koordynator dokona zwrotu nadpłaconych kwot zgodnie z dyspozycją złożoną przez Inwestora w trakcie przyjmowania zapisu, przy czym zwrot może być dokonany wyłącznie przelewem.

Zwrot nadpłaconych kwot nastąpi bez jakichkolwiek odszkodowań lub odsetek.

2.11.4 Zasady i miejsca składania zapisów oraz przydział Akcji Oferowanych subemitentom inwestycyjnym

W przypadku zawarcia przez Emitenta umowy lub umów o subemisję inwestycyjną oraz gdy nie wszystkie Akcje Oferowane zostaną subskrybowane, zapisy subemitentów oraz opłacenie Akcji Oferowanych powinny zostać dokonane nie później niż przed dniem zamknięcia Oferty Publicznej.

Przydział Akcji Oferowanych dla subemitentów inwestycyjnych dokonany zostanie przez Zarząd, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, w ciągu 3 dni roboczych od dnia zamknięcia Oferty Publicznej.

2.12 Przesunięcie, odwołanie i odstąpienie od Oferty Publicznej

2.12.1 Przesunięcie lub zmiana wielkości Oferty Publicznej

Do czasu rozpoczęcia Oferty Publicznej Emitent, w porozumieniu z Globalnym Koordynatorem i Oferującym, może podjąć decyzję o przesunięciu terminów i przeprowadzeniu Oferty Publicznej w innym terminie, przy czym ostatecznie wyznaczony termin zakończenia Publicznej Oferty nie może być późniejszy niż ostatni dzień ważności Prospektu.

Przed rozpoczęciem Oferty Publicznej Walne Zgromadzenie może podjąć decyzję o zmianie wysokości podwyższonego kapitału zakładowego, w tym zmniejszeniu liczby Akcji, o którą kapitał zakładowy jest podwyższany w drodze Emisji bez podawania przyczyn.

Decyzję o zmniejszeniu wysokości podwyższonego kapitału zakładowego Walne Zgromadzenie może również podjąć po zakończeniu procesu budowania Księgi Popytu, lecz nie później niż przed dokonaniem Wstępnego Przydziału Akcji Oferowanych.

W takich przypadkach Walne Zgromadzenie dokona zmiany wielkości Akcji Oferowanych w poszczególnych transzach z zastrzeżeniem, że zmiany te nie mogą powodować zmniejszenia liczby Akcji Oferowanych w Transzy Inwestorów Indywidualnych, chyba że popyt w tej transzy będzie mniejszy od liczby Akcji Oferowanych w tej transzy. Ponadto zmiany te nie mogą również powodować zmniejszenia liczby Akcji Oferowanych łącznie w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oraz Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych poniżej 30% Akcji Oferowanych, chyba że łączny popyt w tych transzach będzie mniejszy niż 30% Akcji Oferowanych.

2.12.2 Odwołanie i odstąpienie od Oferty Publicznej

Do czasu rozpoczęcia Oferty Publicznej Emitent, w porozumieniu z Globalnym Koordynatorem i Oferującym, może podjąć decyzję o odwołaniu Oferty Publicznej bez podawania przyczyn.

Emitent może odstąpić od przeprowadzenia Oferty Publicznej po jej rozpoczęciu jedynie z ważnych powodów. Do ważnych powodów należy zaliczyć m. in. nagłe i nieprzewidywalne wcześniej zmiany w sytuacji gospodarczej kraju lub świata, które mogą mieć istotny negatywny wpływ na rynki finansowe, gospodarkę kraju

lub dalszą działalność Spółki, w tym na prognozy i informacje przedstawione w Prospekcie przez Zarząd, nagłe i nieprzewidywalne zmiany mające bezpośredni wpływ na działalność operacyjną Spółki.

Ponadto należy również zauważyć, iż w przypadku, gdy Emitent podejmie decyzję o odstąpieniu od budowania Księgi Popytu po jej rozpoczęciu lub w przypadku jej unieważnienia, następstwem takich zdarzeń będzie odstąpienie od Oferty Publicznej. Unieważnienie procesu budowania Księgi Popytu będzie miało miejsce w przypadku niesporządzenia Listy Wstępnego Przydziału Akcji Serii B.

Odstąpienie Emitenta od Oferty Publicznej wyklucza możliwość przeprowadzenia przez Emitenta tej Oferty na podstawie Prospektu.

2.12.3 Niedojście Oferty Publicznej do skutku

Oferta Publiczna nie dochodzi do skutku jeżeli:

- Emitent odwoła Ofertę Publiczną;
- Emitent odstąpi od przeprowadzenia Oferty Publicznej;
- nie zostanie złożony i prawidłowo opłacony zapis na co najmniej 1 Akcję Serii B;
- Zarząd, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, nie dokona przydziału Akcji Serii B w terminach określonych w Prospekcie;
- Zarząd nie zgłosi do Sądu Rejestrowego w ciągu 6 miesięcy od daty udzielenia przez KPWiG zgody na wprowadzenie Akcji Serii B do publicznego obrotu wniosku o zarejestrowanie podwyższenia kapitału zakładowego;
- uprawomocni się postanowienie Sądu Rejestrowego o odmowie wpisu do rejestru podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w wyniku Emisji.

2.12.4 Ogłoszenie o odwołaniu, odstąpieniu lub przesunięciu terminu Oferty Publicznej lub niedojście jej do skutku

Informacja o odwołaniu, odstąpieniu lub przesunięciu przez Emitenta Oferty Publicznej lub nie dojściu jej do skutku zostanie przekazana do publicznej wiadomości niezwłocznie po wystąpieniu opisanego powyżej przypadku w formie Raportu Bieżącego, przekazanego do KPWiG, GPW oraz agencji informacyjnej.

2.12.5 Zwrot wpłat

W przypadku niedojścia Emisji do skutku wartość opłaconych Akcji Serii B zostanie zwrócona Inwestorom w terminie 7 dni od ogłoszenia o niedojściu Emisji do skutku, zgodnie z dyspozycjami wskazanymi w formularzach zapisu na Akcje Oferowane.

W przypadku niedojścia Emisji do skutku po wprowadzeniu PDA Serii B do obrotu giełdowego Emitent wystąpi o zakończenie notowań PDA Serii B na GPW w dniu podania do publicznej wiadomości informacji o niedojściu Emisji do skutku. Wówczas zwrot wpłat dokonany zostanie na rzecz Inwestorów, na kontach których będą zapisane PDA Serii B w dniu rozliczenia transakcji przeprowadzonych w ostatnim dniu notowań PDA Serii B na GPW. Kwota zwracanych wpłat zostania ustalona w ten sposób, że liczba PDA Serii B znajdujących się na koncie Inwestora zostanie pomnożona przez Cenę Emisyjną. Zwrot wpłat zostanie dokonany w terminie 7 dni od ogłoszenia o niedojściu Emisji do skutku na rachunki papierów wartościowych Inwestorów, na których zapisane były PDA Serii B.

Zwrot wpłaconych kwot nastąpi bez jakichkolwiek odszkodowań lub odsetek.

2.13 Zamiary Emitenta dotyczące wprowadzenia Akcji Oferowanych do obrotu giełdowego

Zamiarem Emitenta jest, aby Akcje Serii B były wprowadzane do obrotu na urzędowym rynku giełdowym, tj. na rynku podstawowym GPW. Intencją Emitenta jest, aby Akcje Oferowane zostały wprowadzone do obrotu na GPW w terminie do dwóch miesięcy od dnia zamknięcia Oferty Publicznej, przy czym zamiarem Emitenta jest, aby do tego czasu możliwy był obrót na GPW Prawami do Akcji Serii B. Emitent nie przewiduje notowań Akcji jak również innych papierów wartościowych na innych giełdach papierów wartościowych.

PDA Serii B

PDA są zbywalnymi prawami majątkowymi mającymi charakter papieru wartościowego w rozumieniu art. 3 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi.

Niezwłocznie po dokonaniu przydziału Akcji Serii B Emitent złoży do KDPW wniosek o rejestrację PDA Serii B w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych oraz do Zarządu GPW wniosek o ich wprowadzenie do notowań giełdowych.

Po dokonaniu rejestracji w KDPW PDA Serii B zostaną zapisane na rachunkach Inwestorów w domach maklerskich zgodnie z ich dyspozycjami wydanymi w momencie składania zapisu na Akcje Serii B.

Intencją Emitenta jest, aby po uzyskaniu decyzji Zarządu GPW o wprowadzeniu PDA Serii B do obrotu giełdowego obrót tymi papierami był możliwy w terminie kilku dni roboczych po przydziale Akcji Serii B. Informacja o złożeniu do GPW wniosku o wprowadzenie PDA Serii B do obrotu giełdowego zostanie podana do publicznej wiadomości w formie Raportu Bieżącego.

Akcje Serii B

Po zarejestrowaniu przez Sąd Rejestrowy Emisji Emitent złoży wniosek do KDPW o zamianę PDA Serii B na Akcje Serii B. Akcje powstałe po zamianie PDA rejestrowane są w KDPW w dniu następnym po ostatnim dniu notowania PDA, zgodnie ze stanami kont PDA na koniec ostatniego dnia obrotu.

W przypadku, gdy Sąd Rejestrowy w krótkim czasie dokona rejestracji Akcji Serii B, Emitent dopuszcza możliwość zaniechania obrotu PDA Serii B. Niezwłocznie po zarejestrowaniu Akcji Emitent złoży wniosek do Zarządu GPW o wprowadzenie Akcji Serii B do notowań giełdowych.

2.14 Informacja, że Emitent, nie będzie udzielał pożyczek, zabezpieczeń, zaliczkowych wypłat, jak również w jakiejkolwiek innej formie bezpośrednio lub pośrednio nie będzie finansował nabycia lub objęcia emitowanych przez siebie Akcji

Emitent oświadcza, że nie będzie udzielał pożyczek, zabezpieczeń, zaliczkowych wypłat, jak również w jakiejkolwiek innej formie bezpośrednio lub pośrednio nie będzie finansował nabycia lub objęcia emitowanych przez siebie Akcji.

3 POZOSTAŁE AKCJE WPROWADZANE

3.1 Rodzaj, liczba oraz łączna wartość Pozostałych Akcji Wprowadzanych

Poza Akcjami Oferowanymi na podstawie Prospektu wprowadza się do publicznego obrotu 5.000.000.000 Akcji, w tym 4.250.000.000 Akcji Serii A o wartości nominalnej 1 zł każda oraz 750.000.000 Akcji Serii A1 o wartości nominalnej 1 zł każda. Akcje Serii A oraz Akcje Serii A1 są akcjami zwykłymi na okaziciela i uprawniają do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Akcje Serii A zostały objęte w wyniku przekształcenia PP PGNiG w PGNiG, a Akcje Serii A1 zostały wydzielone z Akcji Serii A na mocy uchwały wskazanej w pkt. 3.2.1 niniejszego Rozdziału. Z Akcjami Serii A oraz Akcjami Serii A1 nie jest związany żaden obowiązek świadczeń dodatkowych na rzecz Spółki, ani żadne uprzywilejowanie. Przenoszenie praw z Akcji Serii A nie podlega żadnym ograniczeniom. Nie ustanowiono żadnych zabezpieczeń na Akcjach Serii A oraz Akcjach Serii A1.

Statut nie przewiduje żadnych ograniczeń co do przenoszenia praw z Akcji Serii A1 (Akcji Pracowniczych), jednakże ograniczenia takie wynikają z przepisów Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji.

Uprawnieni pracownicy będą mieli prawo do nieodpłatnego nabycia Akcji Pracowniczych w terminie 3 miesięcy od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych Akcji na zasadach ogólnych. Zgodnie z art. 38 ust. 3 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji, uprawnienie to wygaśnie w terminie dwunastu miesięcy od nabycia tego prawa. Zgodnie z art. 2 ust. 1 pkt 2 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi udostępnienie w procesie prywatyzacji przez Skarb Państwa Akcji Spółki pracownikom oraz producentom rolnym lub rybakom na trwale związanym z przedsiębiorstwem stanowi wyjątek od definicji publicznego obrotu. Szczegółowe zasady podziału uprawnionych pracowników na grupy, ustalania liczby akcji przypadających na każdą z tych grup oraz tryb nabywania akcji przez uprawnionych pracowników reguluje Rozporządzenie w Sprawie Nieodpłatnego Nabycia Akcji. Przeniesienie przez Skarb Państwa Akcji Pracowniczych na rzecz pracowników nastąpi poza rynkiem regulowanym zgodnie z przepisami Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi. Zgodnie z Programem Prywatyzacji i Restrukturyzacji PGNiG z 2004 r., udostępnienie Akcji na zasadach ogólnych przez Skarb Państwa ma nastąpić w terminie 6 miesięcy od pierwszego notowania Akcji Oferowanych. Ponadto wedle najlepszej wiedzy Emitenta Minister Skarbu Państwa rozważa, z zastrzeżeniem uzyskania zgody Rady Ministrów RP na dokonanie takiej transakcji, zbycie jednej Akcji w terminie do trzech miesięcy od dnia rozpoczęcia notowań Akcji Oferowanych.

Zgodnie z art. 38 ust. 3 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji, Akcje Pracownicze nabyte nieodpłatnie przez uprawnionych pracowników zgodnie z przepisami Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji nie mogą być

przedmiotem obrotu przed upływem dwóch lat od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych Akcji na zasadach ogólnych, z tym że Akcje Pracownicze nabyte przez pracowników pełniących funkcję członków Zarządu - przed upływem trzech lat od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych Akcji na zasadach ogólnych. Zgodnie z art. 38 ust. 4 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji umowa mająca za przedmiot zbycie Akcji Pracowniczych nabytych nieodpłatnie przez uprawnionych pracowników, zawarta przed upływem terminów określonych powyżej, jest nieważna.

3.2 Podstawa emisji Pozostałych Akcji Wprowadzanych oraz ich wprowadzenie do publicznego obrotu

W dniu 30 marca 2005 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę w sprawie wydzielenia Akcji Serii A1, zamiany Akcji na akcje na okaziciela oraz zmiany Statutu. Uchwała ta została przytoczona w całości w pkt. 3.2.1 niniejszego Rozdziału. Przedmiotowa uchwała nie została jeszcze wpisana do rejestru przedsiębiorców, przy czym jej wejście w życie jest uzależnione od zawarcia: (i) Umowy Leasingu między PGNiG a PGNiG Przesył, na mocy której PGNiG odda PGNiG Przesył w leasing składniki majątku przesyłowego, (ii) umowy zbycia na rzecz Skarbu Państwa udziałów w PGNiG Przesył. Do dnia 16 maja 2005 r. zostały spełnione oba warunki wejścia w życie uchwały. Umowa darowizny udziałów PGNiG Przesył na rzecz Skarbu Państwa została opisana w pkt. 10.3.3 Rozdziału V Prospektu, a Umowa Leasingu w pkt. 12 Rozdziału V Prospektu. W wyniku powyższej uchwały z 5.000.000.000 Akcji Serii A wydzielono 750.000.000 Akcji Serii A1, w efekcie czego Akcje Serii A będą się składać z 4.250.000.00 akcji na okaziciela o w wartości nominalnej 1 PLN każda. Ponadto na kapitał zakładowy będzie się składać 750.000.000 Akcji Serii A1 o wartości nominalnej 1 PLN każda. Do dnia 24 maja 2005 r. powyższa uchwała nie została jeszcze wprowadzona do rejestru przedsiębiorców.

3.2.1 Podstawa prawna emisji Akcji Serii A oraz Akcji Serii A1

Akcje Serii A zostały wyemitowane w związku z przekształceniem Przedsiębiorstwa Państwowego PGNiG w spółkę akcyjną na podstawie Aktu Przekształcenia, art. 6 Ustawy o Prywatyzacji oraz w związku z rozporządzeniem Prezesa Rady Ministrów w sprawie przekształcenia państwowego przedsiębiorstwa użyteczności publicznej „Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie" w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa z dnia 30 września 1996 r. (Dz. U. Nr 116, poz. 553). Akt ten stwierdza w pkt. II, że:

"1. Kapitał własny Spółki pokryty zostaje funduszem założycielskim i funduszem przedsiębiorstwa w przedsiębiorstwie państwowym, o którym mowa w pkt. I, w którym kapitał akcyjny stanowi 5.000.000.000 złotych (słownie: pięć miliardów złotych), zaś pozostała część kapitału własnego stanowi kapitał zapasowy Spółki.

2. Istniejące w przedsiębiorstwie państwowym, o którym mowa w pkt. I, fundusze specjalne według bilansu zamknięcia przedsiębiorstwa, stają się funduszami celowymi w Spółce z zachowaniem dotychczasowego ich przeznaczenia."

Ponadto w nadanym w tym Akcie Przekształcenia Statucie stwierdzono, że:

§ 7

"1. Kapitał własny Spółki pokryty zostaje funduszem założycielskim i funduszem przedsiębiorstwa w przedsiębiorstwie państwowym, o którym mowa w § 3 ust. 2, w którym kapitał akcyjny Spółki stanowi 5.000.000.000 złotych (słownie złotych: pięć miliardów), zaś pozostała część kapitału własnego stanowi kapitał zapasowy Spółki.

2. Tworzone fundusze celowe według ich stanu na dzień bilansu otwarcia Spółki, zachowują dotychczasowe przeznaczenie, jakie miały istniejące fundusze specjalne według bilansu zamknięcia przedsiębiorstwa w przedsiębiorstwie państwowym, o którym mowa w § 3 ust. 2.

§ 8

1. Kapitał akcyjny Spółki dzieli się na 5.000.000.000 (słownie: pięć miliardów) akcji imiennych o wartości nominalnej 1 złoty (słownie złotych: jeden) każda, którymi są akcje serii A o numerach od nr A 00000000001 do nr A 05000000000.

2. Wszystkie akcje, wymienione w ust. 1, obejmuje Skarb Państwa."

Akcje Serii A1 zostały wydzielone z Akcji Serii A na podstawie uchwały nr 1 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 30 marca 2005 r., która stanowi, że:

"Uchwała nr 1

Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia
Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
z dnia 30 marca 2005 r.

w sprawie wydzielenia Akcji Serii A1 Spółki,

zamiany akcji imiennych Spółki na akcje na okaziciela oraz zmiany Statutu Spółki

Zważywszy, że:

1. *Zgodnie z ustawą z dnia 30 sierpnia 1996 r. o prywatyzacji i komercjalizacji (tekst jednolity: Dz. U. z 2002 r. Nr 171, poz. 1397, z późn. zm.) pracownicy Spółki uprawnieni są do nieodpłatnego nabycia do 15% akcji Spółki objętych przez Skarb Państwa w dniu wpisania Spółki do rejestru.*

2 *Spółka jest zobowiązana do zorganizowania i przeprowadzenia czynności techniczno-operacyjnych związanych z procesem nieodpłatnego udostępnienia uprawnionym pracownikom Spółki akcji należących do Skarbu Państwa.*

3. *Wydzielenie akcji przeznaczonych do udostępnienia pracownikom Spółki do odrębnej Serii A1 ułatwi koordynowanie procesu udostępniania akcji.*

§ 1

1. *Wydziela się z Akcji Serii A, którą tworzy 5.000.000.000 akcji o numerach od 00 000 000 001 do 05 000 000 000, 750.000.000 akcji o numerach od 04 250 000 001 do 05 000 000 000.*

2. *Po wydzieleniu akcji, o których mowa w ust. 1 powyżej, Seria Akcji A będzie składać się z akcji o numerach od 00 000 000 001 do 04 250 000 000.*

3. *W związku z wydzieleniem akcji, o którym mowa powyżej w ust. 1, tworzy się Serię Akcji A1 o numerach od 0 000 000 001 do 0 750 000 000.*

4. *Postanawia się, że Akcje Serii A oraz Serii A1 są akcjami na okaziciela.*

§ 2

1. *W związku z wydzieleniem 750.000.000 akcji, utworzeniem Serii Akcji A1, oraz zmianą akcji imiennych na akcje na okaziciela, § 9 oraz § 17 ust. 2 pkt 6 Statutu skreśla się, a § 8 Statutu Spółki otrzymuje następujące brzmienie:*

„Kapitał zakładowy wynosi 5.000.000.000 (pięć miliardów) złotych:

(a) akcje na okaziciela Serii „A" w liczbie 4.250.000.000 o numerach od 00 000 000 001 do 04 250 000 000 o wartości nominalnej 1 złoty każda oraz o łącznej wartości nominalnej 4.250.000.000 złotych;

(b) akcje na okaziciela Serii „A1" w liczbie 750.000.000 o numerach od 0 000 000 001 do 0 750 000 000 o wartości nominalnej 1 złoty każda oraz o łącznej wartości nominalnej 750.000.000 złotych."

§ 3

Uchwała wchodzi w życie z zastrzeżeniem zawarcia pomiędzy PGNiG S.A. a PGNiG – Przesył Sp. z o.o. umowy leasingu, na mocy której PGNiG S.A. odda w leasing PGNiG – Przesył Sp. z o.o. składniki systemu przesyłowego, oraz zawarcia pomiędzy PGNiG S.A. a Skarbem Państwa umowy zbycia na rzecz Skarbu Państwa 100% udziałów PGNiG – Przesył Sp. z o.o."

Wejście w życie tej uchwały jest uzależnione od zawarcia umów, o których mowa w § 3 tej uchwały.

W dniu 28 kwietnia 2005 r. jeden z ww. warunków został spełniony. Zawarto umowę darowizny udziałów spółki PGNiG Przesył na rzecz Skarbu Państwa. Umowa ta została opisana w pkt. 10.3.3 Rozdziału V Prospektu. W dniu 16 maja 2005 r. również drugi z ww. warunków został spełniony. Umowa Leasingu została opisana w pkt. 12 Rozdziału V.

Na dzień 24 maja 2005 r. powyższa uchwała nie została jeszcze wpisana do rejestru przedsiębiorców. W dniu 16 maja 2005 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę w sprawie zmiany uchwały nr 1 z dnia 30 marca 2005 r. Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia w sprawie wydzielenia Akcji Serii A1, zamiany akcji imiennych Spółki na akcje na okaziciela oraz zmiany Statutu Spółki. Uchwała ta stanowi:

„Uchwała nr 2

Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki pod firmą:
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie

z dnia 16 maja 2005 r.

w sprawie: zmiany uchwały nr 1 z dnia 30 marca 2005 r. Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGNiG S.A w sprawie wydzielenia Akcji Serii A1 Spółki, zamiany akcji imiennych Spółki na akcje na okaziciela oraz zmiany Statutu Spółki.

Działając na podstawie art. 430 § 1 Kodeksu spółek handlowych, § 55 ust. 4 pkt. 3 Statutu oraz w związku z uchwałą nr 1 z dnia 5 maja 2005 r. Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia w sprawie zmiany Statutu jak również Uchwałą nr 1 niniejszego Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia, Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie uchwala, co następuje:

§ 1

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie postanawia zmienić uchwałę nr 1 z dnia 30 marca 2005 r. w ten sposób, że § 2 tej uchwały otrzymuje nowe brzmienie:

***„§** 2*

W związku z wydzieleniem 750. 000. 000 akcji, utworzeniem Serii Akcji A1, oraz zmianą akcji imiennych na akcje na okaziciela, § 9 Statutu skreśla się, a § 7 Statutu Spółki otrzymuje nowe następujące brzmienie:

„Kapitał zakładowy wynosi 5.000.000.000 (pięć miliardów) złotych:

(a) akcje na okaziciela serii „A" w liczbie 4.250.000.000 o numerach od 00 000 000 001 do 04 250 000 000 o wartości nominalnej 1 złoty każda oraz o łącznej wartości nominalnej 4.250.000.000 złotych;

(b) akcje na okaziciela serii „A1" w liczbie 750.000.000 o numerach od 0 000 000 001 do 0 750 000 000 o wartości nominalnej 1 złoty każda oraz o łącznej wartości nominalnej 750.000.000 złotych."

§ 2

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie uwzględnia w niniejszej uchwale zmiany Statutu uchwalone w dniu 5 maja 2005 r., a tym samym dokonuje zmian w Statucie w brzmieniu uchwalonym w dniu 5 maja 2005 r."

3.2.2 Podstawa wprowadzenia do publicznego obrotu Pozostałych Akcji Wprowadzanych

Podstawa prawna wprowadzenia Pozostałych Akcji Wprowadzanych do publicznego obrotu została opisana w pkt. 2.2.4 niniejszego Rozdziału.

3.3 Prawo pierwszeństwa do objęcia Pozostałych Akcji Wprowadzanych przez dotychczasowych Akcjonariuszy

Prawo pierwszeństwa do objęcia Pozostałych Akcji Wprowadzanych nie zostało zastosowane ze względu na fakt, że Akcje Serii A powstały w wyniku przekształcenia Przedsiębiorstwa Państwowego PGNiG w spółkę akcyjną. Natomiast Akcje Serii A1 zostały wydzielone z Akcji Serii A.

3.4 Data, od której Pozostałe Akcje Wprowadzane mogą uczestniczyć w dywidendzie

W odróżnieniu od Akcji Oferowanych Pozostałe Akcje Wprowadzane uczestniczą również w dywidendzie za rok 2004, jaka będzie przeznaczona do wypłaty w roku 2005. Natomiast Pozostałe Akcje Wprowadzane uczestniczą na tych samych warunkach co Akcje Oferowane w wypłatach z zysku w następnych latach.

3.5 Prawa i obowiązki z Pozostałych Akcji Wprowadzanych

Informacje na temat praw z Pozostałych Akcji Wprowadzanych, a także przewidzianych w Statucie lub przepisach prawa obowiązkach uzyskania przez nabywcę lub zbywcę Pozostałych Akcji Wprowadzanych odpowiednich zezwoleń lub dokonania określonych zawiadomień, zostały opisane w pkt. 2.5 niniejszego Rozdziału.

3.6 Informacje o zasadach opodatkowania Pozostałych Akcji Wprowadzanych

Zasady opodatkowania dochodów związanych z posiadaniem i obrotem Pozostałymi Akcjami Wprowadzanymi są tożsame z zasadami opisanymi w pkt. 2.6 niniejszego Rozdziału.

3.7 Zawarte umowy określone w art. 96 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi

Emitent nie zawarł umowy, na mocy której poza granicami Rzeczypospolitej Polskiej wystawiane będą papiery wartościowe w związku z wyemitowanymi przez niego papierami wartościowymi (kwity depozytowe).

3.8 Zamiary Emitenta co do zawarcia umowy określonej w art. 96 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi

Emitent nie zamierza zawrzeć umowy określonej w art. 96 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi w odniesieniu do Pozostałych Akcji Wprowadzanych.

3.9 Zamiary Emitenta dotyczące wtórnego obrotu Pozostałymi Akcjami Wprowadzanymi

Emitent nie zamierza wprowadzić do obrotu na urzędowym rynku giełdowym, tj. na rynku podstawowym GPW, Akcji Serii A. Akcje Serii A zostaną wprowadzone do obrotu na rynku podstawowym GPW po podjęciu stosownej decyzji przez Ministra Skarbu Państwa.

W odniesieniu do Akcji Pracowniczych (Akcje Serii A1) Spółka zamierza występować o ich asymilację z Akcjami Serii B oraz wprowadzenie do obrotu giełdowego na GPW niezwłocznie po ustaniu ustawowych ograniczeń ich zbywalności.

ROZDZIAŁ IV
DANE O EMITENCIE

1 EMITENT

Firma i forma prawna:	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna
Siedziba i adres:	ul. Krucza 6/14, 00-537 Warszawa
Numer telefonu:	+48 (22) 583 50 00, +48 (22) 691 79 00
Numer telefaksu:	+48 (22) 691 82 73
Poczta elektroniczna:	pr@pgnig.pl
Adres internetowy:	www.pgnig.pl
Numer klasyfikacji statystycznej REGON:	012216736
Numer identyfikacji podatkowej NIP:	525-000-80-28

Emitent posiada następujące istotne oddziały:

1. Regionalny Oddział Przesyłu w Świerklanach (44-266 Świerklany, ul. Wodzisławska 54);
2. Regionalny Oddział Przesyłu we Wrocławiu (50-513 Wrocław, ul. Gazowa 3);
3. Regionalny Oddział Przesyłu w Gdańsku (80-858 Gdańsk, ul. Wałowa 18);
4. Regionalny Oddział Przesyłu w Poznaniu (61-859 Poznań, ul. Grobla 15);
5. Regionalny Oddział Przesyłu w Warszawie (05-126 Nieporęt, ul. J. Kazimierza 3);
6. Regionalny Oddział Przesyłu w Tarnowie (33-100 Tarnów, ul. Bandrowskiego 16a);
7. Oddział w Sanoku (38-500 Sanok, ul. Sienkiewicza 12);
8. Oddział w Zielonej Górze (65-034 Zielona Góra, ul. Bohaterów Westerplatte 15);
9. Oddział Operatorski w Pakistanie (44-000 Islamabad, Street 17, House No 321, Sector E-7);
10. Oddział w Odolanowie (63-430 Odolanów, ul. Krotoszyńska 148);
11. Oddział Zakład Robót Górniczych w Krośnie (38-400 Krosno, ul. Łukasiewicza 93);
12. Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie (01-224 Warszawa, ul. M. Kasprzaka 25).

2 POPRZEDNIE FORMY PRAWNE EMITENTA

PGNiG powstał w wyniku przekształcenia PP PGNiG w spółkę akcyjną Skarbu Państwa, co szczegółowo zostało opisane w pkt. 3 oraz pkt. 6.4 niniejszego Rozdziału. Natomiast PP PGNiG utworzono z dniem 1 grudnia 1982 r. na podstawie Ustawy o Przedsiębiorstwach Państwowych oraz zarządzenia z dnia 1 września 1982 r. nr 56 Ministra Górnictwa i Energetyki.

3 PRZEPISY PRAWA, NA PODSTAWIE KTÓRYCH ZOSTAŁ UTWORZONY EMITENT

PGNiG w formie spółki akcyjnej został utworzony na podstawie art. 6 Ustawy o Prywatyzacji oraz rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów w sprawie przekształcenia państwowego przedsiębiorstwa użyteczności publicznej „Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie" w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa z dnia 30 września 1996 r. (Dz. U. Nr 116, poz. 553). Na podstawie powyższego rozporządzenia sporządzono w dniu 21 października 1996 r. Akt Przekształcenia.

4 SĄD REJESTROWY

Spółka została wpisana do rejestru handlowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy Wydział XVI Gospodarczy w dniu 30 października 1996 r. pod numerem RHB 48382. W dniu 14 listopada 2001 r. postanowieniem Sądu Rejonowego dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego

Rejestru Sądowego, PGNiG został wpisany do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000059492.

5 PRZEDMIOT DZIAŁALNOŚCI EMITENTA

Przedmiot działalności Spółki został ujęty w § 6 Statutu. Podstawowy przedmiot działalności PGNiG według Polskiej Klasyfikacji Działalności obejmuje:

- wydobywanie ropy naftowej (PKD 11.10.A);
- wydobywanie gazu ziemnego (PKD 11.10.B);
- działalność usługową związaną z eksploatacją złóż ropy naftowej i gazu ziemnego (PKD 11.20.Z);
- kopalnictwo surowców siarkonośnych (PKD 14.30.B);
- pozostałe górnictwo i kopalnictwo, gdzie indziej nie sklasyfikowane (PKD 14.50.Z);
- wytwarzanie produktów rafinacji i ropy naftowej (PKD 23.20.A);
- przetwarzanie produktów rafinacji i ropy naftowej (PKD 23.20.B);
- działalność usługową w zakresie instalowania, naprawy i konserwacji maszyn dla górnictwa, kopalnictwa i budownictwa (PKD 29.52.B);
- wytwarzanie energii elektrycznej (PKD 40.11.Z);
- przesyłanie energii elektrycznej (PKD 40.12.Z);
- dystrybucję energii elektrycznej (PKD 40.13.Z);
- wytwarzanie paliw gazowych (PKD 40.21.Z);
- dystrybucję paliw gazowych w systemie sieciowym (PKD 40.22.Z);
- produkcję ciepła (pary wodnej i gorącej wody) (PKD 40.30.A);
- dystrybucję ciepła (pary wodnej i gorącej wody) (PKD 40.30.B);
- wykonywanie wykopów i wierceń geologiczno-inżynierskich (PKD. 45.12.Z);
- wykonywanie robót ogólnobudowlanych w zakresie obiektów liniowych: rurociągów, linii elektroenergetycznych, elektrotrakcyjnych i telekomunikacyjno-przesyłowych (PKD 45.21.D);
- wykonywanie instalacji centralnego ogrzewania i wentylacyjnych (PKD 45.33.A);
- wykonywanie instalacji gazowych (PKD 45.33.C);
- sprzedaż detaliczną paliw (PKD 50.50.Z);
- sprzedaż hurtową paliw stałych, ciekłych i gazowych oraz produktów pochodnych (PKD 51.51.Z);
- sprzedaż hurtową półproduktów (PKD 51.56.Z, PKD 51);
- towarowy transport drogowy pojazdami wyspecjalizowanymi (PKD 60.24.A);
- towarowy transport drogowy pojazdami uniwersalnymi (PKD 60.24.B);
- transport rurociągowy (PKD 60.30.Z);
- magazynowanie i przechowywanie towarów w pozostałych składowiskach (PKD 63.12.C);
- telefonię stacjonarną i telegrafię (PKD 64.20.A);
- telefonię ruchomą (PKD 64.20.B);
- transmisję danych i teleinformatykę (PKD 64.20.C);
- radiokomunikację (PKD 64.20.D);
- prace badawczo-rozwojowe w dziedzinie nauk technicznych (PKD 73.10.G);
- działalność geologiczno-poszukiwawczą (PKD 74.20.B);

- działalność geodezyjną i kartograficzną (PKD 74.20.C);
- leasing składników majątku służącego przesyłowi energii i gazu (PKD 65.21.Z, 71.21.Z);
- badania i analizy techniczne (PKD 74.30.Z).

Ponadto przedmiotem działalności PGNiG jest:

- obsługa i naprawa pojazdów mechanicznych (PKD 29.56.B, 29.52B. 50.20.A);
- hotele i motele wraz z restauracjami (PKD 55.11. Z);
- hotele i motele bez restauracji (PKD 55.10.Z);
- wynajem nieruchomości na własny rachunek (PKD 70.20.Z);
- zarządzanie nieruchomościami mieszkalnymi (PKD 70.32.Z);
- zarządzanie nieruchomościami niemieszkalnymi (PKD 70.32.Z);
- kupno i sprzedaż nieruchomości na własny rachunek (PKD 70.12.Z);
- działalność bibliotek innych niż publiczne (PKD 92.51.B);
- działalność archiwów (PKD 92.51.C);
- działalność muzeów (PKD 92.52.C);
- pozostała sprzedaż hurtowa wyspecjalizowana (PKD 51);
- działalność biur turystycznych (PKD 63.30).

6 OPIS HISTORII EMITENTA

Historia polskiego gazownictwa oraz górnictwa naftowego sięga XIX wieku, kiedy to z jednej strony w największych miastach na ziemiach obecnie należących do Polski powstawały pierwsze gazownie, a z drugiej były tworzone zręby górnictwa naftowego. Jednak aż do roku 1976 gazownictwo oraz górnictwo naftowe rozwijało się w ramach odrębnych struktur.

6.1 Rozwój gazownictwa do roku 1976

Jak wspomniano na wstępie, pierwsze gazownie na ziemiach polskich powstały w połowie XIX wieku. Zbudowano je między innymi w Gdańsku, Warszawie, Wrocławiu, Poznaniu, Krakowie, Bydgoszczy, Szczecinie oraz Toruniu. Od początku istnienia do roku 1950 gazownie podlegały zarządom miast lub prywatnym właścicielom. Na podstawie dekretu z dnia 1 stycznia 1947 r. o tworzeniu przedsiębiorstw państwowych Minister Górnictwa i Energetyki wydał w dniu 16 lutego 1950 r. zarządzenie o upaństwowieniu gazowni. Na mocy tego samego zarządzenia powstał Centralny Urząd Gazownictwa w celu koordynacji działań i nadzoru nad nowo powstałymi przedsiębiorstwami państwowymi w gazownictwie. Następnie zarządzeniem Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 19 grudnia 1966 r. powołano okręgi gazownicze, które przejęły do swoich struktur wszystkie gazownie miejskie będące do tej pory własnością miast. Proces scalania wszystkich polskich gazowni w ramach Zjednoczenia Przemysłu Gazowniczego został zakończony w 1969 roku.

6.2 Rozwój górnictwa naftowego do roku 1976

Na terenie dawnego zaboru austriackiego już na początku XIX wieku pojawiły się regulacje prawne odnoszące się do problematyki wydobycia ropy naftowej oraz gazu ziemnego. Od połowy XIX wieku prawo do wydobycia jak też do samej ropy oraz gazu przypadało właścicielom gruntów. Po odzyskaniu niepodległości przez Polskę sytuacja ta uległa zmianie. Na mocy rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie powołania przedsiębiorstwa państwowego „Państwowa Fabryka Olejów Mineralnych" utworzono państwowy przemysł wydobywczy, przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego. Następnie z dniem 1 czerwca 1945 r. powstało Zjednoczenie Przemysłu Naftowego i Gazu Ziemnego podlegające Centralnemu Zarządowi Przemysłu Paliw Płynnych. W dniu 29 listopada 1958 r. zarządzeniem Ministra Górnictwa i Energetyki utworzono Zjednoczenie Przemysłu Naftowego w Warszawie, któremu podporządkowano dwa wielozakładowe przedsiębiorstwa. W dniu 4 sierpnia 1967 r. zarządzeniem nr 82 Ministra Górnictwa zmieniono statut Zjednoczenia oraz nadano Zjednoczeniu nową nazwę: Zjednoczenie Górnictwa Naftowego. W skład tego Zjednoczenia wchodziły: Przedsiębiorstwo Poszukiwań Naftowych w Jaśle, Pile, Krakowie, Wołominie i Zielonej Górze, Przedsiębiorstwa Geofizyki Przemysłu Naftowego w Krakowie i Toruniu, Przedsiębiorstwa Kopalnictwa Naftowego w Krośnie, Mielcu, Gorlicach i Ustrzykach Dolnych, Przedsiębiorstwo Kopalnictwa Gazu Ziemnego w Sanoku, Zakłady Naprawcze Urządzeń

Naftowych w Krośnie, Przedsiębiorstwo Budownictwa Naftowego „Naftomontaż" w Krośnie oraz Instytut Nafty w Krakowie i Biuro Dokumentacji i Projektów Geologicznych "Geonafta" w Warszawie.

6.3 Utworzenie Zjednoczenia Górnictwa Naftowego i Gazowniczego oraz PP PGNiG

W 1976 roku powstało Zjednoczenie Górnictwa Naftowego i Gazowniczego utworzone ze Zjednoczenia Przemysłu Gazowniczego oraz ze Zjednoczenia Przemysłu Naftowego. Na podstawie Ustawy o Przedsiębiorstwach Państwowych, zarządzeniem z dnia 1 sierpnia 1982 r. nr 56 Ministra Górnictwa i Energetyki utworzono z dniem 1 września 1982 r. PP PGNiG. Przedsiębiorstwo miało strukturę wielozakładową i było zorganizowane w układzie technologicznym pionowym. W skład tej struktury wchodziło 61 zakładów samobilansujących.

6.4 Restrukturyzacja oraz prywatyzacja PGNiG

Od 1996 roku koncepcje prywatyzacji oraz restrukturyzacji PP PGNiG (potem PGNiG) podlegały zmianom i były kolejno ujmowane przez Radę Ministrów RP w:

- Programie Restrukturyzacji PP PGNiG z 1996 r.;
- zmianach do Programu Restrukturyzacji PP PGNiG z 1996 r. wprowadzonych w maju 2000 roku;
- Programie Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2002 r.;
- Programie Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r.

Żaden z programów obowiązujących w latach 1996-2004 nie został w pełni zrealizowany. Obecnie trwa realizacja Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r.

6.4.1 Realizacja Programu Restrukturyzacji PP PGNiG z 1996 r.

W dniu 4 września 1995 r. Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów RP podjął decyzję w sprawie restrukturyzacji organizacyjnej PP PGNiG, przy czym uznał za celowe etapowe realizowanie restrukturyzacji PP PGNiG, w ramach którego założono: (i) przekształcenie PP PGNiG w całości w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa oraz (ii) realizację decyzji Urzędu Antymonopolowego z dnia 12 marca 1993 r. Ostateczna koncepcja restrukturyzacji została ujęta w uchwalonym przez Radę Ministrów RP Programie Restrukturyzacji PP PGNiG z 1996 r. Program Restrukturyzacji PP PGNiG z 1996 r. zakładał trzy etapy: (i) przekształcenie PP PGNiG w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa, (ii) wyodrębnienie z PGNiG zakładów serwisowych i produkcji pomocniczych w formie spółek prawa handlowego, (iii) utworzenie dwóch spółek: „Polskiego Gazownictwa" oraz „Polskiego Górnictwa Naftowego".

Na podstawie Aktu Przekształcenia, art. 6 Ustawy o Prywatyzacji oraz w związku z rozporządzeniem Prezesa Rady Ministrów w sprawie przekształcenia państwowego przedsiębiorstwa użyteczności publicznej „Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie" w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa z dnia 30 września 1996 r. (Dz. U. Nr 116, poz. 553), w 1996 roku dokonano przekształcenia PP PGNiG, w skład którego wchodziły zakłady sporządzające samodzielne sprawozdania finansowe, w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. W Akcie Przekształcenia wskazano, że kapitał własny Spółki zostaje pokryty funduszem założycielskim i funduszem przedsiębiorstwa. Fundusze specjalne PP PGNiG, według bilansu zamknięcia, stały się funduszami celowymi w Spółce, z zachowaniem dotychczasowego ich przeznaczenia.

W dniu 30 października 1996 r. zostało wydane przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, Wydział XVI Gospodarczy postanowienie o wpisie do rejestru handlowego, pod numerem RHB 48382, PGNiG o kapitale zakładowym 5.000.000.000 zł, na który składało się 5.000.000.000 akcji imiennych serii A o wartości nominalnej 1 zł każda. Od tego czasu kapitał zakładowy Spółki nie był podwyższany.

W ramach realizacji II etapu Programu Restrukturyzacji PP PGNiG z 1996 r. wyodrębniono z PGNiG 16 spółek.

6.4.2 Zmiany do Programu Restrukturyzacji PP PGNiG z 1996 r.

W dniu 23 maja 2000 r. Rada Ministrów RP podjęła decyzję o odstąpieniu od realizacji III etapu Programu Restrukturyzacji PP PGNiG z 1996 r. tj. utworzenia dwóch spółek: „Polskiego Gazownictwa" oraz „Polskiego Górnictwa Naftowego" oraz przyjęła, że w następnym etapie restrukturyzacji PGNiG w celu jej późniejszej prywatyzacji powinno dojść do utworzenia sześciu przedsiębiorstw o charakterze funkcjonalnym: jednej spółki przesyłowo-magazynowej (spółki o charakterze holdingowym), jednej spółki poszukiwawczo-wydobywczej oraz czterech spółek dystrybucji i sprzedaży (pięciu spółek zależnych).

W dniu 29 maja 2001 r. Rada Ministrów RP przyjęła „Założenia prywatyzacji sektora gazowego w Polsce", które stanowią realizację oraz uzupełnienie przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 23 maja 2000 r. programu restrukturyzacji organizacyjnej sektora gazowego. „Założenia prywatyzacji sektora gazowego w Polsce" przewidywały, że w pierwszej kolejności prywatyzacja obejmie spółkę poszukiwawczo-wydobywczą oraz cztery spółki gazownictwa.

6.4.3 Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2002 r. – wydzielenie Spółek Gazownictwa

Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2002 r. zastąpił zmieniony w 2000 roku Program Restrukturyzacji PP PGNiG z 1996 r. W ramach realizacji Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2002 r. z dniem 1 stycznia 2003 r. wydzielono ze struktur PGNiG sześć Spółek Gazownictwa, które przejęły zobowiązania z tytułu gwarancji udzielonych przez Skarb Państwa na kredyty bankowe zaciągnięte przez PGNiG w częściach wynikających z wykorzystania środków z tych kredytów przez odpowiednie Spółki Gazownictwa. Spółki Gazownictwa stały się gwarantami Euroobligacji.

6.4.4 Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r.

Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2002 r. został zastąpiony Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. przyjętym przez Radę Ministrów RP w dniu 5 października 2004 r. Wprowadzone przez Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. zmiany miały na celu przede wszystkim dostosowanie Spółki oraz obszarów jej działalności do wymagań wynikających z Nowej Dyrektywy Gazowej, w szczególności w zakresie działalności przesyłowej prowadzonej przez PGNiG. Szczegółowe założenia Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. zostały opisane w pkt. 3.10 Rozdziału V Prospektu.

7 RODZAJE I WARTOŚĆ ORAZ ZASADY TWORZENIA KAPITAŁÓW WŁASNYCH EMITENTA

7.1.1 Rodzaje i wartość kapitałów własnych Emitenta

Poniższa tabela przedstawia kapitały własne PGNiG według stanu na dzień 31 marca 2005 r.

	w tys. PLN
Kapitał (fundusz) własny	**8.406.788**
Kapitał (fundusz) podstawowy	5.000.000
Należne wpłaty na kapitał podstawowy (wielkości ujemne)	-
Akcje własne (wielkość ujemna)	-
Kapitał (fundusz) zapasowy	2.373.761
Kapitał (fundusz) z aktualizacji wyceny	1.630
Zysk (strata) z lat ubiegłych	746.713
Zysk (strata) netto	284.684

7.1.2 Zasady tworzenia kapitałów własnych Emitenta

Zgodnie z § 61 ust. 1 Statutu, Spółka tworzy następujące kapitały i fundusze: (i) kapitał zakładowy, (ii) kapitał zapasowy, (iii) kapitał rezerwowy z aktualizacji wyceny, (iv) pozostałe kapitały rezerwowe, (v) zakładowy fundusz świadczeń socjalnych. Uchwałą Walnego Zgromadzenia Spółka może tworzyć i znosić inne kapitały na pokrycie szczególnych strat lub wydatków na początku lub w trakcie roku obrotowego. Zgodnie ze § 56 ust. 3 pkt. 9 Statutu tworzenie, użycie oraz likwidacja kapitałów rezerwowych wymaga uchwały Walnego Zgromadzenia. Ponadto zgodnie z art. 396 § 5 KSH o użyciu kapitału zapasowego oraz rezerwowego rozstrzyga Walne Zgromadzenie; jednakże części kapitału zapasowego w wysokości jednej trzeciej kapitału zakładowego można użyć jedynie na pokrycie straty wykazanej w sprawozdaniu finansowym.

Zasady tworzenia kapitału zakładowego przewidziane są przez przepisy KSH, na mocy których można wyróżnić „zwykłe" podwyższenie kapitału zakładowego (art. 431 KSH), podwyższenie kapitału zakładowego ze środków spółki (art. 442 KSH), podwyższenia kapitału zakładowego w ramach kapitału docelowego (art. 444 KSH) oraz warunkowe podwyższenie kapitału zakładowego (art. 448 KSH). Statut w obecnym brzmieniu nie przewiduje ani upoważnienia do podwyższenia kapitału w ramach kapitału docelowego ani warunkowego podwyższenia kapitału zakładowego. Stosownie do art. 431 § 3 KSH może być dokonane dopiero po całkowitym wpłaceniu co najmniej 9/10 dotychczasowego kapitału zakładowego.

Zgodnie z § 63 ust. 2 Statutu oraz art. 396 KSH, Walne Zgromadzenie dokonuje odpisów z zysku na kapitał zapasowy w wysokości co najmniej 8% zysku za dany rok obrotowy dopóki kapitał ten nie osiągnie przynajmniej jednej trzeciej części kapitału zakładowego. Stosownie do art. 396 § 2 KSH do kapitału zapasowego przelewa się także nadwyżki, osiągnięte przy emisji Akcji powyżej ich wartości nominalnej, a pozostałe – po pokryciu kosztów emisji Akcji. Stosownie do art. 396 § 3 KSH, do kapitału zapasowego wpływają również dopłaty, które uiszczają Akcjonariusze w zamian za przyznane szczególne uprawnienia ich dotychczasowym Akcjom, o ile te dopłaty nie będą użyte na wyrównanie nadzwyczajnych odpisów lub strat.

8 PODSTAWOWE ZASADY POLITYKI ZARZĄDU EMITENTA CO DO WYPŁATY DYWIDENDY W OKRESIE OSTATNICH 3 LAT OBROTOWYCH ORAZ ZASADY POLITYKI CO DO WYPŁATY DYWIDENDY W OKRESIE NAJBLIŻSZYCH 3 LAT OBROTOWYCH

8.1 Zasady polityki Zarządu co do wypłaty dywidendy w okresie ostatnich 3 lat obrotowych

Zarząd Spółki zaproponował podział zysku bilansowego za 2004 rok i przeznaczenie na dywidendę kwoty 300.000 tys. zł, tj. 40,18% zysku. Na zasady wypłaty dywidendy za rok 2004 miał wpływ Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. W dniu 29 kwietnia 2005 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie mając na uwadze „*zapisy programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A. przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 5 października 2004 r. dotyczące wydzielenia i zapewnienia niezależności Operatora Systemu Przesyłowego - Spółki PGNiG –Przesył Sp. z o.o. celem wyposażenia Operatora w kluczowe elementy systemu przesyłowego*" przeznaczyło kwotę 500.000 tys. zł na wypłatę dywidendy dla Akcjonariusza z takim zastrzeżeniem, że:

„2. *Wypłata dywidendy za rok 2004 nastąpi w formie niepieniężnej w postaci: a) nieruchomości, rzeczy ruchomych, praw majątkowych będących w ewidencji księgowej regionalnych oddziałów przesyłu we Wrocławiu, Świerklanach, Tarnowie, Warszawie, Gdańsku oraz Poznaniu; b) nieruchomości, rzeczy ruchomych, praw majątkowych stanowiących aktywne elementy systemu przesyłowego w postaci tłoczni gazu i stacji gazowych. 3 Szczegółowy wykaz przedmiotów dywidendy zostanie zatwierdzony uchwałą Walnego Zgromadzenia Spółki przed dniem wypłaty dywidendy to jest przed dniem wydania przedmiotów dywidendy. 4. Termin wypłaty dywidendy określa się na dzień 17 maja 2005 r.*"

Wejście w życie uchwały o wypłacie zysku w formie niepieniężnej jest uzależnione od zarejestrowania zmian Statutu przyjętych w tym zakresie. Tego samego dnia Zwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę nr 1 w sprawie zmian Statutu, zgodnie z którą: „*Wypłata dywidendy za rok 2004 może nastąpić także w formie niepieniężnej. Zwyczajne Walne Zgromadzenie ustali przedmiot dywidendy niepieniężnej*." W dniu 19 maja 2005 r. uchwała ta została zarejestrowana. Żadne składniki majątku przesyłowego PGNiG ani spółek z Grupy PGNiG, a w szczególności te, które będą oddane do użytkowania przez PGNiG Przesył na podstawie Umowy Leasingu oraz te, które zostaną wydane Skarbowi Państwa w formie dywidendy niepieniężnej w celu dokapitalizowania spółki PGNiG Przesył, nie stanowią przedmiotu zabezpieczenia rzeczowego spłaty zaciągniętych przez PGNiG lub spółki z Grupy PGNiG kredytów lub pożyczek.

W dniu 30 czerwca 2004 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę o wypłacie dywidendy w wysokości 5.438 tys. zł, przy czym Zarząd nie wnosił o dokonanie takiej wypłaty. W roku 2003 Emitent nie wypłacał dywidendy. Na wniosek Zarządu Walne Zgromadzenie przeznaczało zysk za lata 2002 oraz w pozostałej części za 2003 rok na kapitał zapasowy Spółki w celu m. in. restrukturyzacji finansowej zadłużenia zgodnie z programem rządowym.

Na zasady wypłaty zysku przez PGNiG w okresie ostatnich 3 lat obrotowych, miały wpływ warunki określone w ustawie z dnia 1 grudnia 1995 r. o wpłatach z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa (Dz.U. Nr 154, poz. 792). Zgodnie z treścią art. 4 ww. ustawy, Spółka zobowiązana jest do dokonania wpłaty z zysku w wysokości 15% zysku, po opodatkowaniu podatkiem dochodowym, na rzecz budżetu Państwa. Z chwilą, gdy Emitent przestanie być jednoosobową spółką Skarbu Państwa nie będzie zobowiązany do dokonywania wpłat z zysku, o których mowa powyżej.

Na podstawie powyższej ustawy naliczono następujące wpłaty do budżetu:

- w 2004 roku - 145.774,7 tys. PLN;
- w 2003 roku - 74.383,6 tys. PLN;
- w 2002 roku - 26.167 tys. PLN.

8.2 Zasady polityki Zarządu co do wypłaty dywidendy w okresie najbliższych 3 lat obrotowych

Na zasady wypłaty dywidendy w następnych trzech latach obrotowych będą miały również wpływ postanowienia Statutu uchwalone w dniu 5 maja 2005 r. Stosownie do § 63 ust. 6 Statutu wypłata dywidendy za lata 2005–2009 może nastąpić także w formie niepieniężnej. Zwyczajne Walne Zgromadzenie ustala przedmiot dywidendy niepieniężnej określając sposób wyceny jej składników. Walne Zgromadzenie ustala politykę dywidendową PGNiG na lata 2005–2009. Walne Zgromadzenie może wskazać Akcjonariusza, na rzecz którego może być wypłacona dywidenda niepieniężna.

Zarząd zamierza rekomendować, aby część zysku netto, wypłacana Akcjonariuszom w formie dywidendy („stopa wypłaty dywidendy"), była podwyższana do osiągnięcia docelowej stopy wypłaty dywidendy na poziomie 20% za 2007 rok. Biorąc pod uwagę krótkoterminowe zobowiązania inwestycyjne Spółki, Zarząd zamierza zarekomendować wypłatę dywidendy za lata 2005 i 2006, jednakże przy stopie wypłaty dywidendy niższej niż 20% jednak nie niższej niż 5%.

Zarząd zastrzega, że wypłata dywidendy, jeżeli taka nastąpi oraz jej wysokość, będą zależały od szeregu czynników, takich jak wyniki finansowe, wymogi wynikające z programu inwestycyjnego i warunki rynkowe. Zarząd nie może jednak zapewnić, że będzie rekomendował wypłatę dywidendy.

8.2.1 Terminy podejmowania decyzji o wypłacie dywidendy

Stosownie do art. 395 § 2 pkt 2 KSH, organem właściwym do podejmowania decyzji o podziale zysku i wypłacie dywidendy jest Walne Zgromadzenie. Walne Zgromadzenie podejmuje uchwałę o tym, czy i jaką część zysku przeznaczyć na wypłatę dywidendy. Prawo do uczestnictwa w dywidendzie mają wszystkie Akcje. Propozycję podziału zysku zaopiniowaną przez Radę Nadzorczą przedstawia Zwyczajnemu Walnemu Zgromadzeniu Zarząd. Zgodnie z art. 395 § 1 KSH, Zwyczajne Walne Zgromadzenie powinno się odbyć w ciągu sześciu miesięcy po upływie roku obrotowego.

8.2.2 Sposób ogłoszenia informacji o odbiorze dywidendy

Informacje o odbiorze dywidendy ogłaszane będą w formie Raportów Bieżących.

8.2.3 Osoby, którym przysługuje prawo do dywidendy

Osoby, na których rachunkach będą zapisane Akcje w dniu dywidendy.

8.2.4 Warunki odbioru dywidendy, termin, w którym przysługuje prawo do dywidendy i konsekwencje niezrealizowania prawa w terminie

Warunki odbioru dywidendy przez Akcjonariuszy odpowiadają zasadom przyjętym dla spółek publicznych. Oprócz tego stosownie do § 23 Regulaminu GPW, emitent papierów wartościowych dopuszczonych do obrotu giełdowego obowiązany jest informować niezwłocznie GPW o zamierzeniach związanych z wykonywaniem praw z papierów wartościowych już notowanych, jak również o podjętych w tym przedmiocie decyzjach, oraz uzgadniać z GPW te decyzje w zakresie, w którym mogą mieć wpływ na organizację i sposób przeprowadzania transakcji giełdowych. Powyższe obowiązki znajdują zastosowanie w szczególności do wypłaty dywidendy.

Wypłata dywidendy następuje za pośrednictwem systemu depozytowego KDPW. KDPW następnie przekazuje środki z tytułu dywidendy bezpośrednio na rachunki papierów wartościowych osób uprawnionych do dywidendy prowadzone przez poszczególne domy maklerskie.

Zgodnie z § 9 Rozdziału XII Oddział 3 Szczegółowych Zasad Obrotu Giełdowego, Emitent jest obowiązany bezzwłocznie powiadomić GPW o podjęciu uchwały o przeznaczeniu zysku na wypłatę dywidendy dla Akcjonariuszy, wysokości dywidendy, dniu ustalenia prawa do dywidendy oraz dniu wypłaty dywidendy.

Art. 348 § 3 KSH stanowi, że Walne Zgromadzenie spółki publicznej ustala dzień dywidendy, tj. dzień ustalenia prawa do dywidendy, oraz termin wypłaty dywidendy. Dzień dywidendy może być wyznaczony na dzień powzięcia uchwały albo w okresie kolejnych trzech miesięcy licząc od tego dnia.

Ponadto § 91 Szczegółowych Zasad Działania KDPW nakłada na Emitenta obowiązek poinformowania KDPW o wysokości dywidendy, dniu ustalenia prawa do dywidendy (określonym w przepisach KSH jako „dzień dywidendy") oraz terminie wypłaty dywidendy. Terminy te Emitent będzie zobowiązany uzgadniać z KDPW. Zgodnie z § 91 ust. 2 Szczegółowych Zasad Działania KDPW, między dniem ustalenia prawa do dywidendy a dniem wypłaty dywidendy musi upływać co najmniej dziesięć dni. Zgodnie z § 5 ust. 1 Regulaminu KDPW bieg tych terminów oblicza się biorąc pod uwagę dni robocze z wyłączeniem sobót.

Roszczenie o wypłatę dywidendy podlega 10-letniemu terminowi przedawnienia.

8.2.5 Uprzywilejowanie co do dywidendy

Akcje nie są uprzywilejowane co do dywidendy.

9 LICZBA I RODZAJ AKCJI TWORZĄCYCH KAPITAŁ ZAKŁADOWY EMITENTA

Przedstawiona poniżej tabela określa Akcje tworzące kapitał zakładowy Emitenta na dzień 31 marca 2005 r. Wszystkie Akcje zostały w pełni opłacone.

Seria Akcji	Numery	Liczba Akcji	Rodzaj Akcji	Wartość nominalna	Cena emisyjna
A	nr A 00.000.000.001 do nr A 04.250.000.000	4.250.000.000	akcje zwykłe na okaziciela	1	Akcje Serii A zostały objęte w związku z przekształceniem PP PGNiG w PGNiG
A1 *	nr A1 0.000.000.001 do nr A1 0.750.000.000	750.000.000	akcje zwykłe na okaziciela	1	Akcje Serii A1 zostały wydzielone z Akcji Serii A, objętych w związku z przekształceniem PP PGNiG w PGNiG
Kapitał zakładowy w sumie	**5.000.000.000**	**5.000.000.000**			

** Uchwała w sprawie wydzielenia Akcji Serii A1 nie została na dzień 24 maja 2005 r. wpisana do rejestru przedsiębiorców.*

10 LICZBA I RODZAJ AKCJI INNYCH NIŻ AKCJE TWORZĄCE KAPITAŁ ZAKŁADOWY

Nie występują akcje tego rodzaju.

11 NIEOPŁACONA CZĘŚĆ KAPITAŁU ZAKŁADOWEGO

Kapitał zakładowy Emitenta został pokryty w całości.

12 ZMIANY KAPITAŁU ZAKŁADOWEGO SPÓŁKI W OKRESIE OSTATNICH 3 LAT

W ciągu ostatnich trzech lat nie następowały zmiany w kapitale zakładowym Emitenta.

13 WKŁADY NIEPIENIĘŻNE WNIESIONE DO SPÓŁKI W CIĄGU OSTATNICH 3 LAT

W ciągu ostatnich trzech lat nie były wnoszone do Spółki wkłady niepieniężne.

14 DODATKOWE WARUNKI JAKIE MUSZĄ BYĆ SPEŁNIONE PRZY ZMIANACH KAPITAŁU ZAKŁADOWEGO

Zważywszy na to, że podwyższenie kapitału zakładowego następuje poprzez zmianę Statutu należy podkreślić, że stosownie do § 56 ust. 8 Statutu, zmiana Statutu wymaga zaopiniowania przez ministra właściwego ds. gospodarki. Brak opinii ministra właściwego ds. gospodarki lub opinia negatywna nie wykluczają poddania ww. uchwał pod głosowanie Walnego Zgromadzenia.

15 PRZEWIDYWANE ZMIANY KAPITAŁU ZAKŁADOWEGO W WYNIKU REALIZACJI PRZEZ OBLIGATARIUSZY UPRAWNIEŃ Z OBLIGACJI ZAMIENNYCH LUB Z OBLIGACJI DAJĄCYCH PIERWSZEŃSTWO DO OBJĘCIA W PRZYSZŁOŚCI NOWYCH EMISJI AKCJI

Do dnia sporządzenia Prospektu Emitent nie wyemitował obligacji zamiennych ani obligacji z prawem pierwszeństwa objęcia Akcji przyszłych emisji.

16 KAPITAŁ DOCELOWY

Statut nie zawiera upoważnienia do podwyższenia kapitału zakładowego w ramach kapitału docelowego.

17 ŚWIADECTWA UŻYTKOWE

Statut Emitenta nie przewiduje wydawania świadectw użytkowych.

18 ŚWIADECTWA ZAŁOŻYCIELSKIE

Statut Emitenta nie przewiduje wydawania świadectw założycielskich.

19 LICZBA, WARTOŚĆ NOMINALNA I WARTOŚĆ EWIDENCYJNA AKCJI EMITENTA BĘDĄCYCH JEGO WŁASNOŚCIĄ LUB WŁASNOŚCIĄ INNEJ JEDNOSTKI NALEŻĄCEJ DO JEGO GRUPY KAPITAŁOWEJ

Na dzień sporządzenia Prospektu, ani Emitent, ani spółki z Grupy Kapitałowej PGNiG nie posiadają Akcji.

20 NABYCIE WŁASNYCH AKCJI W CELU ZAPOBIEŻENIA BEZPOŚREDNIO ZAGRAŻAJĄCEJ SPÓŁCE POWAŻNEJ SZKODZIE W OKRESIE OSTATNICH 3 LAT

Emitent nie nabywał w okresie ostatnich 3 lat obrotowych własnych Akcji.

21 RYNKI PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH NA JAKICH BYŁY NOTOWANE PAPIERY EMITENTA

Do dnia sporządzenia Prospektu, żadne papiery wartościowe emitowane przez Emitenta nie były notowane na jakimkolwiek rynku papierów wartościowych jak również nie były wystawiane w związku z papierami wartościowymi emitowanymi przez Spółkę kwity depozytowe.

Spółka zależna Emitenta (100% udziałów należy do Emitenta), PGNiG Finance B.V., spółka z ograniczoną odpowiedzialnością prawa holenderskiego, z siedzibą w Amsterdamie w Holandii, utworzona przez Spółkę na potrzeby finansowania działalności Emitenta, dokonała w październiku 2001 roku emisji pięcioletnich obligacji na rynkach międzynarodowych (data zapadalności obligacji – 30 października 2006 r.). Łączna wartość nominalna wyemitowanych Euroobligacji wynosiła 800.000 tys. EUR, obligacje posiadały wartość nominalną 1.000 EUR, 10.000 EUR i 100.000 EUR, cena emisyjna wyniosła 99,967% wartości nominalnej obligacji, a roczne oprocentowanie, wypłacane w okresach rocznych, zostało określone na poziomie 6,75%. Euroobligacje te były objęte gwarancjami Emitenta oraz Spółek Gazownictwa i były przedmiotem notowań na giełdzie papierów wartościowych w Luksemburgu (*Luxembourg Stock Exchange*), gdzie zostały dopuszczone do obrotu z dniem 30 października 2001 r. Euroobligacje były objęte kodem XSO137932470. W dniu 6 kwietnia 2005 r. Euroobligacje zostały wykupione i umorzone.

Notowania obligacji wyemitowanych przez PGNiG Finance B.V. w okresie trzech lat



Powyższy wykres przedstawia cenę za 100 EUR wartości nominalnej obligacji (nie uwzględnia skumulowanych odsetek).

Poniższa tabela przedstawia średnie ceny obligacji oraz średnią wartość odpowiedniego indeksu *Luxembourg Stock Exchange*.

Okres	Średnia wartość indeksu	Średnia cena obligacji w EUR
I kw. 2002 r.	1137,75	99,32
II kw. 2002 r.	1105,23	99,51
III kw. 2002 r.	864,80	99,18
IV kw. 2002 r.	743,94	101,07
I kw. 2003 r.	697,50	105,16
II kw. 2003 r.	762,30	104,98
III kw. 2003 r.	896,10	101,67
IV kw. 2003 r.	984,19	102,83
I kw. 2004 r.	1069,84	105,06
II kw. 2004 r.	1050,29	105,67
III kw. 2004 r.	1048,74	106,27
IV kw. 2004 r.	1194,86	106,66
I kw. 2005 r.	1338,34	106,27

22 WYPOWIEDZENIE PRZEZ EMITENTA LUB PODMIOT UPRAWNIONY DO BADANIA UMOWY O DOKONANIE BADANIA, PRZEGLĄDU LUB INNYCH USŁUG, DOTYCZĄCYCH SPRAWOZDAŃ FINANSOWYCH EMITENTA

Emitent ani podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych Emitenta nie wypowiedział tego typu umowy.

23 OPIS ZDARZEŃ, O KTÓRYCH MOWA W PRAWIE UPADŁOŚCIOWYM I NAPRAWCZYM, KTÓRE MIAŁY MIEJSCE W OKRESIE OSTATNICH 3 LAT, A KTÓRE MAJĄ ISTOTNY WPŁYW NA ZARZĄDZANIE EMITENTEM

W odniesieniu do Emitenta nie wystąpiły zdarzenia, o których mowa w ustawie wymienionej w tytule niniejszego punktu.

24 UMORZENIE PROWADZONEJ PRZECIWKO EMITENTOWI EGZEKUCJI SĄDOWEJ LUB ADMINISTRACYJNEJ Z UWAGI NA FAKT, ŻE Z EGZEKUCJI NIE UZYSKA SIĘ SUMY WIĘKSZEJ OD KOSZTÓW POSTĘPOWANIA EGZEKUCYJNEGO

W odniesieniu do Emitenta nie miały miejsca zdarzenia, o których mowa w tytule niniejszego punktu.

25 OTWARCIE POSTĘPOWANIA LIKWIDACYJNEGO

W stosunku do Emitenta nie zostało otwarte postępowanie likwidacyjne.

26 WPISANIE DANYCH DOTYCZĄCYCH PRZEDSIĘBIORSTWA EMITENTA DO DZIAŁU 4 REJESTRU PRZEDSIĘBIORCÓW ZGODNIE Z USTAWĄ O KRS

Dane dotyczące przedsiębiorstwa Emitenta nie zostały wpisane do działu 4 rejestru przedsiębiorców.

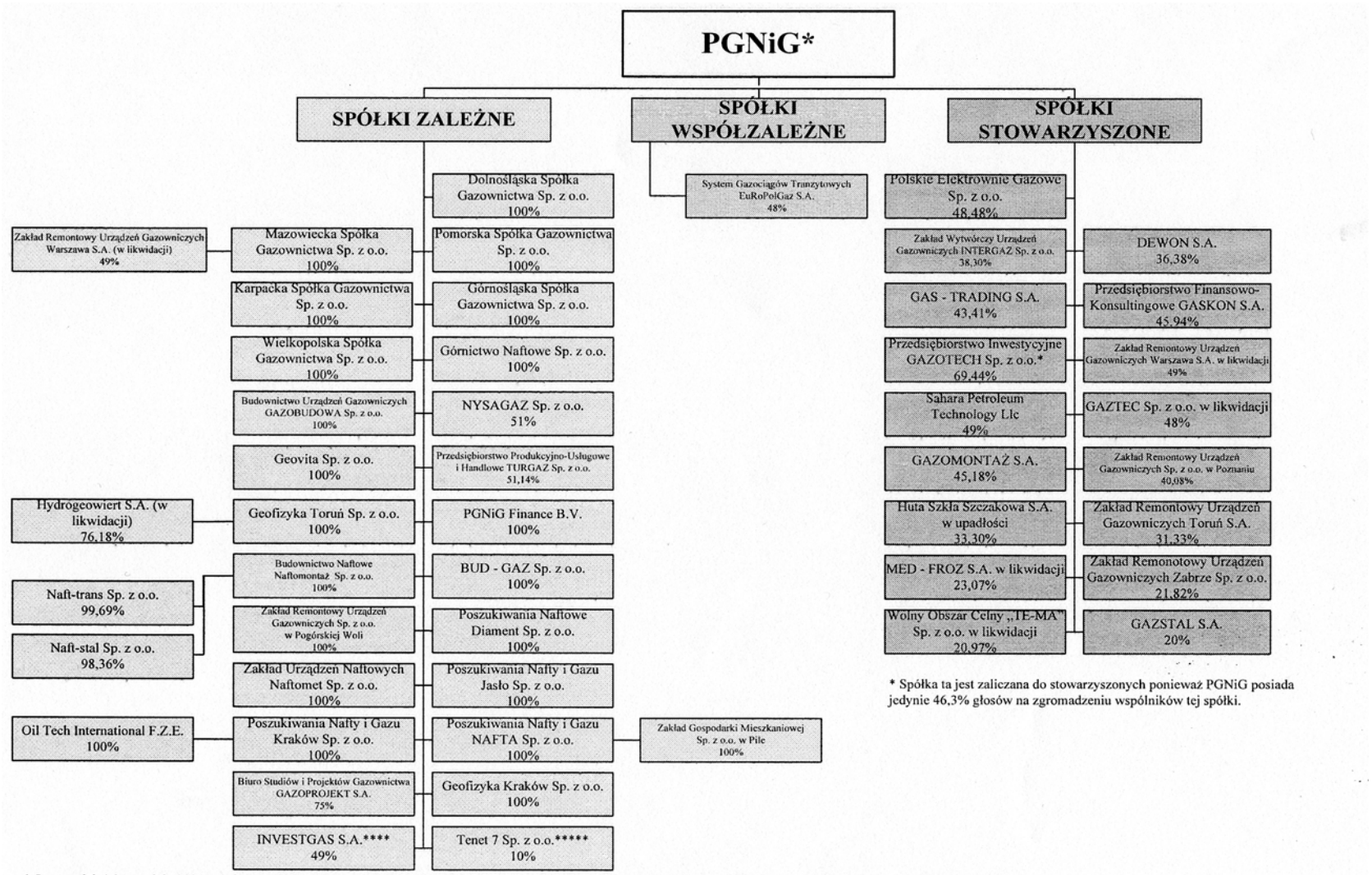
27 OPIS POWIĄZAŃ ORGANIZACYJNYCH LUB KAPITAŁOWYCH EMITENTA

Grupę Kapitałową PGNiG tworzy PGNiG, pełniący rolę jednostki dominującej, wraz z 31 spółkami zależnymi, z których dwie są w likwidacji, oraz 17 jednostek stowarzyszonych, z czego trzy są w likwidacji, a jedna w upadłości. Kluczowe znaczenie dla działalności PGNiG, ze względu na wysokość generowanych przychodów, mają Spółki Gazownictwa (jednostki zależne) oraz EuRoPol GAZ (jednostka współzależna). Według danych na dzień 31 grudnia 2004 r. przychód Spółek Gazownictwa wraz z przychodem spółki współzależnej EuRoPol GAZ stanowił 46% przychodu całej Grupy Kapitałowej PGNiG (przed korektami konsolidacyjnymi), a łącznie z przychodami PGNiG stanowił 93%. Z tych względów w Prospekcie ww. spółki są opisane jako Grupa PGNiG wyodrębniona w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG.

Ogólne ramy sprawowania nadzoru właścicielskiego określa Statut, który ustala, jakiego rodzaju działania w zakresie wykonywania praw z akcji i udziałów będących w posiadaniu Spółki wymagają uchwał odpowiednich organów, tj. Zarządu, Rady Nadzorczej oraz Walnego Zgromadzenia. Podstawowe zasady sprawowania nadzoru właścicielskiego określa Regulamin Organizacyjny, zgodnie z którym ogólny nadzór właścicielski nad wszystkimi spółkami z udziałem PGNiG sprawuje Zarząd działając poprzez Departamenty Centrali. Szczegółowe zasady wykonywania praw korporacyjnych oraz nadzoru nad spółkami są regulowane w dokumencie: „Zasady sprawowania nadzoru właścicielskiego nad Spółkami Grupy PGNiG."

27.1 Schemat zaangażowania kapitałowego PGNiG

Poniższy wykres przedstawia schemat zaangażowania kapitałowego PGNiG, obejmujący jednostki tworzące Grupę Kapitałową PGNiG oraz jednostki współzależne i stowarzyszone.



* Stan na dzień 31 grudnia 2004 r. Schemat nie uwzględnia informacji na temat PGNiG Przesył - PGNiG przeniósł udziały PGNiG Przesył na Skarb Państwa w dniu 28 kwietnia 2005 r.
** Kolorem jaśniejszym oznaczono Grupę Kapitałową PGNiG zgodnie z definicją zawartą w Ustawie o Rachunkowości.
*** Spółki współzależne i stowarzyszone zgodnie z definicją zawartą w Ustawie o Rachunkowości.
**** Spółka ta jest zaliczana do spółek zależnych od PGNiG, ponieważ w radzie nadzorczej większość stanowią osoby wskazane przez PGNiG, a w związku z tym Emitent posiada większość głosów w radzie nadzorczej tego podmiotu.
***** Spółka ta jest zaliczana do spółek zależnych od PGNiG, ponieważ w radzie nadzorczej większość stanowią osoby powoływane przez PGNiG, a w związku z tym Emitent posiada większość głosów w radzie nadzorczej tego podmiotu.

27.2 Powiązania organizacyjne i kapitałowe Emitenta z podmiotami Grupy PGNiG

27.2.1 Charakterystyka najistotniejszych spółek zależnych

Poniżej przedstawione zostały krótkie charakterystyki najważniejszych spółek zależnych bezpośrednio od PGNiG.

GSG Sp. z o.o.

GSG Sp. z o.o. została zawiązana w dniu 22 grudnia 2000 r. pod firmą Śląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Sąd Rejonowy w Gliwicach, X Wydział Gospodarczy KRS dokonał rejestracji Śląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. w rejestrze przedsiębiorców w dniu 6 listopada 2002 r., pod numerem KRS 0000138137. Dnia 5 grudnia 2002 r. nadzwyczajne zgromadzenie wspólników dokonało zmiany firmy spółki na: Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

PGNiG od początku istnienia spółki GSG Sp. z o.o. był właścicielem 100% kapitału zakładowego tej spółki i posiadał uprawnienia do wykonywania 100% głosów na zgromadzeniu wspólników.

W wyniku dokonywanych podwyższeń kapitału zakładowego, PGNiG posiada obecnie 1.288.403 udziały w GSG Sp. z o.o. o wartości nominalnej 1 tys. zł każdy, o łącznej wartości nominalnej 1.288.403 tys. zł.

GSG Sp. z o.o. prowadzi działalność na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, gdzie posiada następujące oddziały: Oddział Zarząd Przedsiębiorstwa w Zabrzu, Zakład Gazowniczy w Zabrzu, Zakład Gazowniczy w Opolu oraz Oddział Operator Systemu Dystrybucyjnego w Zabrzu.

Podstawowym przedmiotem działalności spółki jest dystrybucja i obrót paliwami gazowymi na obszarze województwa śląskiego, opolskiego, małopolskiego, łódzkiego i świętokrzyskiego.

DSG Sp. z o.o.

DSG Sp. z o.o. została zawiązana w dniu 27 listopada 2002 r. Sąd Rejonowy dla Wrocławia-Fabrycznej we Wrocławiu, VI Wydział Gospodarczy KRS dokonał rejestracji DSG Sp. z o.o. w rejestrze przedsiębiorców w dniu 9 grudnia 2002 r., pod numerem KRS 0000142433.

PGNiG od początku istnienia spółki DSG Sp. z o.o. był właścicielem 100% kapitału zakładowego tej spółki i posiadał uprawnienia do wykonywania 100% głosów na zgromadzeniu wspólników.

W wyniku dokonywanych podwyższeń kapitału zakładowego, PGNiG posiada obecnie 551.108 udziałów w DSG Sp. z o.o. o wartości nominalnej 1 tys. zł każdy, o łącznej wartości nominalnej 551.108 tys. zł.

DSG Sp. z o.o. prowadzi działalność na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, gdzie posiada następujące oddziały: Zakład Gazowniczy Wrocław, Zakład Gazowniczy Zgorzelec, Zakład Gazowniczy Wałbrzych, Oddział Zarząd Przedsiębiorstwa oraz Oddział Operator Systemu Dystrybucyjnego we Wrocławiu.

Podstawowym przedmiotem działalności spółki jest dystrybucja i obrót paliwami gazowymi na obszarze województwa dolnośląskiego, lubuskiego i wielkopolskiego.

KSG Sp. z o.o.

KSG Sp. z o.o. została zawiązana w dniu 22 grudnia 2000 r. Sąd Rejonowy w Krakowie, XII Wydział Gospodarczy KRS dokonał rejestracji KSG Sp. z o.o. w rejestrze przedsiębiorców w dniu 13 września 2001 r., pod numerem KRS 0000043974. PGNiG od początku istnienia spółki KSG Sp. z o.o. był właścicielem 100% kapitału zakładowego tej spółki i posiadał uprawnienia do wykonywania 100% głosów na zgromadzeniu wspólników.

W wyniku dokonywanych podwyższeń kapitału zakładowego, PGNiG posiada obecnie 1.566.205 udziałów w KSG Sp. z o.o. o wartości nominalnej 1 tys. zł każdy, o łącznej wartości nominalnej 1.566.205 tys. zł.

KSG Sp. z o.o. prowadzi działalność na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, gdzie posiada następujące oddziały: Zakłady Gazownicze w Jarosławiu, Jaśle, Kielcach, Krakowie, Lublinie, Rzeszowie, Sandomierzu i w Tarnowie oraz Oddział Operator Systemu Dystrybucyjnego w Tarnowie.

Podstawowym przedmiotem działalności spółki jest dystrybucja i obrót paliwami gazowymi na obszarze województwa małopolskiego, podkarpackiego, świętokrzyskiego i lubelskiego.

MSG Sp. z o.o.

MSG Sp. z o.o. została zawiązana w dniu 22 grudnia 2000 r. Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy KRS dokonał rejestracji MSG Sp. z o.o. w rejestrze przedsiębiorców w dniu 24 stycznia 2003 r.,

pod numerem KRS 0000147419. PGNiG od początku istnienia spółki MSG Sp. z o.o. był właścicielem 100% kapitału zakładowego tej spółki i posiadał uprawnienia do wykonywania 100% głosów na zgromadzeniu wspólników.

W wyniku dokonywanych podwyższeń kapitału zakładowego, PGNiG posiada obecnie 997.841 udziałów w MSG Sp. z o.o. o wartości nominalnej 1 tys. zł każdy, o łącznej wartości nominalnej 997.841 tys. zł.

MSG Sp. z o.o. prowadzi działalność na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, gdzie posiada następujące oddziały: Gazownia Białostocka, Gazownia Warszawska, Gazownia Łódzka, Oddział Zarząd Przedsiębiorstwa oraz Oddział Operator Systemu Dystrybucyjnego w Warszawie.

Podstawowym przedmiotem działalności spółki jest dystrybucja i obrót paliwami gazowymi na obszarze województwa mazowieckiego, łódzkiego, podlaskiego, lubelskiego i warmińsko-mazurskiego.

PSG Sp. z o.o.

PSG Sp. z o.o. została zawiązana w dniu 27 listopada 2002 r. Sąd Rejonowy w Gdańsku, XII Wydział Gospodarczy KRS dokonał rejestracji PSG Sp. z o.o. w rejestrze przedsiębiorców w dniu 11 grudnia 2002 r., pod numerem KRS 0000142725. PGNiG od początku istnienia spółki PSG Sp. z o.o. był właścicielem 100% kapitału zakładowego tej spółki i posiadał uprawnienia do wykonywania 100% głosów na Zgromadzeniu Wspólników.

W wyniku dokonywanych podwyższeń kapitału zakładowego, PGNiG posiada obecnie 562.690 udziałów w PSG Sp. z o.o. o wartości nominalnej 1 tys. zł każdy, o łącznej wartości nominalnej 562.690 tys. zł.

PSG Sp. z o.o. prowadzi działalność na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, gdzie posiada następujące oddziały: Zakłady Gazownicze w Gdańsku, Bydgoszczy i Olsztynie oraz Oddział Operator Systemu Dystrybucyjnego w Gdańsku i Oddział Zarząd Przedsiębiorstwa w Gdańsku.

Podstawowym przedmiotem działalności spółki jest dystrybucja i obrót paliwami gazowymi na obszarze województwa pomorskiego, kujawsko-pomorskiego i warmińsko-mazurskiego.

WSG Sp. z o.o.

WSG Sp. z o.o. została zawiązana w dniu 22 grudnia 2000 r. pod firmą Pomorsko-Wielkopolska Spółka Gazownicza Sp. z o.o. Sąd Rejonowy w Poznaniu, XXI Wydział Gospodarczy KRS dokonał rejestracji Pomorsko-Wielkopolskiej Spółki Gazowniczej Sp. z o.o. w rejestrze przedsiębiorców w dniu 19 stycznia 2001 r., pod numerem KRS 0000000111. Dnia 5 grudnia 2002 r. nadzwyczajne zgromadzenie wspólników uchwaliło zmianę firmy tej spółki na: Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

PGNiG od początku istnienia spółki był właścicielem 100% kapitału zakładowego tej spółki i posiadał uprawnienia do wykonywania 100% głosów na zgromadzeniu wspólników.

W wyniku dokonywanych podwyższeń kapitału zakładowego, PGNiG posiada obecnie 864.071 udziałów w WSG Sp. z o.o. o wartości nominalnej 1 tys. zł każdy, o łącznej wartości nominalnej 864.071 tys. zł.

WSG Sp. z o.o. prowadzi działalność na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, gdzie posiada następujące oddziały: Zakłady Gazownicze w Poznaniu, Szczecinie, Koszalinie i Kaliszu, Oddział Zarząd Przedsiębiorstwa oraz Oddział Operator Systemu Dystrybucyjnego w Poznaniu.

Podstawowym przedmiotem działalności spółki jest dystrybucja i obrót paliwami gazowymi na obszarze czterech województw: wielkopolskiego, dolnośląskiego, zachodniopomorskiego i lubuskiego.

27.2.2 Charakterystyka najważniejszej jednostki współzależnej

EuRoPol GAZ

Spółka została zawiązana w dniu 23 września 1993 r. EuRoPol GAZ został wpisany do rejestru handlowego pod numerem RHB 38963, a w dniu 28 listopada 2001 r. do rejestru przedsiębiorców pod numerem KRS 0000060709. Założycielami spółki były następujące podmioty: PGNiG, Gazprom, Gas Trading. W kapitale zakładowym, wynoszącym 80.000 tys. zł, akcje, o wartości nominalnej 100 zł każda, zostały objęte w następujących proporcjach: PGNiG objął 384.000 akcji (48% kapitału zakładowego), Gazprom objął 384.000 akcji (48% kapitału zakładowego), a Gas Trading objął 32.000 akcji (4% kapitału zakładowego). Od chwili zawiązania spółki kapitał zakładowy nie był podwyższany, przy czym nie uległ zmianie również skład akcjonariatu.

EuRoPol GAZ został zawiązany w związku z zawartym w dniu 25 sierpnia 1993 r. w Warszawie „Porozumieniem między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu

gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej" zatwierdzonym uchwałą Rady Ministrów Rzeczypospolitej Polskiej nr 76/93 z dnia 14 września 1993 r. Podstawowym celem działalności spółki jest utworzenie systemu gazociągów tranzytowych do przesyłania gazu do państw europejskich i do Obwodu Kalingradzkiego Federacji Rosyjskiej przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, a także dla potrzeb gospodarki polskiej, zgodnie z postanowieniami wskazanego powyżej porozumienia.

27.3 PODSTAWOWE INFORMACJE TELEADRESOWE NA TEMAT JEDNOSTEK WCHODZĄCYCH W SKŁAD GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ORAZ NAJWAŻNIEJSZYCH JEDNOSTEK WSPÓŁZALEŻNYCH I STOWARZYSZONYCH

Firma/forma prawna	Kraj siedziby	Adres	Telefon/Fax	Adres głównej strony internetowej	REGON	NIP
JEDNOSTKI ZALEŻNE BEZPOŚREDNIO OD SPÓŁKI						
DSG Sp. z o.o.	Polska	ul. Ziębicka 44 50-507 Wrocław	(71) 364 94 00	www.gazownia.pl	932848007	899-24-64-378
GSG Sp. z o.o.	Polska	ul. Szczęść Boże 11 41-800 Zabrze	(32) 373 50 00	www.gaz.zabrze.pl	277456610	648-23-70-513
KSG Sp. z o.o.	Polska	ul. W. Stwosza 7 33-100 Tarnów	(14) 632 31 00	www.ksg.pl	852484171	993-02-46-349
MSG Sp. z o.o.	Polska	ul. M. Kasprzaka 25 01-224 Warszawa	(22) 691 79 01	www.msgaz.pl	017195708	527-23-26-936
PSG Sp. z o.o.	Polska	ul. Wałowa 41/43 80-858 Gdańsk	(58) 323 02 31	www.psgaz.pl	192811620	583-28-03-798
WSG Sp. z o.o.	Polska	ul. Grobla 15 61-859 Poznań	(61) 854 51 00	www.wsgaz.pl	634151410	778-13-87-479
Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	Polska	ul. M. Kasprzaka 25 01-224 Warszawa	(22) 583 55 16	brak	017196642	527-23-51-360
GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	Polska	ul. I. Łukasiewicza 3 31-429 Kraków	(12) 29 91 200	www.gk.com.pl	351451268	675-11-84-929
GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	Polska	ul. B. Chrobrego 50 87-100 Toruń	(56) 659 31 01	www.geofizyka.torun.pl	870636997	879-20-46-601
PNiG Kraków Sp. z o.o.	Polska	ul. Lubicz 25 31-503 Kraków	(12) 421 06 59	www.ogec.krakow.pl	351458514	675-11-85-552
PNiG Jasło Sp. z o.o.	Polska	ul. A. Asnyka 6 38-200 Jasło	(13) 446 20 61	www.pnig.jaslo.pl	370415881	685-19-26-516
PNiG Nafta Sp. z o.o.	Polska	Plac S. Staszica 9 64-920 Piła	(67) 215 13 00	www.nafta.com.pl	570374555	764-20-72-393
PN „Diament" Sp. z o.o.	Polska	ul. Naftowa 3 65-705 Zielona Góra	(68) 329 55 55	www.pn-diament.com.pl	970732829	929-15-94-321
BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	Polska	ul. Wolności 339 41-800 Zabrze	(32) 271 12 11	www.gazobudowa.pl	273885314	648-22-62-835
BN Naftomontaż Sp. z o.o.	Polska	ul. I. Łukasiewicza 89 38-400 Krosno	(13) 437 45 11	www.naftomontaz.com.pl	370421048	684-20-96-452
ZUN Naftomet Sp. z o.o.	Polska	ul. Naftowa 8 38-400 Krosno	(13) 436 25 11	www.naftomet.pl	370417160	684-20-92-595
ZRUG Sp. z o.o. w Podgórskiej Woli	Polska	33-152 Podgórska Wola	(14) 622 55 03	www.zrug.tarnow.pl	851646654	993-00-73-297
BUD-GAZ Sp. z o.o.	Polska	ul. M. Kasprzaka 25 01-224 Warszawa	(22) 632 01 64	brak	001370176	527-23-11-834
PGNiG Finance B.V.	Holandia	Amsterdam	brak danych	brak	n.d.	n.d.
Geovita Sp. z o.o.	Polska	ul. Krucza 6/14 00-537 Warszawa	(22) 583 52 11	www.geovita.pl	015529186	526-27-34-680
BSiPG Gazoprojekt S.A.	Polska	ul. Strzegomska 55a 53-611 Wrocław	(71) 785 11 00	www.gazoprojekt.com.pl	930724620	896-10-00-703
PPUiH TURGAZ Sp. z o.o.	Polska	ul. K. Pużaka 6 38-400 Krosno	(13) 436 88 39	brak	370266317	684-10-06-777
NYSAGAZ Sp. z o.o.	Polska	ul. Fabryczna 1 59-900 Zgorzelec	(75) 775 97 84	www.nysagaz.pl	230928729	615-18-14-382

Firma/forma prawna	Kraj siedziby	Adres	Telefon/Fax	Adres głównej strony internetowej	REGON	NIP
Investgas S.A.	Polska	Al. Jana Pawła II 70 00-175 Warszawa	(22) 860 05 00	brak	010340633	526-00-15-231
Tenet 7 Sp. z o.o.	Polska	ul. M. Kasprzaka 25 01-224 Warszawa	(22) 691 79 46	brak	015474730	527-24-08-350
JEDNOSTKI ZALEŻNE POŚREDNIO						
Zrug Warszawa S.A. (w likwidacji)	Polska	ul. M. Kasprzaka 25 01-224 Warszawa	(22) 691 86 10	www.zrug.warszawa.pl	014987834	527-22-34-418
Hydrogeowiert Sp. z o.o. (w likwidacji)	Polska	ul. Cegielniana 21 86-300 Grudziądz	(56) 462 60 44	brak	870332576	876-10-12-475
Oil Tech International F.Z.E.	Zjednoczone Emiraty Arabskie	Ajman Free Zone Office No. A1-108	(971) 67423376	brak	n.d.	n.d.
Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. w Pile	Polska	ul. Plac S. Staszica 8 64-920 Piła	(67) 212 36 56	brak	570199537	764-10-19-445
"Naft-Trans" Sp. z o.o.	Polska	ul. Lotników 2 38-400 Krosno	(13) 437 46 11	www.naftomontaz.com.pl	371003034	684-22-52-550
"Naft-Stal" Sp. z o.o.	Polska	ul. Lotników 2 38-400 Krosno	(13) 437 46 11	www.naftomontaz.com.pl	371003063	684-22-52-975
JEDNOSTKI WSPÓŁZALEŻNE						
EuRoPol GAZ	Polska	Al. Stanów Zjednoczonych 61 04-028 Warszawa	(22) 517 40 00	www.europolgaz.com.pl	010407343	113-00-68-959
JEDNOSTKI STOWARZYSZONE						
Gas Trading	Polska	ul. Różana 8/10 02-548 Warszawa	(22) 845 62 10	brak	010609845	526-00-51-448

27.4 DANE DOTYCZĄCE REJESTRACJI SPÓŁEK WCHODZĄCYCH W SKŁAD GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ORAZ NAJISTOTNIEJSZYCH JEDNOSTEK WSPÓŁZALEŻNYCH I STOWARZYSZONYCH

Nazwa (firma)	Sąd, który wydał postanowienie o wpisie do właściwego rejestru oraz numer KRS
JEDNOSTKI ZALEŻNE BEZPOŚREDNIO OD SPÓŁKI	
DSG Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy dla Wrocławia-Fabrycznej, VI Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000142433
GSG Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy w Gliwicach, X Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000138137
KSG Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy dla Krakowa-Śródmieścia, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000043974
MSG Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000147419
PSG Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy w Gdańsku, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000142725
WSG Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy w Poznaniu, XXI Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000000111
Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000204714
GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy dla Krakowa- Śródmieścia w Krakowie, XI Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000071381
GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy w Toruniu, VII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000135775
PNiG Kraków Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy dla Krakowa-Śródmieścia w Krakowie, XI Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000138379
PNiG Jasło Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy w Rzeszowie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000109096
PNiG Nafta Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy w Poznaniu, XXII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000085181

PN „Diament" Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy w Zielonej Górze, VIII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000035687
BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy w Gliwicach, X Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000124076
BN Naftomontaż Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy w Rzeszowie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000035804
ZUN Naftomet Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy w Rzeszowie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000109856
ZRUG Sp. z o.o. w Podgórskiej Woli	Sąd Rejonowy w Krakowie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000027880
BUD-GAZ Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000139600
PGNiG Finance B.V.	zarejestrowana w Holandii
Geovita Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000162223
BSiPG Gazoprojekt S.A.	Sąd Rejonowy dla Wrocławia-Fabrycznej we Wrocławiu, VI Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000190825
PPUiH TURGAZ Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy w Krośnie, nr RHB 583
Nysagaz Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy dla Wrocławia-Fabrycznej we Wrocławiu, IX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000163825
Investgas S.A.	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000120938
Tenet 7 Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000157339
JEDNOSTKI ZALEŻNE POŚREDNIO	
Zrug Warszawa S.A. (w likwidacji)	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000122587
Hydrogeowiert Sp. z o.o. (w likwidacji)	Sąd Rejonowy w Toruniu, VII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000134928
Oil Tech International F.Z.E.	n.d.
Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. w Pile	Sąd Rejonowy w Poznaniu, XXII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000168536
"Naft-Trans" Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy w Rzeszowie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000113189
"Naft-Stal" Sp. z o.o.	Sąd Rejonowy w Rzeszowie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000136692
JEDNOSTKI WSPÓŁZALEŻNE	
EuRoPol GAZ	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000060709
JEDNOSTKI STOWARZYSZONE	
Gas Trading	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, nr KRS 0000039178

27.5 INFORMACJE DOTYCZĄCE RODZAJU DOMINACJI PGNiG NAD SPÓŁKAMI WCHODZĄCYMI W SKŁAD GRUPY KAPITAŁOWEJ ORAZ NAJISTOTNIEJSZYMI JEDNOSTKAMI WSPÓŁZALEŻNYMI I STOWARZYSZONYMI

L.p.	Nazwa (firma)	Rodzaj dominacji	Rok uzyskania dominacji	Liczba akcji/ udziałów	Udział PGNiG/ spółki zależnej w kapitale podmiotu	Udział PGNiG/ spółki zależnej w głosach na WZ/ZW	Informacje, czy jednostka była objęta skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 2004 roku
JEDNOSTKI ZALEŻNE BEZPOŚREDNIO OD SPÓŁKI							
1.	DSG Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	2002	551.108	100%	100%	tak
2.	GSG Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	2000	1.288.403	100%	100%	tak
3.	KSG Sp. z o.o.	bezpośrednio	2000	1.566.205	100%	100%	tak

		zależna					
4.	MSG Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	2000	997.841	100%	100%	tak
5.	PSG Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	2002	562.690	100%	100%	tak
6.	WSG Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	2000	864.071	100%	100%	tak
7.	Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	2000	50	100%	100%	tak
8.	GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	1998	34.400	100%	100%	tak
9.	GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	1998	33.000	100%	100%	tak
10.	PNiG Kraków Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	1998	98.850	100%	100%	tak
11.	PNiG Jasło Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	1998	100.000	100%	100%	tak
12.	PNiG Nafta Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	1998	60.000	100%	100%	tak
13.	PN „Diament” Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	1998	62.000	100%	100%	tak
14.	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	1998	39.220	100%	100%	tak
15.	BN Naftomontaż Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	1998	25.751	100%	100%	tak
16.	ZUN Naftomet Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	1998	23.500	100%	100%	tak
17.	ZRUG Sp. z o.o. w Podgórskiej Woli	bezpośrednio zależna	1998	4.300	100%	100%	nie
18.	BUD-GAZ Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	1989	647	100%	100%	nie
19.	PGNiG Finance B.V.	bezpośrednio zależna	2001	200	100%	100%	tak
20.	Geovita Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	2003	85.864	100%	100%	tak
21.	BSiPG Gazoprojekt S.A.	bezpośrednio zależna	1995	40.000	75%	75%	tak
22.	PPUiH TURGAZ Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	1995	1.760	51.14%	51,14%	nie
23.	Nysagaz Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	2000	20.000	51%	51%	nie
24.	Investgas S.A.	bezpośrednio zależna	1993	500	49%	49%	tak
25.	Tenet 7 Sp. z o.o.	bezpośrednio zależna	2003	100	10%	10%	nie
JEDNOSTKI ZALEŻNE POŚREDNIO							
1.	Zrug Warszawa S.A. (w likwidacji	pośrednio zależna	2003	600.000	49%	49%	nie
2.	Hydrogeowiert Sp. z o.o. (w likwidacji)	pośrednio zależna	1998	6.000	76,18%	84,4%	nie
3.	Oil Tech International F.Z.E.	pośrednio zależna	2004	b.d.	100%	100%	nie
4.	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. w Pile	pośrednio zależna	1988	1.806.500	100%	100%	nie
5.	"Naft-Trans" Sp. z o.o.	pośrednio zależna	2000	4.505	99,69%	99,69%	tak

6.	"Naft-Stal" Sp. z o.o.	pośrednio zależna	2000	900	98,36%	98,36%	tak
JEDNOSTKI WSPÓŁZALEŻNE							
1.	EuRoPol GAZ	współzależna	1993	800.000	48%	48%	tak
JEDNOSTKI STOWARZYSZONE							
1.	Gas Trading	stowarzyszona	1992	59.500	43,41%	43,41%	tak

27.6 KAPITAŁY WŁASNE SPÓŁEK WCHODZĄCYCH W SKŁAD GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ORAZ NAJISTOTNIEJSZYCH JEDNOSTEK WSPÓŁZALEŻNYCH I STOWARZYSZONYCH NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2004 R.*

Nazwa	Kapitał (fundusz) własny	Kapitał (fundusz) podstawowy	Należne wpłaty na kapitał podstawowy (wielkość ujemna)	Udziały (akcje) własne (wielkość ujemna)	Kapitał (fundusz) zapasowy	Kapitał (fundusz) z aktualizacji wyceny	Pozostałe kapitały (fundusze) rezerwowe	Zysk (strata) z lat ubiegłych	Zysk (strata) netto	Odpisy z zysku netto w ciągu roku obrotowego (wielkość ujemna)
JEDNOSTKI BEZPOŚREDNIO ZALEŻNE										
DSG Sp. z o.o.	561.471.091,91	551.108.000,00	-	-	-	-	-	-3.981.253,37	14.344.345,28	-
GSG Sp. z o.o.	1.268.139.637,69	1.288.403.000,00	-	-	475,31	-	-	-35.327.217,09	15.063.379,47	-
KSG Sp. z o.o.	1.625.603.282,76	1.566.205.000,00	-	-	739.817,60	-	-	-	58.658.465,16	-
MSG Sp. z o.o.	1.091.509.128,42	997.841.000,00	-	-	2.194.057,60	-	-	-	91.474.070,82	-
PSG Sp. z o.o.	568.584.661,29	562.690.000,00	-	-	-	-	-	-5.119.734,93	11.014.396,22	-
WSG Sp. z o.o.	865.061.543,94	864.071.000,00	-	-	-	-	-	-6.291.640,62	7.282.184,56	-
Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.**	50.933,02	50.000,00	-	-	-	-	-	-	-	-
GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	30.008.827,60	34.400.000,00	-	-	-	-	150.597,01	-5.016.770,43	475.001,02	-
GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	27.720.836,37	33.000.000,00	-	-	-	218.077,80	-	-6.673.536,09	1.176.294,66	-
PNiG Kraków Sp. z o.o.	89.429.078,07	98.850.000,00	-	-	-	-1.500.000,00	-	-9.511.647,31	1.590.725,38	-
PNiG Jasło Sp. z o.o.	101.653.796,00	100.000.000,00	-	-	1.121.768,56	-	-	-	532.027,44	-
PNiG Nafta Sp. z o.o.	56.215.455,37	60.000.000,00	-	-	-	-	536.702,24	-5.504.503,81	1.183.256,94	-
PN „Diament" Sp. z o.o.	62.686.731,57	62.000.000,00	-	-	298.999,37	-	-	-	387.732,20	-
BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	13.387.386,68	39.220.000,00	-	-	-	-50.179,25	-	-26.676.113,26	893.679,19	-
BN Naftomontaż Sp. z o.o.	-9.830.903,79	25.751.000,00	-	-	-	-	9.140.163,21	-15.086.310,13	-29.635.756,87	-
ZUN Naftomet Sp. z o.o.	15.505.309,03	23.500.000,00	-	-	-	-	-	-7.040.446,66	-954.244,31	-
ZRUG Sp. z o.o. w Podgórskiej Woli	6.593.399.,31	4.300.000,00	-	-	232.832,75	-	1.400.000,00	-150.000,00	810.566,56	-

Nazwa	Kapitał (fundusz) własny	Kapitał (fundusz) podstawowy	Należne wpłaty na kapitał podstawowy (wielkość ujemna)	Udziały (akcje) własne (wielkość ujemna)	Kapitał (fundusz) zapasowy	Kapitał (fundusz) z aktualizacji wyceny	Pozostałe kapitały (fundusze) rezerwowe	Zysk (strata) z lat ubiegłych	Zysk (strata) netto	Odpisy z zysku netto w ciągu roku obrotowego (wielkość ujemna)
BUD-GAZ Sp. z o.o.	95.278,95	3.235,00	-	-	25.643,41	-	51 363,81	0	15.036,75	-
PGNiG Finance B.V.	3.883.464,98	75.702,00	-	-	-	-137.861,46	-	3.316.397,31	629.227,13	-
Geovita Sp. z o.o.	85.903.040,63	85.864.000,00	-	-	-	-	-	-120,00	39.160,63	-
BSiPG Gazoprojekt S.A.	21.536.553,76	4.000.000,00	-	-	4.169.972,24	-	13.042.038,63	-	324.542,89	-
PPUiH TURGAZ Sp. z o.o.	885.701,77	176 000,00	-	-	88 000,00	-	539.842,99	-	81.858,78	-
Nysagaz Sp. z o.o.	1.273.194,80	2.000.000.00	-	-	93.957,50	-	-	-301.870,60	-518.892	-
Investgas S.A.	8.978.089,40	500.000,00	-	-	7.688.839,96	-	-	-	789.249,44	-
Tenet 7 Sp. z o.o.	1.152.028,38	50.000,00	-	-	292.381,10	-	-	-	809.647,30	-
JEDNOSTKI POŚREDNIO ZALEŻNE										
Zrug Warszawa S.A. (w likwidacji)	b.d.	6 000 000,00	-83 000,00	-	29 276,67	b.d.	-	b.d.	b.d.	-
Hydrogeowiert Sp. z o.o. (w likwidacji)	-404.753,71	393.800,00	-	-	-	-	-	-966.635,91	168.082,20	-
Oil Tech International F.Z.E.	1.243.356,95	59.808,00	-	-	-	-	-	-	1.298.444,70	-
Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. w Pile	1.848.293,39	1.806.500,00	-	-	5.113,34	-	-	-43.946	80.626,05	-
"Naft-Trans" Sp. z o.o.	-165.019,68	2.259.500,00	-	-	-	-	332.946,68	-2.490.639,81	-266.826,55	-
"Naft-Stal" Sp. z o.o.	109.511,32	457.500,00	-	-	187.614,49	-	-	-529.015,06	-6.588,11	-
JEDNOSTKI WSPÓŁZALEŻNE										
EuRoPol GAZ	2.765.219.601,62	80 000 000,00	-	-	58.008.984,00	12 144,96	976.210.798,84	440 550 601,65	1 210 437 000,00	-
JEDNOSTKI STOWARZYSZONE										
Gas Trading	42 947 937,22	2 975 000,00	-	24.264.152,10	39 192 678,66	958,50	-	14.798.982,28	779 300,06	-

**Tabela nie zawiera informacji na temat PGNiG Przesył – udziały w PGNiG Przesył zostały przeniesione na Skarb Państwa w dniu 28 kwietnia 2005 r.*

** *Spółka nie prowadzi działalności.*

28 OGŁOSZONE PRZEZ EMITENTA W CIĄGU OSTATNICH 12 MIESIĘCY PUBLICZNE WEZWANIA DO ZAPISYWANIA SIĘ NA SPRZEDAŻ LUB ZAMIANĘ AKCJI SPÓŁEK PUBLICZNYCH

W okresie ostatnich 12 miesięcy Emitent nie ogłosił publicznego wezwania do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę akcji spółek publicznych.

ROZDZIAŁ V
DANE O DZIAŁALNOŚCI EMITENTA

1 PODSTAWOWE TOWARY, PRODUKTY I USŁUGI GRUPY PGNiG

1.1 Wstęp

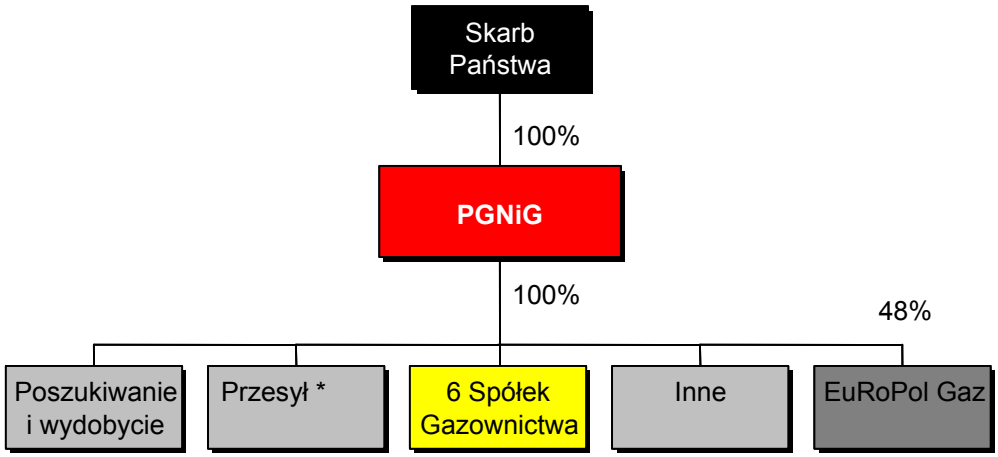
W Prospekcie spośród podmiotów wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wyodrębniona została Grupa PGNiG, w skład której wchodzi PGNiG, 6 Spółek Gazownictwa oraz EuRoPol GAZ. Ww. spółki, opisywane w Prospekcie jako Grupa PGNiG, mają kluczowe znaczenie dla działalności Grupy Kapitałowej PGNiG, a ich łączny przychód w roku 2004 stanowił 93% przychodów całej Grupy Kapitałowej PGNiG (przed korektami konsolidacyjnymi). Charakter powiązań pomiędzy podmiotami wchodzącymi w skład Grupy PGNiG pozwala na opisywanie ich działalności tak jakby Grupa PGNiG stanowiła jedną jednostkę. Działalność pozostałych spółek wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGNiG nie ma istotnego znaczenia dla działalności Grupy Kapitałowej PGNiG, w związku z czym oprócz podstawowych danych na ich temat zawartych w Rozdziale IV Prospektu, Prospekt nie zawiera informacji na temat ich działalności. Wszelkie dane finansowe w Prospekcie zostały jednakże podane dla PGNiG bądź Grupy Kapitałowej PGNiG, gdyż dla Grupy PGNiG nie są sporządzane odrębne sprawozdania finansowe.

1.2 Charakterystyka działalności Grupy PGNiG

PGNiG zostało utworzone z dniem 1 grudnia 1982 r. jako Przedsiębiorstwo Państwowe PGNiG. Historia działalności podmiotów tworzących Grupę Kapitałową PGNiG sięga jednak XIX wieku. W dniu 30 października 1996 r. Przedsiębiorstwo Państwowe PGNiG zostało przekształcone w spółkę akcyjną ze 100% udziałem Skarbu Państwa.

PGNiG jest największą i jedyną pionowo zintegrowaną spółką w sektorze gazowym w Polsce, posiadającą wiodącą pozycję we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju.

Uproszczony schemat powiązań funkcjonalnych w Grupie Kapitałowej PGNiG:



Źródło: PGNiG.

** Działalność przesyłowa jest w trakcie wydzielania z PGNiG do PGNiG Przesył, który będzie pełnił funkcję OSP.*

Podstawowe informacje finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG zawiera poniższa tabela.

w tys. PLN

	I kw. 2005	2004	2003	2002	2001
Przychody ze sprzedaży	3.784.454	10.910.092	10.188.609	9.484.892	9.392.953
Zysk (strata) brutto	818.948	1.014.775	844.710	603.703	(56.293)
Zysk (strata) netto	594.708	1.109.512	538.855	392.412	(42.948)
Aktywa razem	18.221.601	17.374.117	17.548.642	17.217.076	17.711.331
Kapitał własny (aktywa netto)	9.394.743	8.797.869	7.727.909	7.196.090	6.815.581

Źródło: Skonsolidowane sprawozdania finansowe Emitenta.

Grupa Kapitałowa PGNiG prowadzi działalność przede wszystkim w następujących obszarach:

- poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej;
- sprzedaż wydobytego i importowanego gazu ziemnego oraz sprzedaż ropy naftowej;
- przesył gazu ziemnego;
- magazynowanie gazu ziemnego;
- dystrybucja gazu ziemnego.

Grupa PGNiG, w zakresie działalności poszukiwawczej i wydobywczej, prowadzi działalność głównie na obszarach lądowych w Polsce (a także w ograniczonym zakresie za granicą). W 2004 roku Grupa PGNiG wydobyła 4,3 mld m^3 gazu ziemnego oraz 644 tys. ton ropy naftowej. W pierwszym kwartale 2005 roku wydobycie gazu ziemnego przez Grupę PGNiG wyniosło 1,2 mld m^3 i 158,4 tys. ton ropy naftowej. Na koniec 2004 roku zasoby gazu PGNiG wynosiły 109,5 mld m^3 (z czego 106 mld m^3 zostało pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)) zaś złoża ropy naftowej - 26,1 mln ton (186,4 mln baryłek) (w tym 17,5 mln ton pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)).

PGNiG jest właścicielem kopalń gazu ziemnego i ropy naftowej, systemu przesyłowego, magazynów podziemnych oraz innych obiektów zapewniających bezpieczną i poprawną pracę krajowego systemu gazownictwa.

Do głównych składników majątku przesyłowo-magazynowego Grupy Kapitałowej PGNiG należy łącznie 118,3 tys. km sieci, w tym 15,6 tys. km sieci przesyłowych oraz 102,3 tys. km sieci dystrybucyjnych oraz 6 podziemnych magazynów gazu o pojemności roboczej 1,49 mld m^3.

System przesyłowy i połączenia międzysystemowe z krajami ościennymi stanowią podstawę świadczenia usług przesyłowych na terenie kraju, a w przyszłości usług tranzytowych. Ponadto PGNiG posiada 48% akcji spółki EuRoPol GAZ, będącej właścicielem polskiego odcinka Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, którego operatorem jest PGNiG.

Ponadto PGNiG jest największym importerem gazu w Polsce, w ramach długoterminowego kontraktu importowego, z Rosji oraz trzech kontraktów średnioterminowych na dostawy z Krajów Azji Środkowej (Kazachstan, Uzbekistan, Turkmenistan), Norwegii oraz Niemiec. W 2004 roku przychody ze sprzedaży gazu ziemnego Grupy Kapitałowej PGNiG wyniosły ponad 9,66 mld zł. W zakresie dystrybucji PGNiG prowadzi działalność za pośrednictwem 6 Spółek Gazownictwa, w których posiada 100% udziałów. Spółki te dostarczają gaz do odbiorców przemysłowych, przedsiębiorstw handlowych i gospodarstw domowych. W 2004 roku, za pośrednictwem Spółek Gazownictwa, Grupa PGNiG sprzedała 56,5% gazu ziemnego do odbiorców końcowych (64,8% w pierwszym kwartale 2005 roku). PGNiG jest również właścicielem spółek zajmujących się usługami w zakresie wspierania działalności PGNiG na wszystkich szczeblach łańcucha wartości gazu.

1.2.1 Sprzedaż podstawowych produktów

Dominująca część sprzedaży produktów Grupy Kapitałowej PGNiG realizowana jest w kraju.

Przychody ze sprzedaży produktów (w tys. zł)	2004	Udział w %	2003	Udział w %	2002	Udział w %	2001	Udział w %
Przychody ze sprzedaży - kraj	10.415.653	95,7	9.787.356	96,3	9.148.861	97,0	9.144.622	98,0
Przychody ze sprzedaży - eksport	470.223	4,3	372.564	3,7	287.332	3,0	188.809	2,0
Razem sprzedaż produktów	**10.885.877**	**100,0**	**10.159.920**	**100,0**	**9.436.193**	**100,0**	**9.333.431**	**100,0**

Źródło: Skonsolidowane sprawozdania finansowe Emitenta.

Udział sprzedaży krajowej w całkowitych przychodach ze sprzedaży produktów Grupy Kapitałowej PGNiG w 2004 roku stanowił 95,7% łącznych przychodów ze sprzedaży produktów, a wartość eksportu stanowiła 4,3% łącznych przychodów ze sprzedaży produktów Grupy Kapitałowej PGNiG. W porównaniu do 2001 roku udział eksportu w strukturze sprzedaży produktów Grupy Kapitałowej PGNiG podwoił się.

Krajową strukturę wartości sprzedaży Grupy Kapitałowej PGNiG przedstawia poniższa tabela:

Przychody ze sprzedaży produktów – sprzedaż krajowa (w tys. zł)	2004	Udział w %	2003	Udział w %	2002	Udział w %	2001	Udział w %
Przychody ze sprzedaży - kraj	**10.415.653**	**100,0**	**9.787.356**	**100,0**	**9.148.861**	**100,0**	**9.144.622**	**100,0**

- w tym: od jednostek powiązanych	44.462	0,4	50.589	0,5	65.183	0,7	95.831	1,0
Gaz wysokometanowy	8.864.385	85,1	8.403.004	85,9	7.705.470	84,2	7.513.368	82,2
Gaz zaazotowany	787.440	7,6	832.463	8,5	868.584	9,5	871.064	9,5
Ropa naftowa	452.038	4,3	278.600	2,8	241.123	2,6	337.504	3,7
Pozostałe	311.791	3,0	273.289	2,8	333.684	3,6	422.686	4,6

Źródło: Skonsolidowane sprawozdania finansowe Emitenta.

W strukturze przychodów ze sprzedaży produktów w 2004 roku najistotniejszą pozycję stanowił gaz wysokometanowy, którego udział w sprzedaży krajowej produktów i łącznej wyniósł w tym okresie odpowiednio 85,1 i 81,2%. Udział ropy naftowej w krajowej strukturze sprzedaży produktów Grupy Kapitałowej PGNiG wzrósł z 2,6% w 2002 roku do 4,3% w 2004 roku.

Poniższa tabela prezentuje informacje dotyczące przychodów ze sprzedaży dla poszczególnych segmentów w latach 2001–2004.

w tys. zł	**2004**		**2003**		**2002**		**2001**	
Przychody ze sprzedaży ogółem	**10.910.092**	**100,0%**	**10.188.609**	**100,0%**	**9.484.892**	**100,0%**	**9.392.953**	**100,0%**
Wydobycie i produkcja	1.209.874	11,1%	912.104	9,0%	804.730	8,5%	849.074	9,0%
Przesył	2.918.137	26,7%	2.655.166	26,1%	2.422.536	25,5%	2.597.400	27,7%
Dystrybucja	6.706.820	61,5%	6.553.942	64,3%	6.137.703	64,7%	5.782.491	61,6%
Pozostałe	75.260	0,7%	67.397	0,7%	119.923	1,3%	163.988	1,7%

Źródło: Skonsolidowane sprawozdania finansowe Emitenta.

Szczegółowe informacje na temat zasad ustalenia wartości poszczególnych pozycji w tabeli zostały wskazane w Rozdziale VIII Prospektu, nota 59 do skonsolidowanych sprawozdań finansowych Emitenta.

Wolumen sprzedaży gazu i ropy naftowej

PGNiG sprzedaje gaz odbiorcom bezpośrednio lub poprzez Spółki Gazownictwa. Sprzedaż gazu w 2004 roku w podziale na grupy klientów przedstawiono poniżej.

Sprzedaż według grup klientów PGNiG (w ekwiwalencie gazu wysokometanowego) oraz liczba odbiorców gazu w latach 2002-2004

Grupa klientów/branża	**Liczba klientów**			**Wolumen (mln m^3)**			**Udział w %**		
	2004	**2003**	**2002**	**2004**	**2003**	**2002**	**2004**	**2003**	**2002**
Spółki Gazownictwa	6	6	-	7.618,8	7.566,4	6.923,3	58,3%	60,6%	61,5%
Zakłady azotowe	5	5	5	2.352,3	2.275,9	1.628,2	18,0%	18,2%	14,5%
Pozostała chemia	11	11	18	673,1	602,9	588,0	5,1%	4,8%	5,2%
Energetyka, w tym ciepłownictwo	17	19	17	876,8	681,0	538,9	6,7%	5,5%	4,8%
Hutnictwo żelaza i stali	7	7	23	360,1	242,3	449,3	2,8%	1,9%	4,0%
Hutnictwo szkła	17	18	22	301,1	289,1	303,3	2,3%	2,3%	2,7%
Hutnictwo metali nieżelaznych	7	9	13	106,8	103,8	135,4	0,8%	0,8%	1,2%
Pozostali odbiorcy, w tym hurtowi	102	97	129	464,0	428,7	402,3	3,5%	3,4%	3,6%
Eksport	1	1	1	44,1	44,2	40,2	0,3%	0,4%	0,4%
Razem z systemu	**173**	**173**	**228**	**12.797,1**	**12.234,3**	**11.008,9**	**97,9%**	**98,0%**	**97,8%**
Odbiorcy zasilani bezpośrednio ze złóż lub Oddziału w Odolanowie	97	176	174	275,3	253,7	245,4	2,1%	2,0%	2,2%
Razem sprzedaż PGNiG	**270**	**349**	**402**	**13.072,4**	**12.488,0**	**11.254,3**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

Źródło: PGNiG.

Wolumen sprzedaży gazu przez Spółki Gazownictwa (w ekwiwalencie gazu wysokometanowego) w mln m^3

	2004	2003	2002	2001	Zmiana	Zmiana	Zmiana
Rodzaj odbiorców:					2004-2003	2003-2002	2002-2001
- Indywidulani	3.591	3.613	3.615	3.757	(0,6%)	(0,1%)	(3,8%)
- Biznesowi	2.290	2.402	2.248	2.152	(4,7%)	6,9%	4,5%
- Korporacyjni	1.607	1.399	1.003	937	14,9%	39,5%	7,0%
• kluczowi	*1.051*	*932*	*713*	*679*	*12,8%*	*30,6%*	*5,1%*
• strategiczni	*556*	*467*	*290*	*258*	*19,0%*	*61,4%*	*12,2%*
Razem	**7.488**	**7.414**	**6.865**	**6.846**	**1,0%**	**8,0%**	**0,3%**

Źródło: PGNiG.

W 2004 roku PGNiG sprzedało 58,3% gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) Spółkom Gazownictwa (65,8% w pierwszym kwartale 2005 roku). Drugą pozycję wśród grup odbiorców (18,0% sprzedaży w 2004 roku) zajmują zakłady azotowe. Spółki energetyczne, w tym ciepłownicze, nabyły 6,7% sprzedanego gazu, a 5,1% spółki z branży chemicznej. Udział hutnictwa szkła w sprzedaży Spółki wyniósł w 2004 roku 2,3%.

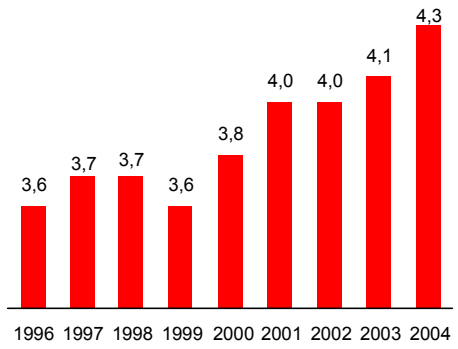
Obecnie PGNiG posiada udokumentowane zasoby ropy naftowej w ilości 26,1 mln ton (z czego 17,5 mln zostało pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)). Ostatnio nastąpiły odkrycia dużych złóż Lubiatów-Międzychów-Grotów-Sowia Góra oraz Sieraków.

Wydobywana ropa naftowa sprzedawana jest do rafinerii zlokalizowanych na południu Polski oraz do Niemiec. W 2004 roku wydobycie ropy wyniosło ok. 644 tys. ton.

1.2.2 Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej

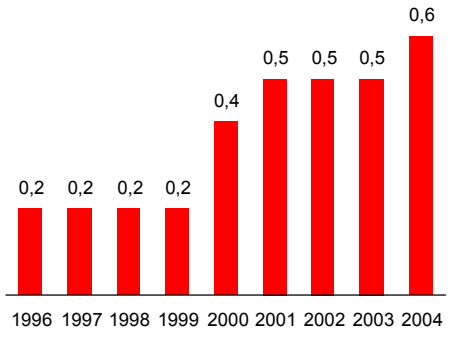
W 2004 roku udział PGNiG w wydobyciu gazu ziemnego i ropy naftowej wynosił odpowiednio 98% i 65% całkowitego wydobycia w Polsce. W 2004 roku wydobycie gazu ziemnego przez Spółkę wyniosło 4,3 mld m^3 oraz 644 tys. ton (4,72 mln baryłek) ropy naftowej. W pierwszym kwartale 2005 roku wydobycie gazu ziemnego przez PGNiG wyniosło 1,2 mld m^3. Poniższe wykresy przedstawiają wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej PGNiG w latach 1996-2004.

Wydobycie gazu w latach 1996-2004 (mld m^3) (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy)



Źródło: PGNiG.

Wydobycie ropy naftowej w latach 1996-2004 (mln ton)



Źródło: PGNiG.

Działalność poszukiwawczo-wydobywcza, jako integralna część PGNiG, jest jednym z kluczowych czynników zapewniających Spółce konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu. Dzięki niej Spółka pozyskuje część sprzedawanego gazu po kosztach znacznie niższych niż gaz z importu, co częściowo uniezależnia Spółkę od skutków wzrostu cen gazu importowanego wynikających ze wzrostu cen produktów ropopochodnych, w stosunku do których indeksowana jest cena gazu.

W ciągu ostatnich 9 lat krajowe wydobycie gazu przez Spółkę wzrosło, z poziomu 3,6 mld m^3 w 1996 roku, do 4,3 mld m^3 w 2004 roku, co stanowi wzrost o 19% w tym okresie.

1.2.3 Przesył

Sieć przesyłowa Grupy Kapitałowej PGNiG (wysokiego i podwyższonego średniego ciśnienia) ma długość 17,9 tys. km i obejmuje swoim zasięgiem cały kraj z wyjątkiem Suwalszczyzny (2,1 tys. km znajduje się w Spółkach Gazownictwa, a pozostałe 15,8 tys. km należy do PGNiG).

Grupa PGNiG posiada dwa główne systemy przesyłu gazu:

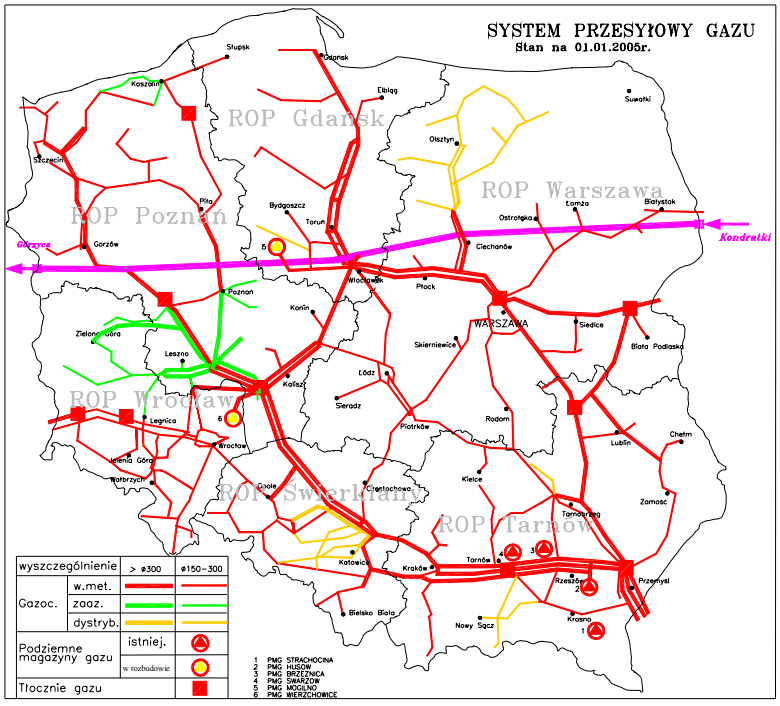
- pierwszy jest wykorzystywany do przesyłu gazu wysokometanowego;
- drugi jest wykorzystywany do przesyłu gazu zaazotowanego.

System przesyłowy gazu wysokometanowego umożliwia odbiór gazu importowanego, gazu ze złóż zlokalizowanych w Polsce południowej jak również gazu wysokometanowego uzyskanego z gazu zaazotowanego w Oddziale w Odolanowie ze złóż na zachodzie Polski.

System przesyłowy gazu zaazotowanego obejmuje swym zasięgiem teren zachodniej części Polski i zasilany jest ze złóż krajowych zlokalizowanych na Niżu Polskim.

W przeliczeniu na gaz wysokometanowy systemem gazu zaazotowanego w 2004 roku zostało rozprowadzone ogółem 2,4 mld m^3 gazu (0,7 mld m^3 w pierwszym kwartale 2005 r.).

W związku z wykonywaniem przez PGNiG Planu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., PGNiG jest w trakcie wydzielania działalności przesyłowej do PGNiG Przesył, która ma pełnić funkcję operatora systemu przesyłowego. Szczegółowe informacje dotyczące tego wydzielenia zostały zamieszczone w pkt. 1.1.4.3 Rozdziału VII Prospektu.



Źródło: PGNiG.

1.2.4 Magazynowanie

PGNiG posiada sześć podziemnych magazynów gazu o pojemności roboczej 1,49 mld m^3. W całkowitej sprzedaży wynoszącej (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) w 2004 roku 13,1 mld m^3 (4,54 mld m^3 w pierwszym kwartale 2005 roku), stanowi to 11,4% rocznego zużycia gazu przez odbiorców w Polsce lub 42 dni średniego zużycia.

Magazynowanie gazu służy zapewnieniu odbiorcom jego dostawy, tj. przede wszystkim równoważeniu systemu gazowego i zabezpieczenia dostaw w okresach szczytowego zapotrzebowania oraz zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw. Magazyny przejmują nadwyżki gazu z systemu w okresie letnim i uzupełniają system w gaz w okresie zimowym.

Podziemne magazyny gazu ziemnego Spółki	Nazwa	Pojemność robocza (mln m^3)	Maksymalna wydajność pobierania (mln m^3/dzień)
	**Istniejące**		
	Strachocina	100	1,2
	Husów	400	5,7
	Brzeźnica	65	0,9
	Swarzów	90	1,2
	W rozbudowie		
	Mogilno	331	20,0
	Wierzchowice	500	4,3
	Razem	**1.486**	**33,3**
Źródło: PGNiG.			

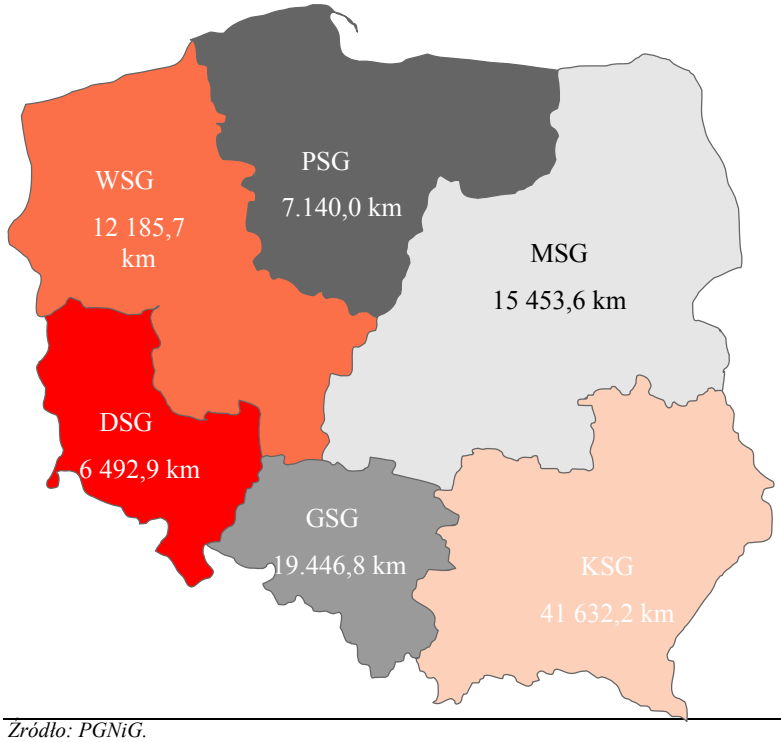
1.2.5 Dystrybucja

Spółki Gazownictwa prowadzą działalność w zakresie obrotu gazem i obsługi handlowej małych i średnich odbiorców oraz eksploatacji, remontów i rozbudowy sieci dystrybucyjnej. W dniu 1 lipca 2004 r. Spółki Gazownictwa funkcjonalnie wydzieliły w ramach swojej działalności OSD w formie ujawnionych w KRS oddziałów.

Sieci dystrybucyjne (sieć niskiego, średniego, podwyższonego średniego i wysokiego ciśnienia, własna i użytkowana przez Spółki Gazownictwa) to ok. 102 tys. km gazociągów, które znajdują się głównie na uprzemysłowionych obszarach miejskich kraju. Aby sprostać rosnącemu zapotrzebowaniu krajowemu na gaz ziemny, PGNiG stale rozwija sieć gazociągową.

Spółki Gazownictwa PGNiG

Zasięg geograficzny i długość sieci według stanu na 31 grudnia 2004 r.



Źródło: PGNiG.

Działalność i funkcjonowanie Spółek Gazownictwa zależy w znacznym stopniu od czynników demograficznych (liczba ludności, poziom życia, uprzemysłowienia), stopnia wykorzystywania innych paliw (np. węgiel), typu sprzedawanego gazu (wysokometanowy lub zaazotowany) i poziomu kosztów poszczególnych spółek.

Informacje o liczbie odbiorców poszczególnych Spółek Gazownictwa zaprezentowano w pkt. 4 niniejszego Rozdziału.

Poniżej przedstawiono krótką charakterystykę poszczególnych Spółek Gazownictwa.

MSG Sp. z o.o.

MSG Sp. z o.o. pokrywa północno-wschodnią część Polski, o obszarze 87 tys. km^2, co stanowi około 27,7% powierzchni Polski. Na tym obszarze znajduje się 761 miejscowości, w tym 120 miast, włączając w to aglomerację Warszawy i Łodzi.

W 2004 roku głównymi odbiorcami gazu byli odbiorcy indywidualni, którzy stanowili 98,1% wszystkich odbiorców spółki i 53,8% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu. Odbiorcy biznesowi stanowili 1,9% ogółu klientów, nabywając 33,4% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu przez spółkę. Spółka dostarczała również gaz do 45 odbiorców kluczowych, którzy nabyli w 2004 roku 12,8% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu spółki.

Około 71% całkowitej sprzedaży gazu przez MSG Sp. z o.o. przypada na odbiorców z Warszawy i okolic, 22% – na Łódź i okolice, a pozostałe 7% – na Białystok i okolice.

KSG Sp. z o.o.

KSG Sp. z o.o. prowadzi działalność na najbardziej zgazyfikowanych obszarach Polski (65,7% współczynnik gazyfikacji w porównaniu do średniej krajowej 41%). Współczynnik gazyfikacji to relacja liczby gmin, do której doprowadzany jest gaz (co najmniej do 1 odbiorcy) do ogólnej liczby gmin w obszarze funkcjonowania danej Spółki Gazownictwa. Obszar działalności spółki obejmuje 60,6 tys. km^2, co stanowi około 19% powierzchni Polski i jest zlokalizowany w czterech województwach południowo-wschodniej Polski.

W 2004 roku głównymi odbiorcami gazu byli odbiorcy indywidualni, którzy stanowili 97% wszystkich odbiorców spółki i 47,7% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu. Odbiorcy biznesowi stanowili 3% ogółu klientów, nabywając 31,2% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu przez spółkę. Spółka dostarczała również gaz do odbiorców kluczowych (44 klientów) ze sprzedażą dla nich stanowiącą 12,5% ogólnego wolumenu sprzedaży gazu oraz do odbiorców strategicznych (3 klientów), którzy nabyli w 2004 roku 8,5% całkowitego wolumeny sprzedaży gazu spółki.

GSG Sp. z o.o.

GSG Sp. z o.o. prowadzi działalność na terenie centralnej i południowej części Polski. Obszar działalności spółki obejmuje 25 tys. km^2, co stanowi około 8% powierzchni Polski.

W 2004 roku głównymi odbiorcami gazu byli odbiorcy indywidualni, którzy stanowili 97,9% wszystkich odbiorców spółki i 46,5% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu. Odbiorcy biznesowi stanowili 2,1% ogółu klientów, nabywając 29,1% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu przez spółkę. Spółka dostarczała również gaz do 6 odbiorców strategicznych, którzy nabyli w 2004 roku 9% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu spółki.

DSG Sp. z o.o.

DSG Sp. z o.o. prowadzi działalność w południowo-zachodniej Polsce na obszarze 27 tys. km^2, co stanowi około 8,6% powierzchni Polski, zamieszkiwanym przez 2,9 mln mieszkańców w województwie dolnośląskim.

Spośród 199 miejscowości regionu, 60% jest zgazyfikowanych w ramach sieci DSG Sp. z o.o.

W 2004 roku głównymi odbiorcami gazu byli odbiorcy indywidualni, którzy stanowili 97,5% wszystkich odbiorców spółki i 47% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu. Odbiorcy biznesowi stanowili 2,5% ogółu klientów, nabywając 43,9% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu przez spółkę. Spółka dostarczała również gaz do 3 odbiorców strategicznych, którzy nabyli w 2004 roku 9,1% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu spółki.

W regionie, w którym spółka prowadzi działalność, istnieją trzy specjalne strefy ekonomiczne – wałbrzyska, legnicka i kamiennogórska. Na obszarze tych stref produkcja przemysłowa, zwłaszcza w branży energetycznej, w ostatnich latach wzrosła, prowadząc do zwiększenia sprzedaży gazu.

WSG Sp. z o.o.

WSG Sp. z o.o. prowadzi działalność w północno-zachodniej Polsce na obszarze 59 tys. km^2, co stanowi około 18,8% powierzchni Polski. Z dwoma lotniskami międzynarodowymi, dwoma portami morskimi i 20 przejściami granicznymi region jest jednym z najaktywniejszych gospodarczo regionów Polski.

WSG Sp. z o.o. jest zlokalizowana w pobliżu krajowych złóż gazu, w większości zaazotowanego, który jest sprzedawany po niższej cenie niż gaz wysokometanowy.

W 2004 roku głównymi odbiorcami gazu byli odbiorcy indywidualni, którzy stanowili 96,69% wszystkich odbiorców spółki i 41,83% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu. Odbiorcy biznesowi stanowili 3,29% ogółu klientów, nabywając 31,29% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu przez spółkę. Spółka dostarczała również gaz do 41 kluczowych odbiorców (112 gazomierzy), którzy nabyli w 2004 roku 13,68% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu spółki oraz 8 odbiorców strategicznych (70 gazomierzy), którzy nabyli w 2004 roku 13,20% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu spółki.

PSG Sp. z o.o.

Działalność PSG Sp. z o.o. obejmuje terytorium północno-wschodniej części kraju, na obszarze 53 tys. km^2, co stanowi około 16,9% powierzchni Polski. Obszar ten charakteryzuje się niską gęstością zaludnienia z uwagi na specyfikę krajobrazu (lasy, jeziora i wzniesienia) i rolnictwo będące głównym sektorem gospodarki. Region ponadto charakteryzuje się najwyższym bezrobociem w Polsce i produktem regionalnym brutto na mieszkańca znacznie poniżej średniej krajowej.

W 2004 roku głównymi odbiorcami gazu byli odbiorcy indywidualni, którzy stanowili 96,6% wszystkich odbiorców spółki i 42,6% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu. Klienci biznesowi stanowili 3,4% ogółu klientów nabywając 29,5% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu przez spółkę. Spółka dostarczała również gaz do 2 odbiorców strategicznych, którzy nabyli w 2004 roku 3,7% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu spółki.

1.3 Taryfy

1.3.1 Informacje ogólne

Działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi, obrotu z zagranicą oraz w zakresie przesyłu i dystrybucji wymaga taryfowania.

Zasady ustalania taryf są określone w Prawie Energetycznym i rozporządzeniu Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. Nr 277, poz. 2750) i zostały szczegółowo opisane w pkt. 3.7.4 niniejszego Rozdziału. Wymogi prawne ustalają zarówno metodologię kształtowania taryf jak również ich strukturę, którą dla głównych grup odbiorców można określić następująco:

Wykres 1: Składowe opłat według grup konsumenckich



**Opłata przesyłowa dla odbiorców zasilanych z sieci przesyłowej, opłata za przesyłanie i dystrybucję dla odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej.*

Zgodnie powyższymi regulacjami, przygotowywana przez PGNiG taryfa dla paliw gazowych podlega analizowaniu i weryfikacji wykazanych kosztów oraz zatwierdzeniu przez Prezesa URE, z uwzględnieniem:

- pokrywania uzasadnionych kosztów w zakresie określonym w art. 45 Prawa Energetycznego;
- ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen;
- eliminowania subsydiowania skrośnego.

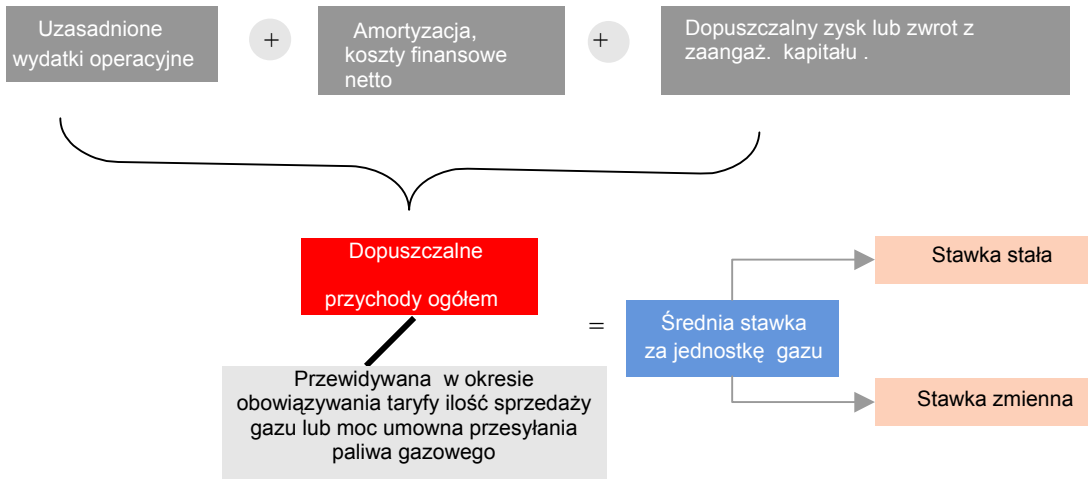
Taryfy określane są odpowiednio do prowadzonej działalności koncesjonowanej w zakresie:

- obrotu paliwami gazowymi;
- przesyłu i dystrybucji.

PGNiG ustala taryfy dla odbiorców hurtowych, natomiast Spółki Gazownictwa – dla odbiorców detalicznych.

Podstawą kalkulacji taryf są planowane, na okres obowiązywania taryfy, koszty uzasadnione dla poszczególnych działalności z podziałem na poszczególne typy gazów oraz wielkości planowanej na ten okres ilości sprzedaży paliw gazowych i wielkości świadczonych usług związanych z przesyłem i dystrybucją określonych odpowiednio dla mocy umownej przesyłania lub dystrybucji oraz ilości przesyłanego paliwa gazowego.

Mechanizm taryfowy PGNiG



Źródło: PGNiG.

Bazą do określenia prognozowanych kosztów są koszty poniesione w roku poprzedzającym rok obowiązywania taryfy, a także koszty eksploatacji modernizowanego i nowego majątku. Tak określone planowanie, uzasadnione koszty, podlegają weryfikacji w procesie zatwierdzania taryf przez Prezesa URE.

2 ZŁOŻA EKSPLOATOWANE PRZEZ PGNiG

2.1 Złoża krajowe PGNiG według klasyfikacji polskiej

W Polsce dokumentowanie zasobów złóż kopalin (w tym ropy naftowej i gazu ziemnego) odbywa się zgodnie z przepisami Prawa Geologicznego i Górniczego. Dokumentacja geologiczna określa wyniki prac geologicznych, wraz z ich interpretacją oraz określeniem stopnia osiągnięcia zamierzonego celu. Dokumentację geologiczną złoża kopaliny sporządza się w celu określenia granic złoża, jego zasobów oraz geologicznych warunków występowania. Dokumentacja geologiczna złoża kopaliny powinna określać:

- rodzaj, ilość i jakość rozpoznanych kopalin, w tym także kopalin towarzyszących i współwystępujących użytecznych pierwiastków śladowych oraz substancji szkodliwych dla środowiska występujących w złożu;
- położenie złoża, jego budowę geologiczną, formę i granice;
- elementy środowiska otaczającego złoże;
- hydrogeologiczne i inne geologiczno-górnicze warunki występowania złoża;
- stan zagospodarowania powierzchni.

Szczegółowe warunki wymagań, jakim powinny odpowiadać dokumentacje geologiczne złóż kopalin określa rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 19 grudnia 2001 r. w sprawie szczegółowych wymagań, jakim powinny odpowiadać dokumentacje geologiczne złóż kopalin (Dz. U. Nr 153, poz. 1778). Zgodnie z § 6 ww. rozporządzenia w dokumentacjach geologicznych złóż ropy naftowej, gazu ziemnego i metanu w złożach węgla kamiennego stosuje się kategorie rozpoznania złoża: C, B i A.

- w kategorii C - złoże rozpoznane wstępnie, którego granice są określone na podstawie wyników badań geofizycznych i interpretacji geologicznej przy zastosowaniu ekstrapolacji; uzyskane dane umożliwiają projektowanie prac niezbędnych do dalszego rozpoznania złoża, a w przypadku małego złoża - jego zagospodarowania, po uzyskaniu co najmniej z jednego otworu przypływu ropy naftowej lub gazu ziemnego, w ilościach posiadających znaczenie gospodarcze (zgodnie z zaleceniami Komisji Zasobów Kopalin – organu doradczego przy Ministrze Środowiska, błąd szacowania średnich parametrów złoża i zasobów może przekraczać 30%);
- w kategorii B - zbadana budowa geologiczna złoża ropy naftowej, gazu ziemnego lub metanu występującego w złożu węgla kamiennego i określone jego granice, zmienność, właściwości zbiornikowe warstw roponośnych i gazonośnych oraz innych parametrów i charakterystyk złożowych, pozwalają na określenie przewidywanych zasobów wydobywalnych oraz na opracowanie projektu zagospodarowania złoża; dopuszczalny błąd szacowania średnich parametrów złoża i zasobów nie powinien przekraczać 30%;
- w kategorii A - ustala się dane określone dla kategorii B z uwzględnieniem wyników uzyskanych z wyrobisk eksploatacyjnych, przy czym dopuszczalny błąd szacowania średnich parametrów złoża i zasobów nie powinien przekraczać 15%.

Według obowiązujących w Polsce przepisów do liczenia zasobów węglowodorów stosuje się metodę deterministyczną opartą na szacowaniu fizycznych parametrów złoża.

2.1.1 Charakterystyka złóż PGNiG według klasyfikacji polskiej

PGNiG posiada około 98% całkowitych udokumentowanych zasobów gazu ziemnego i około 79% udokumentowanych zasobów ropy naftowej w Polsce.

Udokumentowane złoża gazu ziemnego i ropy naftowej Spółki w ostatnich pięciu latach są przedstawione w poniższej tabeli.

Złoża gazu i ropy naftowej PGNiG (mln boe)

	Gaz*		Ropa naftowa		Razem
Rok	**mld m^3**	**mln boe**	**mln ton**	**mln baryłek**	**mln boe**
2004*	109,5	**688,8**	26,1	**191,3**	**880,1**
2003*	109,4	**688,1**	17,6	**129,0**	**817,1**
2002	118,3	**744,1**	13,6	**99,7**	**843,8**
2001	116,9	**735,3**	13,0	**95,3**	**830,6**
2000	108,8	**684,4**	13,4	**98,2**	**782,6**

Źródło: PGNiG.
** W przeliczeniu na gaz wysokometanowy.*

Na koniec 2004 roku zasoby gazu wynosiły 109,5 mld m^3 (z czego 106 mld m^3 zostało pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)), zaś złoża ropy naftowej 26,1 mln ton (191,3 mln baryłek) (w tym 17,5 mln ton pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)). Po przeliczeniu na ekwiwalent ropy naftowej, złoża gazu stanowiły 78% całkowitych złóż gazu i ropy naftowej będących w dyspozycji Spółki.

Sposób liczenia zasobów określa rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 19 grudnia 2001 r. w sprawie szczegółowych wymagań, jakim powinny odpowiadać dokumentacje geologiczne złóż kopalin (Dz. U. Nr 153, poz. 1778). W wyniku bilansowania przyrostów zasobów i ubytków w kolejnych latach otrzymano wielkość 109,5 mld m^3 gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy według stanu na koniec 2004 roku.

62% wszystkich złóż znajduje się w zachodniej Polsce. W 77% są to złoża gazu ziemnego, a w 23% ropy naftowej. Złoża zlokalizowane na południu Polski stanowiły 38% złóż PGNiG według stanu na koniec 2004 roku i w 98% są to złoża gazu ziemnego, a w 2% ropy naftowej.

Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej PGNiG w 2004 roku (mln boe)

	Gaz*		Ropa		Razem
Region	**mld m^3**	**mln boe**	**mln ton**	**mln baryłek**	**mln boe**
Południe	45,1	283,7	0,6	4,4	288,1
Zachód	64,4	405,1	25,5	186,9	592,0

Razem	**109,5**	**688,8**	**26,1**	**191,3**	**880,1**

Źródło: PGNiG.
** Ekwiwalent wysokometanowy.*

Informacje o głównych złożach naftowych i gazowych PGNiG przedstawiają poniższe tabele.

Złoża gazu ziemnego PGNiG

Nazwa złoża	Region	Odkrycie (rok)	Pierwotne zasoby wydobywalne	Zasoby pozostałe do wydobycia*	Wydobycie**	Z/W***
			mld m^3	mld m^3	mld m^3	
Brońsko	zachód	1998	14,9	14,3	0,33	43,3
Kościan S	zachód	1995	10,4	8,9	0,59	15,1
BMB	zachód	1993	9,9	9,0	0,21	42,9
Przemyśl	południe	1958	46,7	7,7	0,37	20,8
Radlin	zachód	1981	11,1	6,6	0,41	16,1

Źródło: PGNiG.
**Na koniec 2004 roku.*
*** W 2004 roku.*
**** Relacja pozostałych złóż udokumentowanych do wydobycia.*

Złoża ropy naftowej PGNiG

			Pierwotne zasoby wydobywalne		Zasoby pozostałe do wydobycia**		Wydobycie***		
Nazwa złoża	Region	Odkrycie	mln ton	mln baryłek*	mln ton	mln baryłek	mln ton	mln baryłek	Z/W****
BMB	zachód	1993	10,14	74,33	8,42	61,72	0,48	3,52	17,5
Lubiatów	zachód	2002	4,40	32,25	4,39	32,18	1,74	12,75	2,5
Górzyca	zachód	1989	0,27	1,98	0,26	1,91	0,00	0,00	-
Zielin	zachód	1991	0,23	1,69	0,13	0,95	0,09	0,66	1,4

Źródło: PGNiG.
**Współczynnik konwersji mln ton na mln baryłek: 7,33.*
***Na koniec 2004 roku.*
****W 2004 roku.*
*****Relacja pozostałych złóż udokumentowanych do wydobycia.*

Złoża PGNiG wzrosły z 782,6 mln boe w 2000 roku do 880,1 mln boe w 2004 roku, średniorocznie o 2,4%. Poniższa tabela przedstawia wzrost złóż oraz zmianę współczynnika Z/W (złoża/wydobycie) Spółki w tym okresie.

Roczne zmiany wielkości złóż (2000-2004)

	Złoża początkowe	Zmiana netto	Wydobycie	Złoża końcowe	Zmiana roczna w %	Z/W
2000						**lata**
Ropa (mln ton)	14,2	(0,4)	0,4	13,4	(5,6%)	34
Ropa (mln baryłek)	104,1	(2,9)	2,9	98,2	(5,6%)	34
Gaz (mld m^3)	107,7	4,7	3,6	108,8	1,0%	30
Gaz (mln boe)	677,4	29,6	22,6	684,4	1,0%	30
Razem (mln boe)	**781,5**	**26,6**	**25,6**	**782,6**	**0,1%**	**31**
2001						
Ropa (mln ton)	13,4	0,1	0,5	13,0	(3,0%)	26
Ropa (mln baryłek)	98,2	0,7	3,7	95,3	(3,0%)	26
Gaz (mld m^3)	108,8	11,9	3,8	116,9	7,4%	31

Gaz (mln boe)	684,4	74,9	23,9	735,3	7,4%	31
Razem (mln boe)	**782,6**	**75,6**	**27,6**	**830,6**	**6,1%**	**30**
2002						
Ropa (mln ton)	13,0	1,1	0,5	13,6	4,6%	27
Ropa (mln baryłek)	95,3	8,1	3,7	99,7	4,6%	27
Raz (mld m^3)	116,9	5,2	3,8	118,3	1,2%	31
Raz (mln boe)	735,3	32,7	23,9	744,1	1,2%	31
Razem (mln boe)	**830,6**	**40,8**	**27,6**	**843,8**	**1,6%**	**31**
2003						
Ropa (mln ton)	13,6	4,5	0,5	17,6	29,4%	35
Ropa (mln baryłek)	99,7	33,0	3,7	129,0	29,4%	35
Gaz (mld m^3)	118,3	(5,0)	3,9	109,4	(7,5%)	28
Gaz (mln boe)	744,1	(31,5)	24,5	688,1	(7,5%)	28
Razem (mln boe)	**843,8**	**1,5**	**28,2**	**817,1**	**(3,2%)**	**29**
2004						
Ropa (mln ton)	17,6	9,1	0,6	26,1	48,3%	44
Ropa (mln baryłek)	129,0	66,7	4,4	191,3	48,3%	44
Gaz (mld m^3)	109,4	4,4	4,3	109,5	0,1%	25
Gaz (mln boe)	688,1	27,7	27,0	688,8	0,1%	25
Razem (mln boe)	**817,1**	**94,4**	**31,4**	**880,1**	**7,7%**	**28**

Źródło: PGNiG.
Dane dotyczące gazu są zaprezentowane w ekwiwalencie wysokometanowym.

Współczynnik złoża/wydobycie PGNiG zarówno dla ropy jak i gazu pozostaje od 5 lat stały na poziomie prawie 30 lat. W rozbiciu na węglowodory współczynnik Z/W ropy wzrósł z 34 lat w 2000 roku do 44 lat w 2004 roku w związku z pozyskaniem nowych złóż i stałego wydobycia. Z drugiej strony współczynnik Z/W gazu spadł z 30 lat w 2000 roku do 25 lat w 2004 roku.

Przyczyną spadku wskaźnika Z/W jest wzrost rocznego wydobycia gazu ziemnego z 22,6 mln boe w roku 2000 do 27,0 mln boe w roku 2004 przy praktycznie nie zmienionym stanie zasobów na koniec tych lat – 684,4 mln boe w roku 2000 i 688,8 mln boe w roku 2004.

2.2 Złoża krajowe PGNiG według klasyfikacji LSE

Zgodnie z uchwałą Zarządu nr 593/2004 z dnia 9 listopada 2004 r. przeliczenie i wycena zasobów węglowodorów będących na stanie PGNiG została zlecona firmie DeGolyer & MacNaughton. Praca ta (*Competent Person's Report*) została wykonana zgodnie z wymogami LSE (*London Stock Exchange*) zawartymi w Rozdziale 19 Warunków Dopuszczenia do Notowań (*The Listing Rules*) wydanych przez Brytyjski Urząd ds. Notowań *(United Kingdom Listing Authority*).

Według wymagań giełdy londyńskiej zasoby dzielone są na *Proven* (zasoby potwierdzone), *Probable* (zasoby prawdopodobne) i *Possible* (zasoby możliwe). Te ostatnie nie są brane pod uwagę przy wycenie zasobów i z tego powodu nie były szacowane.

Zasoby potwierdzone – zasoby, dla których, na podstawie dostępnych informacji, istnieje rzeczywista pewność, że są technicznie i ekonomicznie opłacalne do wydobycia (tzn. istnieje ponad 90% prawdopodobieństwo, że zostaną wydobyte i sprzedane).

Zasoby prawdopodobne – zasoby, które jeszcze nie są „potwierdzone", ale na podstawie dostępnych informacji istnieje rzeczywista pewność, że biorąc pod uwagę czynniki ekonomiczne i techniczne istnieje ponad 50% szansy, że zostaną one wydobyte i sprzedane.

Do przeliczenia i wyceny zgodnie z wymaganiami LSE nie są brane pod uwagę złoża, dla których PGNiG z różnych względów nie posiada aktualnie ważnej koncesji eksploatacyjnej, bądź w chwili obecnej kopalnia jest w likwidacji lub PGNiG nie planuje w najbliższej przyszłości rozpoczęcia produkcji z danego złoża.

2.2.1 Przeszacowanie i wycena złóż PGNiG według klasyfikacji LSE

Z ogólnej liczby około 250 udokumentowanych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarze lądowym Polski, PGNiG posiada koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego dla 210 złóż, z czego:

- 137 koncesji - dla złóż gazu ziemnego;
- 53 koncesje - dla złóż ropy naftowej;
- 20 koncesji - dla złóż ropno-gazowych.

Na dzień 31 grudnia 2004 r. zasoby wydobywalne, które posiada PGNiG wynoszą:

- 109,5 mld m^3 gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy (z czego 106,0 mld m3 zostało pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)) lub 148,4 mld m^3 w wielkościach naturalnych;
- 26,1 mln ton ropy naftowej (z czego 17,5 mln ton zostało pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)).

Uwzględniając kryteria wskazane w pkt. 2.2 niniejszego Rozdziału uznawane przez LSE, z prowadzonej wyceny zasobów wyeliminowano 40 złóż, które znajdują się w końcowej fazie eksploatacji i przeznaczone są do likwidacji w najbliższych latach.

Do analizy i wyceny przekazano do firmy D&M listę pozostałych 170 złóż z tego:

- 46 złóż ropy naftowej o zasobach zatwierdzonych 16,5 mln ton;
- 124 złoża gazu ziemnego o zasobach zatwierdzonych 139,78 mld m^3 (w wielkościach naturalnych).

W wyniku wstępnej analizy, z uwagi na niespełnienie kryterium ekonomicznej opłacalności, firma D&M wyeliminowała z oceny 30 złóż, z tego:

- 19 złóż ropy naftowej o zasobach 0,185 mln ton;
- 11 złóż gazu ziemnego o zasobach 1,377 mld m^3.

Wycenie poddane zostały zasoby 140 złóż, z tego:

- 26 złóż ropy naftowej o zasobach 16,30 mln ton;
- 114 złóż gaz ziemnego o zasobach 138,4 mld m^3.

W wyniku dokonanej analizy przez firmę D&M zasoby PGNiG ustalone zgodnie z klasyfikacją LSE, na dzień 31 grudnia 2004 r. przedstawiały się następująco:

	Zasoby potwierdzone	**Zasoby prawdopodobne**	**Razem**
Gaz ziemny	78,36 mld m^3	36,41 mld m^3	**114,77 mld m^3**
Ropa naftowa i kondensat	13,34 mln ton	3,60 mln ton	**16,94 mln ton**
Kondensat gazowy (NGL)	0,63 mln ton	0,55 mln ton	**1,18 mln ton**

Dla złóż gazu ziemnego różnicę zasobów PGNiG pomiędzy zatwierdzonymi zasobami w ilości 139,78 mld m^3 (co odpowiada 102,25 mld m^3 w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), a potwierdzonymi i prawdopodobnymi złożami PGNiG według Raportu D&M w ilości 114,77 mld m^3 można traktować jako zasoby możliwe.

Zgodnie z Raportem D&M wycena wartości zasobów netto PGNiG dla trzech wariantów, na dzień 31 grudnia 2004 r. przedstawia poniższa tabela.

	Zestawienie wyceny zasobów					
	Wartość bieżąca netto/zysk zdyskontowany					
	Przyszłe dochody netto (mln USD)	**Przy stopie dyskontowej 5% (mln USD)**	**Przy stopie dyskontowej 8,5% (mln USD)**	**Przy stopie dyskontowej 10% (mln USD)**	**Przy stopie dyskontowej 15% (mln USD)**	**Przy stopie dyskontowej 20% (mln USD)**
Potwierdzone						
- Wariant podstawowy	9.703,5	6.691,5	5.368,4	4.925,2	3.806,2	3.052,0
- Wariant wysokich cen	12.860,3	8.578,6	6.761,4	6.163,3	4.680,3	3.705,1

- Wariant niskich cen	8.523,8	5.874,6	4.709,1	4.318,4	3.331,6	2.666,3
Potwierdzone i prawdopodobne*						
- Wariant podstawowy	13.860,9	7.971,0	6.057,2	5.471,3	4.087,1	3.216,4
- Wariant wysokich cen	21.941,6	10.744,0	7.822,1	6.977,3	5.061,7	3.910,7
- Wariant niskich cen	12.163,6	6.999,5	5.314,4	4.797,8	3.576,6	2.808,2

**Wartości dotyczące zasobów prawdopodobnych nie zostały skorygowane o element ryzyka.*

Szczegółowe informacje dotyczące metodologii przeszacowania oraz wyceny zasobów PGNiG według klasyfikacji LSE, w tym wariantów wyceny wskazanych w powyższej tabeli, zostały zamieszczone w Raporcie D&M, zamieszczonym w Załączniku nr 2 Rozdziału IX Prospektu.

2.3 Poszukiwania złóż i wydobycie poza granicami Polski

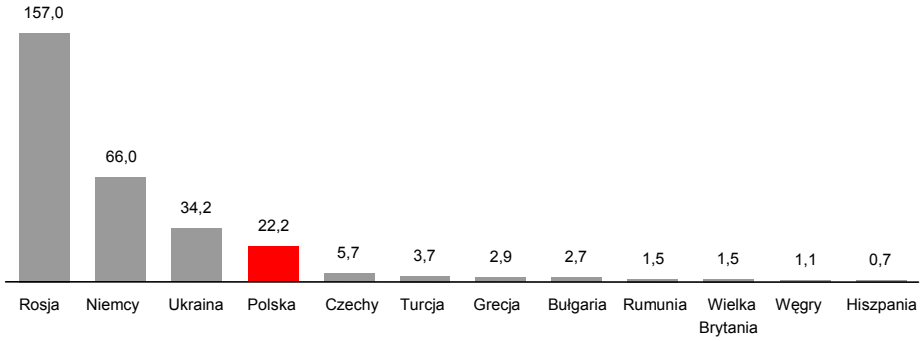
PGNiG prowadzi działalność w zakresie poszukiwań i wydobycia gazu ziemnego i kondensatu (gazoliny) na Ukrainie i w Pakistanie. Na dzień 24 maja 2005 r. działalność ta nie jest znacząca dla Grupy PGNiG.

3 OTOCZENIE W JAKIM PROWADZI DZIAŁALNOŚĆ GRUPA PGNiG

3.1 Podstawowe źródła energii w Polsce

Bilans energetyczny Polski jest zdominowany przez węgiel kamienny i brunatny pochodzący głównie ze złóż krajowych. Polska posiada czwarte pod względem wielkości złoża węgla w Europie.

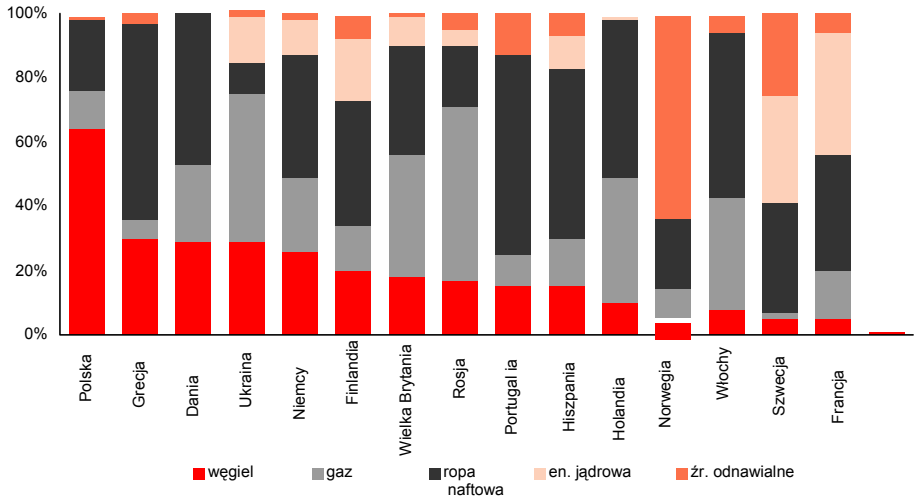
Złoża węgla (węgiel kamienny i brunatny) w Europie w 2003 roku (mld ton)



Źródło: BP Statistical Review of World Energy, 2004 rok

W 2003 roku węgiel był źródłem 64% energii w Polsce i stanowił ok. 90% paliwa dla elektrowni. Uzależnienie Polski od węgla jest najwyższe w Europie, co pokazuje poniższy wykres.

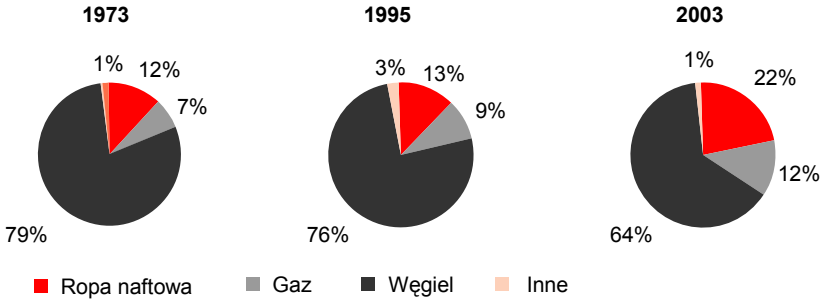
Podstawowe źródła zaopatrzenia w paliwa pierwotne w wybranych państwach w 2003 roku (%)



Źródło: BP Statistical Review of World Energy, 2004 rok.

Pomimo dominacji węgla obserwuje się systematyczny spadek jego udziału w wytwarzaniu energii, co potwierdzają poniższe wykresy.

Źródła zaopatrzenia w paliwa pierwotne w Polsce (w %)



Źródło: IEA, 2004 rok.

Rola gazu i ropy naftowej w gospodarce energetycznej Polski wzrasta z powodu restrukturyzacji gospodarki w efekcie wprowadzenia gospodarki rynkowej w latach 90. Dodatkowo stały wzrost kosztów wydobycia zmniejszył konkurencyjność węgla. Zgodnie z „Założeniami do polityki energetycznej Polski do 2020 r." oraz Prawem Energetycznym zwiększone zużycie gazu ziemnego jako alternatywy dla węgla ma być kluczowym składnikiem polskiego planu spełnienia rygorystycznych regulacji UE w kwestii wykorzystania energii i ochrony środowiska. Zostało to podkreślone w dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2025 r.", który wskazuje na potrzebę wzrostu udziału gazu w źródłach energii w Polsce.

3.2 Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Europie i w Polsce

Główne lokalizacje udokumentowanych zasobów gazu ziemnego w Europie znajdują się w Rosji, Norwegii, Holandii, na Ukrainie i w Wielkiej Brytanii. Stanowią one odpowiednio 87,3%, 4,6%, 3,1%, 2,1% i 1,1% złóż w Europie ogółem. Polska jest krajem o stosunkowo dobrym stopniu rozpoznania regionów gazowo-naftowych i w porównaniu do ww. krajów ma stosunkowo niewielkie udokumentowane złoża gazu ziemnego.

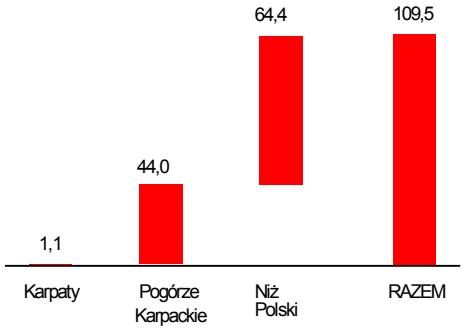
Udokumentowane złoża gazu w Polsce wyniosły na koniec 2004 roku 109,5 mld m^3 (w tym 106 mld m^3 pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)). Stanowi to ok. 0,2% europejskich udokumentowanych złóż gazu, szacowanych na 54 bln m^3 [1]. Udokumentowane zasoby ropy naftowej na koniec 2004 roku wyniosły 26,1 mln ton (186,4 mln baryłek) (w tym 17,5 mln ton pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)).

Lokalizacja polskich złóż gazu i ropy naftowej

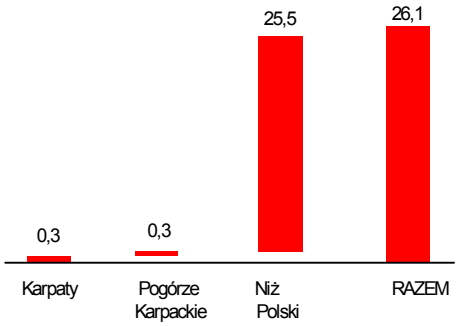


Źródło: PGNiG.

Złoża gazu w Polsce w 2004 roku na obszarach lądowych (mld m^3)



Złoża ropy naftowej w Polsce w 2004 roku na obszarach lądowych (mln ton)



Źródło: PGNiG.

Prawie 70% złóż gazu jest zlokalizowanych na nizinach północno-zachodniej Polski. Złoża gazu na Pogórzu Karpackim zawierają gaz wysokometanowy, podczas gdy złoża na Niżu Polskim zawierają głównie gaz zaazotowany. Gaz zaazotowany jest dostarczany do lokalnych sieci gazowych oraz poddawany jest odazotowaniu. Podczas procesu odazotowania uzyskuje się gaz wysokometanowy, który jest dostarczany do sieci krajowej. Produktem dodatkowym procesu odazotowania jest hel.

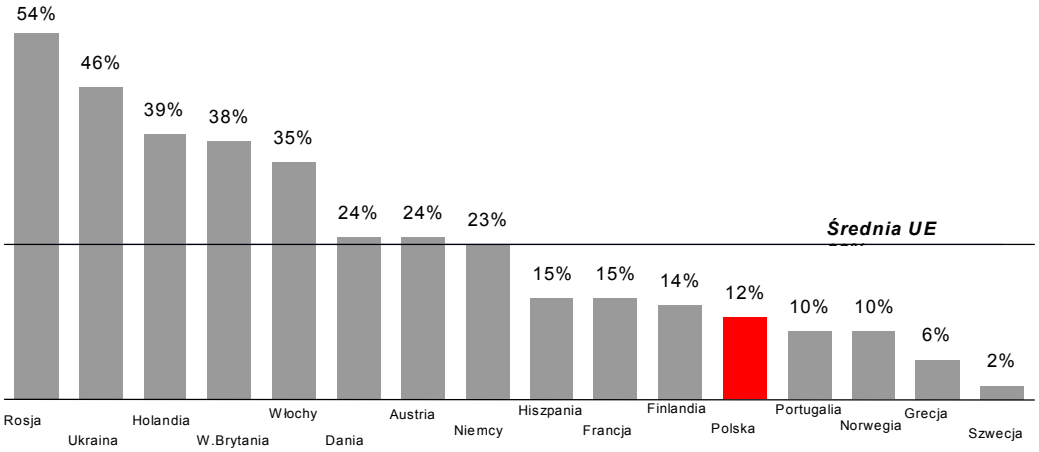
Informację o największych złożach gazu w Polsce (eksploatowanych przez Spółkę) zamieszczono w punkcie 2.1 niniejszego Rozdziału.

3.3 Zużycie gazu w Polsce

Zużycie gazu w Polsce kształtuje się na poziomie znacznie poniżej średniej europejskiej. W 2003 roku gaz stanowił ok. 12% całkowitego krajowego zużycia energii (wzrost z poziomu 7% w 1973 roku). Średnie zużycie gazu w krajach Unii Europejskiej wyniosło 23% w 2003 roku. Prezentuje to poniższy wykres.

[1] Główne państwa Europy z udokumentowanymi złożami gazu to Rosja, Ukraina, Norwegia, Holandia, Wielka Brytania, Rumunia, Włochy, Niemcy, Polska i Dania.

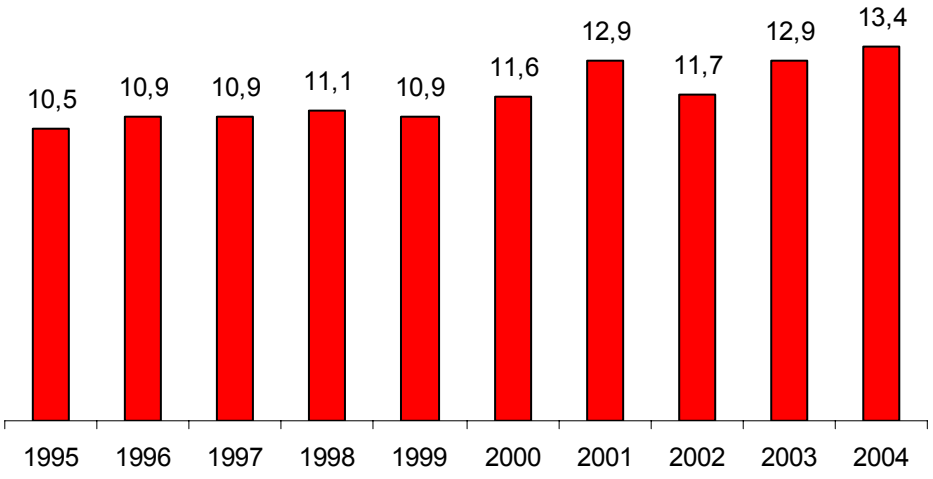
Udział gazu ziemnego w bilansie paliw pierwotnych w krajach europejskich w 2003 roku



Źródło: BP Statistical Review, 2004 rok.

Zużycie gazu w Polsce w latach 1995 – 2004 przedstawia poniższy wykres.

Zużycie gazu ziemnego przez PGNiG w latach 1995–2004 (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy)



Źródło: PGNiG.

Od 2003 roku PGNiG rozlicza się ze Spółkami Gazownictwa metodą zakupową. Stąd dane dla lat 2003 i 2004 przedstawiają jedynie wolumen sprzedaży PGNiG. Natomiast dane dla okresu 1995–2002 przedstawiają zarówno sprzedaż do odbiorców końcowych jak i zużycie własne oraz straty w sieci przesyłowej.

Całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce wzrosło z 10,5 mld m^3 w 1995 roku do 13,4 mld m^3 w 2004 roku, co stanowi wzrost o 27,6%, czyli średnio o 2,7% rocznie.

3.3.1 Podmioty działające na krajowym rynku poszukiwania i wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego

3.3.1.1 Główne podmioty działające w obszarze poszukiwań i wydobycia na lądzie

Głównym podmiotem działającym w Polsce w obszarze poszukiwań i wydobycia jest PGNiG, który posiada 83 koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie oraz 210 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego. Na koniec 2004 roku, PGNiG posiadało udokumentowane zasoby gazu wielkości 109,5 mld m^3 (z czego 106 mld m^3 zostało pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjętych bez zastrzeżeń przez

Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)) zaś złoża ropy naftowej - 26,1 mln ton (186,4 mln baryłek) (w tym 17,5 mln ton pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)). Udział PGNiG w wydobyciu ropy naftowej i gazu ziemnego na lądzie w Polsce wynosi odpowiednio 100% i prawie 100%.

Od 1994 roku kilkanaście podmiotów, głównie z udziałem kapitału zagranicznego, otrzymało koncesje na poszukiwanie i wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce, przy czym żaden z koncesjonariuszy nie osiągnął pozycji konkurencyjnej wobec PGNiG.

3.3.1.2 Główne podmioty działające w obszarze poszukiwań i wydobycia na obszarach morskich

Jedynym podmiotem przeprowadzającym poszukiwania ropy naftowej i gazu na obszarach morskich jest Petrobaltic S.A., z siedzibą w Gdańsku. 69% udziałów w Petrobaltic S.A. posiada Grupa Lotos S.A., a pozostałe 31% udziałów należy do Skarbu Państwa. Spółka obecnie posiada koncesje poszukiwawczo-eksploatacyjne, pokrywające obszar 7.100 km^2 Morza Bałtyckiego stanowiący 22% powierzchni wód terytorialnych Polski, obejmujących 33.000 km^2. Petrobaltic S.A. posiada 100% udziału w wydobyciu ropy naftowej na obszarach morskich oraz 35% udziału w krajowym rynku wydobycia ropy naftowej (65% udziału przypada na PGNiG).

3.4 Przesył

Grupa PGNiG posiada największą sieć przesyłową w Polsce. Oprócz Grupy PGNiG na rynku polskim działa kilka podmiotów prowadzących bądź zamierzających prowadzić działalność przesyłową. Długość sieci przesyłowych posiadanych przez te podmioty stanowi około 1% całkowitej długości sieci przesyłowych w Polsce.

3.5 Magazynowanie

Wszystkie podziemne magazyny gazu ziemnego istniejące w Polsce są własnością PGNiG.

3.6 Dystrybucja gazu

Sprzedaż Spółek Gazownictwa pokrywa ponad 98% sprzedaży gazu do odbiorców indywidualnych korzystających z gazu ziemnego w Polsce.

Oprócz Spółek Gazownictwa na polskim rynku działają również inne niezależne od PGNiG, mniejsze krajowe i zagraniczne spółki dystrybucyjne. W sektorze dystrybucji rola innych spółek dystrybucyjnych spoza Grupy Kapitałowej PGNiG jest obecnie bardzo niewielka.

3.7 Otocznie prawne - regulacje paliwowo-energetyczne

3.7.1 Wstęp

Podstawowym aktem prawnym regulującym funkcjonowanie polskiego rynku gazowego jest Prawo Energetyczne. Określa ono zasady kształtowania polityki energetycznej państwa oraz zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, jak również organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią. Przepisy Prawa Energetycznego uzupełniane są przez szereg rozporządzeń, z czego dla rynku gazowego znaczenie mają przede wszystkim:

- Rozporządzenie w Sprawie Szczegółowych Warunków Przyłączenia Podmiotów do Sieci;
- rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 30 lipca 2001 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz. U. Nr 97, poz. 1055);
- rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. Nr 277, poz. 2750);
- rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy (Dz. U. Nr 95, poz. 1042).

Rada Ministrów RP, na wniosek ministra właściwego ds. gospodarki, określa politykę energetyczną Państwa. Celem polityki energetycznej Państwa jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrostu konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej, a także ochrony środowiska. Polityka energetyczna Państwa określa w szczególności: (i) bilans paliwowo-energetyczny kraju, (ii) zdolności wytwórcze krajowych źródeł paliw i energii, (iii) zdolności przesyłowe, w tym połączenia transgraniczne, (iv) efektywność energetyczną gospodarki, (v) działania w zakresie ochrony środowiska, (vi) rozwój wykorzystania

odnawialnych źródeł energii, (vii) wielkości i rodzaje zapasów paliw, (viii) kierunki restrukturyzacji i przekształceń własnościowych sektora paliwowo-energetycznego, (ix) kierunki prac naukowo-badawczych, (x) współpracę międzynarodową w zakresie energetyki. Polityka energetyczna Państwa jest opracowywana zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju kraju i zawiera: (i) ocenę realizacji polityki energetycznej Państwa za poprzedni okres, (ii) część prognostyczną obejmującą okres nie krótszy niż 20 lat, (iii) program działań wykonawczych na okres 4 lat zawierający instrumenty jego realizacji. Politykę energetyczną Państwa opracowuje się co 4 lata. Minister właściwy ds. gospodarki opracowuje, w terminie do dnia 30 czerwca danego roku, sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny i energię elektryczną. Sprawozdania takie zawierają informacje obejmujące w szczególności: (i) popyt i podaż gazu ziemnego i energii elektrycznej, (ii) źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w gaz ziemny i energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami, (iii) stan infrastruktury technicznej sektora gazowego i elektroenergetycznego, (iv) działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny i energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw, (v) oddziaływanie sektora gazowego i elektroenergetycznego na środowisko, (vi) poziom zapasów gazu ziemnego oraz paliw wykorzystywanych do wytwarzania energii elektrycznej, (vii) sytuację ekonomiczną przedsiębiorstw energetycznych, w tym konkurencyjność cenową gazu ziemnego i energii elektrycznej, (viii) skuteczność podejmowanych działań w zakresie bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz ziemny i energię elektryczną, (ix) przewidywane zapotrzebowanie na gaz ziemny i energię elektryczną, (x) planowane lub będące w budowie nowe moce źródeł energii elektrycznej lub zdolności przesyłowych gazu ziemnego. Sprawozdania zawierają także wnioski wynikające ze sprawowania nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny i energię elektryczną. Przedsiębiorstwa Energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii sporządzają dla obszaru swojego działania plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię, uwzględniając miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego albo kierunki rozwoju gminy określone w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Przedsiębiorstwa Energetyczne sporządzają plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło na okresy nie krótsze niż trzy lata. Organy samorządowe właściwego stopnia do wspomnianego planu zaopatrzenia w paliwa gazowe opracowują projekt założeń, który przede wszystkim zawiera ocenę stanu aktualnego i przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz opis przedsięwzięć racjonalizujących użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych.

Organem regulacyjnym do spraw gospodarki paliwami i energią jest Prezes URE. Naczelnym organem administracji rządowej właściwym w sprawach polityki energetycznej jest minister właściwy ds. gospodarki. Rada Ministrów RP na wniosek ministra właściwego ds. gospodarki może wprowadzić ograniczenia w sprzedaży paliw gazowych w razie zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego państwa, bądź zagrożenia bezpieczeństwa osób, bądź też znacznych strat materialnych. Ograniczenia takie muszą być wprowadzone w drodze rozporządzenia i jedynie na czas oznaczony.

Za nieprzestrzeganie przepisów Prawa Energetycznego, polegające m. in. na nieuzasadnionej odmowie zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub wstrzymaniu lub ograniczeniu dostarczania paliw gazowych do odbiorców, a także za łamanie obowiązków wynikających z koncesji, Prezes URE może orzec karę pieniężną w wysokości do 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym (art. 56 ust. 3 Prawa Energetycznego).

3.7.2 Koncesje

Prawo Energetyczne nakłada obowiązek uzyskania koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie: (i) wytwarzania, (ii) magazynowania, (iii) przesyłania lub dystrybucji oraz (iv) obrotu paliwami gazowymi (art. 32 ust. 1 Prawa Energetycznego). Podmiot, który uzyskał koncesję jest zobowiązany do wnoszenia corocznych opłat do budżetu państwa za pośrednictwem Prezesa URE (art. 34 ust. 1 i ust. 3 Prawa Energetycznego).

Prezes URE może, na wniosek Przedsiębiorstwa Energetycznego, zmienić warunki koncesji. Ponadto może cofnąć lub zmienić z urzędu warunki koncesji ze względu na wymogi obronności i bezpieczeństwa państwa oraz w przypadku podziału Przedsiębiorstwa Energetycznego lub jego połączenia z innym podmiotem. Prezes URE ma obowiązek cofnąć koncesję w przypadkach określonych przez Prawo Energetyczne, w tym jeżeli prowadzona działalność rażąco uchybia warunkom ustalonym w koncesji, a Przedsiębiorstwo Energetyczne nie usunęło uchybień w wyznaczonym terminie.

Koncesje są udzielane na czas określony, nie krótszy niż 10 lat i nie dłuższy niż 50 lat.

3.7.3 Dostarczanie paliw gazowych

Zgodnie z art. 5 ust. 1 Prawa Energetycznego, dostarczanie paliw gazowych odbywa się, po uprzednim przyłączeniu do sieci, na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji i umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług skraplania gazu. Dostarczanie paliw gazowych lub energii może odbywać się na podstawie tzw. umowy kompleksowej, tj. umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji tych paliw. Umowa kompleksowa dotycząca dostarczania paliw gazowych może zawierać także postanowienia umowy o świadczenie usług magazynowania tych paliw, a w przypadku ciepła, jeżeli jest ono kupowane od innych Przedsiębiorstw Energetycznych, powinna także określać warunki stosowania cen i stawek opłat obowiązujących w tych przedsiębiorstwach. Umowa kompleksowa może zawierać także postanowienia umowy sprzedaży paliw gazowych, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług magazynowania tych paliw, zawartych przez sprzedawcę na rzecz i w imieniu odbiorcy końcowego z Przedsiębiorstwem Energetycznym zajmującym się przesyłaniem, dystrybucją paliw gazowych lub magazynowaniem tych paliw.

Umowy sprzedaży gazu powinny zawierać co najmniej postanowienia określające miejsce dostarczenia paliw gazowych do odbiorcy i ilość tych paliw w podziale na okresy umowne, moc umowną oraz warunki wprowadzania jej zmian, cenę lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej ceny i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, wysokość bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

Umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych powinny zawierać co najmniej postanowienia określające moc umowną i warunki wprowadzania jej zmian, ilość przesyłanych paliw gazowych w podziale na okresy umowne, miejsca dostarczania paliw gazowych do sieci i ich odbioru z sieci, standardy jakościowe, warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania paliw gazowych, stawki opłat lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach oraz warunki wprowadzania zmian tych stawek i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, parametry techniczne paliw gazowych oraz wysokość bonifikaty za niedotrzymanie tych parametrów oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

Umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych powinny zawierać co najmniej postanowienia określające moc umowną i warunki wprowadzania jej zmian, ilość paliw gazowych, miejsce, okres i sposób ich przechowywania, stawkę opłat lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej stawki i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania;

Umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego powinny zawierać co najmniej postanowienia określające moc umowną i warunki wprowadzania jej zmian, ilość skraplanego gazu ziemnego lub regazyfikowanego skroplonego gazu ziemnego, stawkę opłat określoną w taryfie, warunki wprowadzania zmian tej stawki, sposób prowadzenia rozliczeń, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

Zgodnie z art. 7 Prawa Energetycznego Przedsiębiorstwa Energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych są obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli Przedsiębiorstwo Energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. Umowa o przyłączenie do sieci powinna zawierać co najmniej postanowienia określające: termin realizacji przyłączenia, wysokość opłaty za przyłączenie, miejsce rozgraniczenia własności sieci Przedsiębiorstwa Energetycznego i instalacji podmiotu przyłączanego, zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia, wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów, warunki udostępnienia Przedsiębiorstwu Energetycznemu nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia, przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie paliw gazowych, ilości paliw gazowych przewidzianych do odbioru, moc przyłączeniową, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie, oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

Prawo Energetyczne formułuje w art. 4 ust. 2 zasadę dostępu stron trzecich do sieci energetycznych. Przedsiębiorstwa Energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych są obowiązane

zapewniać wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych na zasadach i w zakresie określonych w ustawie. Świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji tych paliw lub energii odbywa się na podstawie umowy o świadczenie tych usług. Realizacja tego obowiązku została jednak rozłożona w czasie. Dotychczas poszczególne grupy odbiorców uzyskiwały prawo do korzystania z usług przesyłowych stopniowo zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. nr 107, poz. 671), następnie zastąpionym przez rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 20 stycznia 2003 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz.U. Nr 17, poz. 158), które zostało następnie uchylone w związku z wejściem w życie Nowelizacji Prawa Energetycznego. Nowa Dyrektywa Gazowa wymaga, aby od 1 lipca 2004 r. wszyscy odbiorcy niebędący gospodarstwami domowymi uzyskali uprawnienie do korzystania z usług przesyłowych i wyboru sprzedawcy (dostępu do sieci, ang. *third party access*). Natomiast od 1 lipca 2007 r. powyższe uprawnienie ma przysługiwać wszystkim odbiorcom. Rozwiązanie to zostało potwierdzone w ramach Nowelizacji Prawa Energetycznego, która wyłączyła zastosowanie powyższej zasady w zakresie dotyczącym odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych. W ich przypadku przepisy w pełni liberalizujące rynek wejdą w życie dopiero z dniem 1 lipca 2007 r.

Zgodnie z art. 8 Prawa Energetycznego, w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usługi transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii rozstrzyga Prezes URE na wniosek strony.

3.7.4 Taryfy opłat za paliwa gazowe

Przedsiębiorstwo Energetyczne, chyba że Prezes URE stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji na podstawie art. 49 Prawa Energetycznego, może zawierać z odbiorcą, któremu dostarcza paliwa gazowe, umowy uwzględniające rozliczenia na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfie. Zgodnie z art. 45 ust. 1 Prawa Energetycznego, Przedsiębiorstwa Energetyczne ustalają taryfy dla paliw gazowych, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej. Taryfy powinny być kalkulowane w sposób zapewniający: (i) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu paliwami gazowymi i energią oraz magazynowania, skraplania lub regazyfikacji paliw gazowych, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność, (ii) pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją ich zadań, (iii) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Przedsiębiorstwa Energetyczne mogą różnicować ceny i stawki opłat określone w taryfach dla paliw gazowych dla różnych grup odbiorców wyłącznie ze względu na uzasadnione koszty spowodowane realizacją świadczenia.

Taryfy na paliwa gazowe opracowywane są w oparciu o rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. Nr 277, poz. 2750). Zgodnie z § 3 tego rozporządzenia Przedsiębiorstwo Energetyczne opracowuje taryfę w sposób zapewniający: (i) pokrycie uzasadnionych kosztów w rozumieniu Prawa Energetycznego, (ii) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen oraz (iii) eliminowanie subsydiowania skrośnego. Taryfa powinna, odpowiednio do prowadzonej przez Przedsiębiorstwo Energetyczne działalności gospodarczej, określać: (i) grupy taryfowe, (ii) rodzaje oraz wysokość cen i stawek opłat, a także warunki ich stosowania, (iii) bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych, (iv) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz (v) opłaty za nielegalny pobór paliw gazowych. Taryfę należy ukształtować w taki sposób, aby odbiorca mógł na jej podstawie obliczyć należność odpowiadającą zakresowi usług związanych z zaopatrzeniem w paliwa gazowe, określonemu w umowie sprzedaży paliw gazowych, umowie o świadczenie usług przesyłowych lub usług magazynowania paliw gazowych. § 7 rozporządzenia stanowi, że Przedsiębiorstwo Energetyczne zajmujące się wytwarzaniem paliw gazowych ustala w taryfie: (i) ceny paliw gazowych, (ii) bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych dostarczanych paliw gazowych oraz (iii) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców. Natomiast Przedsiębiorstwo Energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych ustala w taryfie: (i) stawki opłat za przyłączenie do sieci przesyłowej i rozdzielczej, (ii) stawki opłat za świadczenie usług przesyłowych sieciami przesyłowymi lub rozdzielczymi, (iii) stawki opłat abonamentowych, (iv) bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych dostarczanych paliw gazowych, (v) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz (vi) opłaty za nielegalny pobór paliw gazowych. Przedsiębiorstwo Energetyczne zajmujące się

obrotem paliwami gazowymi ustala z kolei w taryfie: (i) ceny paliw gazowych, (ii) stawki opłat abonamentowych, (iii) bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych dostarczanych paliw gazowych oraz (iv) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców. Przedsiębiorstwo Energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych oraz obrotem tymi paliwami ustala w taryfie jedną stawkę opłaty abonamentowej dla obydwu rodzajów prowadzonej działalności gospodarczej. Ponadto Przedsiębiorstwo Energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych ustala w taryfie: (i) stawki opłat za usługi magazynowania paliw gazowych, (ii) bonifikaty z tytułu niedotrzymania standardów jakości świadczonych usług magazynowania paliw gazowych oraz (iii) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

Przedsiębiorstwa Energetyczne posiadające koncesje przedkładają propozycje taryf z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE oraz proponują okres ich obowiązywania. Podlegają one weryfikacji i zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Prezes URE ogłasza w Biuletynie URE, na koszt Przedsiębiorstwa Energetycznego, zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia taryfy. Przedsiębiorstwo Energetyczne może wprowadzić taryfę do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45. dnia od dnia jej opublikowania.

Nowelizacja Prawa Energetycznego, która weszła w życie 3 maja 2005 r., przewiduje, że jeśli (i) zawarte w taryfie warunki stosowania cen i stawek opłat oraz (ii) warunki wykonywania działalności gospodarczej przez Przedsiębiorstwo Energetyczne nie uległy zmianie to wówczas Prezes URE zatwierdza taryfę w wysokości nie wyższej niż dotychczasowe stawki. Przedsiębiorstwo Energetycznie nie może stosować dotychczasowych taryf, jeśli decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryf jest uzasadniona zmianą zewnętrznych warunków wykonywania działalności gospodarczej i w związku z tym koniecznością obniżenia taryf opłat.

3.7.5 Przyłączanie do sieci gazowej

Na podstawie art. 7 ust. 1 Prawa Energetycznego Przedsiębiorstwo Energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli Przedsiębiorstwo Energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest wówczas zobowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

Ponadto Przedsiębiorstwa Energetyczne, zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii i paliw gazowych, są obowiązane zapewniać realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, również na potrzeby przyłączeń podmiotów ubiegających się o przyłączenie. Za przyłączenie do sieci przewidzianej pobiera się opłatę określoną na podstawie ustalonych w taryfie stawek opłat za przyłączenie do sieci. W sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usługi transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii rozstrzyga Prezes URE na wniosek strony.

3.7.6 Wymagania techniczne sieci gazowych

Przepisy rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 30 lipca 2001 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz. U. Nr 97, poz. 1055) stosuje się przy projektowaniu, budowie, przebudowie lub rozbudowie sieci gazowych służących do przesyłania i dystrybucji paliw gazowych. Dotyczą one lokalizowania gazociągów, przy czym dopuszcza się układanie gazociągów w ziemi lub nad ziemią, utrzymania gazociągów oraz konstruowania i eksploatacji stacji gazowych, tłoczni gazu i magazynów gazu. Dla sieci gazowej na okres eksploatacji wyznacza się wokół gazociągu strefy kontrolowane, w których nie należy wznosić budynków oraz prowadzić działalności mogącej zagrozić trwałości gazociągu. Lokalizacja obiektów budowlanych względem gazociągów powinna być zgodna z wymaganiami zawartymi w przepisach, wg których gazociągi zostały wybudowane.

Do tych przepisów zalicza się:

- rozporządzenie Ministra Przemysłu i Handlu z dnia 14 listopada 1995 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz. U. z 1995 r. Nr 139, poz. 686);
- rozporządzenie Ministra Przemysłu z dnia 24 czerwca 1989 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz. U. z 1989 r. Nr 45, poz. 243);

- rozporządzenie Ministra Górnictwa z dnia 18 sierpnia 1978 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz. U. z 1978 r. Nr 21, poz. 940).

3.8 Otoczenie prawne - import gazu

Od 1 maja 2004 r. do importu gazu na terytorium Polski znajdują zastosowanie przepisy Wspólnotowego Kodeksu Celnego – wprowadzonego rozporządzeniem Rady EU nr 2913/92 z dnia 12 października 1992 r. ustanawiającym Wspólnotowy Kodeks Celny (Dz. Urz. WE L 302 z 19 października 1992 r.) oraz na podstawie rozporządzenia wykonawczego - rozporządzenia Komisji EU nr 2454/93 z dnia 2 lipca 1993 r. ustanawiającego przepisy w celu wykonania rozporządzenia Rady EU nr 2913/92 ustanawiającego Wspólnotowy Kodeks Celny (Dz. Urz. WE L 253 z 11 października 1993 r.). Postanowienia powyższych aktów prawnych są uzupełnione przez postanowienia ustawy z dnia 19 marca 2004 r. - Prawo celne (Dz. U. Nr 68, poz. 622, z późn. zm.).

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy (Dz.U. Nr 95, poz. 1042) stanowi w § 1, że maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku, nie może być wyższy niż:

- 88% - w latach 2001-2002;
- 78% - w latach 2003-2004;
- 72% - w latach 2005-2009;
- 70% - w latach 2010-2014;
- 59% - w latach 2015-2018;
- 49% - w latach 2019-2020.

Wymagań powyższych nie stosowano do 1 maja 2004 r. do gazu wydobywanego w państwach członkowskich Unii Europejskiej.

Nowelizacja Prawa Energetycznego przewiduje, że Przedsiębiorstwo Energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą będzie obowiązane utrzymywać zapasy tego gazu w ilości 3% planowanej przez to przedsiębiorstwo rocznej wielkości importu gazu ziemnego.

Struktura zaopatrzenia PGNiG w gaz została przedstawiona w pkt. 7.1 niniejszego Rozdziału.

3.9 Otoczenie prawne - liberalizacja rynku energetycznego

3.9.1 Nowa Dyrektywa Gazowa i Nowelizacja Prawa Energetycznego

W dniu 26 czerwca 2003 r. Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej przyjęły dyrektywę 2003/55/WE dotyczącą wspólnego rynku gazu. Zastąpiła ona dyrektywę 98/30/WE. Nową Dyrektywę Gazową wydano w celu przyspieszenia liberalizacji europejskiego rynku gazowego. Nowelizacja Prawa Energetycznego realizująca postanowienia powyższej dyrektywy weszła w życie 3 maja 2005 r. Stan prawny przedstawiony powyżej uwzględnia zmiany, które pojawiły się w związku z wejściem w życie Nowelizacji Prawa Energetycznego.

W wyniku wprowadzenia Nowej Dyrektywy Gazowej ma nastąpić poprawa warunków konkurencji w rezultacie łatwiejszego dostępu do sieci gazowych o charakterze przesyłowym i dystrybucyjnym. W celu realizacji tych założeń Nowa Dyrektywa Gazowa zobowiązuje państwa członkowskie do prawnego wydzielenia operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych obsługujących więcej niż 100 tys. odbiorców. Operatorzy połączonych systemów przesyłania, dystrybucji i magazynowania paliw gazowych oraz skraplania gazu ziemnego nie muszą podlegać podziałowi, jeśli zachowują samodzielność prawną, organizacyjną i decyzyjną od innych działalności zintegrowanego pionowo przedsiębiorstwa gazowego. Prawne wydzielenie działalności sieciowej nie oznacza konieczności rozdziału majątku. Jego właścicielem może pozostać przedsiębiorstwo dystrybucyjne.

Od momentu wejścia w życie Nowelizacji Prawa Energetycznego, również na gruncie ustawodawstwa polskiego, operatorzy systemów przesyłowych, dystrybucyjnych oraz połączonych, istniejący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo muszą zostać wyodrębnieni pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz w zakresie podejmowania decyzji. Przedsiębiorstwa Energetyczne wykonujące zadania operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych, instalacji magazynowania paliw gazowych lub instalacji skraplania gazu ziemnego przed Nowelizacją Prawa Energetycznego muszą je wykonywać w niezmienionym kształcie po jej wejściu w życie. Analogicznie, koncesje wydane na prowadzenie działalności gospodarczej w

zakresie przesyłania i dystrybucji paliw lub energii stały się z dniem wejścia w życie Nowelizacji Prawa Energetycznego koncesjami na przesyłanie lub dystrybucję, stosownie do zakresu prowadzonej działalności gospodarczej przez Przedsiębiorstwa Energetyczne. Najpóźniej do 31 grudnia 2006 r. Prezes URE, na wniosek właściciela systemów wyznaczy, po przeprowadzeniu przetargu, w drodze decyzji wydanej na czas określony, nie dłuższy niż okres obowiązywania koncesji, operatorów systemów: przesyłowych, dystrybucyjnych, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub połączonych oraz określi obszar, na którym będzie wykonywana działalność gospodarcza. Podstawowym kryterium wyznaczenia operatorów ma być ich efektywność ekonomiczna i skuteczność zarządzania systemami gazowymi. Operatorzy wyżej wymienionych systemów mają być zobowiązani do stosowania obiektywnych i przejrzystych zasad zapewniających równe traktowanie użytkowników systemów oraz uwzględniających wymogi ochrony środowiska. Operatorzy systemów przesyłowego i dystrybucyjnego będą obowiązani do opracowania po konsultacjach z ich użytkownikami odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej.

Na państwach członkowskich Unii Europejskiej spoczywa obowiązek wprowadzenia równego dostępu do sieci (ang. *TPA - third party access*) wszystkich podmiotów uprawnionych do korzystania z sieci, w tym przedsiębiorstw zajmujących się dostarczaniem paliw gazowych, w odniesieniu do sieci przesyłowych, dystrybucyjnych oraz urządzeń skraplania gazu. Taryfy opłat, jak też metody ich ustalania mają być ustalane w oparciu o obiektywne kryteria, nie powodować dyskryminacji korzystających z sieci, podlegać zatwierdzeniu przez krajowych regulatorów oraz być udostępniane publicznie. Nowa Dyrektywa Gazowa przewiduje, że od 1 lipca 2004 r. wszyscy odbiorcy paliw gazowych niebędący gospodarstwami domowymi mają stać się odbiorcami uprawnionymi do korzystania z sieci. Natomiast od 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy paliw gazowych mają zostać takimi odbiorcami.

Nowelizacja Prawa Energetycznego wprowadza wyraźną regułę, że odbiorcy paliw gazowych mają prawo zakupu tych paliw od wybranego przez siebie sprzedawcy. Do dnia 1 lipca 2007 r. zasada ta nie będzie jednakże miała zastosowania w zakresie dotyczącym odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych. W celu ochrony podmiotów przyłączonych do sieci, którym nie będzie jeszcze przysługiwało prawo wyboru sprzedawcy wprowadzono możliwość zawarcia przez te podmioty umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy przesyłowej. Ma być ona zawierana z dostawcami z urzędu (ang. *last resort suppliers*) na podstawie stawek opłat określonych w taryfie. Odbiorca paliw gazowych w gospodarstwie domowym będzie mógł zrezygnować z takiej usługi kompleksowej świadczonej przez sprzedawcę z urzędu i jeśli zachowa przewidziany w umowie okres wypowiedzenia umowy kompleksowej, nie może być obciążony przez sprzedawcę z urzędu z tego tytułu żadnymi dodatkowymi kosztami. Docelowo sprzedawca z urzędu wyłaniany będzie przez Prezesa URE w drodze przetargu lub wyznaczenia, jeżeli doświadczenie, efektywność, zakres wykonywanej działalności gospodarczej, warunki techniczne i posiadane środki finansowe będą umożliwiać Przedsiębiorstwu Energetycznemu realizację zadań sprzedawcy z urzędu. W okresie przejściowym trwającym do 30 czerwca 2007 r. operator systemu dystrybucyjnego powstały z wyodrębnienia z Przedsiębiorstwa Energetycznego zintegrowanego pionowo będzie zobowiązany świadczyć usługi kompleksowe. Po tej dacie operator systemu dystrybucyjnego ma wykonywać zadania sprzedawcy z urzędu, aż do czasu wyłonienia sprzedawcy z urzędu w drodze przetargu lub wyznaczenia go przez Prezesa URE.

Jednocześnie Nowelizacja Prawa Energetycznego wprowadziła zasadę, iż przepisy wykonawcze wydane przed dniem wejścia w życie Nowelizacji Prawa Energetycznego na podstawie upoważnień zmienionych tą ustawą zachowują moc do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie upoważnień w brzmieniu nadanym Nowelizacją Prawa Energetycznego.

3.9.2 Traktat Karty Energetycznej

Traktat Karty Energetycznej podpisany przez Polskę 17 grudnia 1994 r. wszedł w życie 23 lipca 2001 r. Jak do tej pory ratyfikowały go głównie kraje Unii Europejskiej i Wspólnoty Niepodległych Państw. Traktat zawiera ramowe zobowiązania jego sygnatariuszy do stopniowego usuwania wszelkich przeszkód, w tym także przeszkód celnych i administracyjnych w swobodnym handlu materiałami i produktami energetycznymi, i związanymi z nimi technologiami, urządzeniami oraz usługami. Zobowiązania te oznaczają w dłuższej perspektywie czasu zwiększenie konkurencji na rynku paliw oraz możliwe utrudnienia w korzystaniu z sieci przesyłowych na dotychczasowych zasadach.

3.10 Otoczenie prawne - Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r.

Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. przyjęty przez Radę Ministrów RP w dniu 5 października 2004 r. ma na celu przede wszystkim dostosowanie Spółki oraz obszarów jej działalności do wymagań wynikających z Nowej Dyrektywy Gazowej, w szczególności w zakresie działalności przesyłowej prowadzonej przez PGNiG. Ponadto określił ramy prywatyzacji PGNiG.

Podstawowe założenia Programu Prywatyzacji i Restrukturyzacji PGNiG z 2004 r. zostały syntetycznie odzwierciedlone w uchwale Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 18 października 2004 r. w sprawie realizacji Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., która upoważniała Zarząd do realizacji Programu, a w szczególności:

1) w zakresie działań restrukturyzacyjnych Zarząd został upoważniony do:

   - przeprowadzenia negocjacji z wierzycielami w sprawie zawarcia Umowy Leasingu pomiędzy PGNiG a PGNiG Przesył;
   - dokonania zbycia przez PGNiG na rzecz Skarbu Państwa własności pakietu 100% udziałów w PGNiG Przesył w terminie do dnia 31 grudnia 2004 r.;
   - zawarcia przez PGNiG z PGNiG Przesył wieloletniej Umowy Leasingu;
   - przygotowania w uzgodnieniu z PGNiG Przesył harmonogramu sprzedaży składników systemu przesyłowego;
   - rozpoczęcia sprzedaży składników systemu przesyłowego na rzecz PGNIG Przesył nie później niż do dnia 1 listopada 2006 r.;
   - przygotowania i ukształtowania dokumentów korporacyjnych PGNiG, a w szczególności Statutu oraz Umowy Leasingu w sposób zapewniający ministrowi właściwemu ds. gospodarki realizację polityki energetycznej Państwa;
   - kontynuowania w Centrali PGNiG i Grupie PGNiG restrukturyzacji organizacyjnej mającej na celu dostosowanie struktur do obowiązku wydzielenia PGNiG Przesył oraz restrukturyzacji Spółek Gazownictwa zgodnie z polityką energetyczną Państwa;
   - doprowadzenia w terminie do dnia 1 lipca 2007 r. do pełnego rozdzielenia działalności handlowej i technicznej dystrybucji gazu w Spółkach Gazownictwa;
   - wyposażenia spółek prawa handlowego świadczących wyłącznie usługi technicznej dystrybucji gazu we wszystkie składniki majątkowe, finansowe oraz instytucjonalne niezbędne do pełnienia funkcji operatora systemu dystrybucyjnego, najpóźniej do dnia 1 lipca 2007 r. zgodnie z warunkami przewidzianymi w Nowej Dyrektywie Gazowej;
   - wydzielenia ze struktur PGNiG działalności poszukiwawczo-wydobywczej w terminie do końca 2006 roku po wprowadzeniu Akcji do obrotu publicznego i przeprowadzenia restrukturyzacji finansowej, dotyczącej w szczególności zobowiązań długoterminowych, co nastąpi po uprzednim przeprowadzeniu przez Zarząd analizy skutków ekonomiczno-finansowych i oceny ryzyk tego przedsięwzięcia oraz pozyskaniu przez Ministra Skarbu Państwa zgody Rady Ministrów RP;

2) w zakresie działań prywatyzacyjnych Zarząd został upoważniony do:

   - przygotowania w terminie do pierwszego półrocza 2005 roku emisji Akcji poprzez podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG w ramach przeprowadzenia publicznej oferty tych Akcji i ich wprowadzenia do obrotu na GPW lub na zagranicznych giełdach papierów wartościowych;
   - wyłonienia w tym celu doradców PGNiG ds. prywatyzacji i wykonania wszystkich niezbędnych analiz na potrzeby dokumentacji ofertowej w zakresie określonym przez odpowiednie przepisy prawa;
   - zamieszczenia w Prospekcie odpowiednich zastrzeżeń związanych z realizacją działań restrukturyzacyjnych składających się na Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r.

Poza wskazanymi powyżej wytycznymi dotyczącymi prywatyzacji, Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. zakłada, że w terminie do 6 miesięcy od dnia rozpoczęcia notowań Akcji wyemitowanych w ramach podwyższenia kapitału zakładowego Spółki zostanie zaoferowany mniejszościowy pakiet Akcji należący do Skarbu Państwa, przy czym decyzja dotycząca sprzedaży pakietów Akcji należących do Skarbu Państwa zostanie podjęta po przeprowadzeniu analizy rynku oraz wartości posiadanych Akcji. Po podwyższeniu kapitału zakładowego, zbyciu przez Skarb Państwa Akcji na zasadach ogólnych i nieodpłatnym udostępnieniu Akcji uprawnionym pracownikom, co najmniej 51% kapitału zakładowego PGNiG pozostanie własnością Skarbu Państwa.

3.11 Otoczenie prawne – „Polityka energetyczna Polski do 2025 roku"

„Polityka energetyczna Polski do 2025 roku" została zatwierdzona przez Radę Ministrów RP w dniu 22 grudnia 2004 r. Za najistotniejsze zasady polityki energetycznej uważa się: zasadę harmonijnego gospodarowania energią w warunkach społecznej gospodarki rynkowej, pełną integrację polskiej energetyki z europejską i światową, wypełnianie zobowiązań traktatowych Polski, zasadę rynku konkurencyjnego z niezbędną kontrolą administracyjną w obszarach, w których mechanizmy rynkowe nie działają oraz wspomaganie odnawialnych źródeł energii. Za najważniejsze priorytety oraz kierunki działań w ciągu najbliższych czterech lat przyjmuje, w szczególności: (i) kształtowanie zrównoważonej struktury paliw pierwotnych, (ii) poprawę dywersyfikacji źródeł dostaw energii i paliw, zwłaszcza gazu ziemnego i ropy naftowej, (iii) konsekwentną budowę konkurencyjnych rynków energii elektrycznej i gazu zgodnie z polityką energetyczną Unii Europejskiej, (iv) równoważenie interesów Przedsiębiorstw Energetycznych i odbiorców końcowych, w powiązaniu z poprawą jakości ich obsługi w zakresie dostaw paliw i energii. Ponadto jednym z podstawowych kierunków działań polityki energetycznej Państwa jest skuteczne zarządzanie zapasami paliw, co dla sektora gazowego oznacza opracowanie systemu tworzenia zapasów, tj. rozbudowy podziemnych magazynów gazu ziemnego i wprowadzenie przejrzystych zasad zarządzania nimi stosownie do Nowej Dyrektywy Gazowej. Za niezbędny uznano dalszy rozwój systemu przesyłowego gazu ziemnego wraz z połączeniami transgranicznymi oraz tworzenie alternatywnych metod i kierunków dostaw importowanych paliw i energii celem zapewnienia efektywnego funkcjonowania rynku energii elektrycznej i rynku gazu ziemnego oraz wykorzystania tranzytowego położenia Polski dla dostaw importowanych paliw i energii. W „Polityce energetycznej Polski do 2025 roku" wskazano także, że procesy restrukturyzacyjne oraz przekształcenia własnościowe w tym sektorze powinny zmierzać do budowy silnych podmiotów, o stabilnej kondycji finansowej i technicznej, zdolnych do konkurowania na rynkach krajowych oraz wspólnotowych. Poprzez zmiany własnościowe nastąpi stopniowe ograniczenie roli Państwa w tym sektorze, przy czym Skarb Państwa zachowa kontrolę w strategicznych przedsiębiorstwach sektora, posiadających infrastrukturę o kluczowym znaczeniu.

3.12 Otoczenie prawne - Prawo Geologiczne i Górnicze

3.12.1 Użytkowanie górnicze

Prawo Geologiczne i Górnicze określa zasady i warunki wykonywania prac geologicznych oraz wydobywania kopalin ze złóż. Ustawę stosuje się też do prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie bezzbiornikowego magazynowania substancji oraz składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych.

Stosownie do art. 7 Prawa Geologicznego i Górniczego złoża kopalin niestanowiące części składowych nieruchomości gruntowej są własnością Skarbu Państwa. Uznaje się, że kopaliny, które mogą być wydobywane metodą odkrywkową nie są własnością Skarbu Państwa. Złoża kopalin stanowiące własność Skarbu Państwa nie podlegają prywatyzacji (art. 1 pkt 4 w zw. z art. 2 ustawy z dnia 6 lipca 2001 r. o zachowaniu narodowego charakteru strategicznych zasobów naturalnych kraju - Dz. U. Nr 97, poz. 1051, z późn. zm.). W związku z powyższym, podmioty inne niż Skarb Państwa mogą korzystać z kopalin będących jego własnością jedynie po ustanowieniu na ich rzecz użytkowania górniczego. Użytkownik górniczy może, z wyłączeniem innych osób, poszukiwać, rozpoznawać lub wydobywać oznaczoną kopalinę. W tych samych granicach użytkownik górniczy może rozporządzać swym prawem. Granice jego uprawnień określają ustawy oraz umowa o ustanowieniu użytkowania górniczego. Uprawnienia Skarbu Państwa w zakresu ustanawiania użytkowania górniczego wykonują organy właściwe do udzielania koncesji. Zgodnie z art. 10 ust. 1 Prawa Geologicznego i Górniczego ustanowienie użytkowania górniczego następuje w drodze umowy za wynagrodzeniem, pod warunkiem uzyskania koncesji. Natomiast art. 10 ust. 3 Prawa Geologicznego i Górniczego stanowi, że w razie wygaśnięcia albo cofnięcia koncesji, użytkowanie górnicze również wygasa. Podmiotowi, który rozpoznał i udokumentował złoże kopaliny, będące własnością Skarbu Państwa, oraz sporządził dokumentację geologiczną z dokładnością wymaganą do uzyskania koncesji na wydobywanie kopaliny, przysługuje prawo do żądania ustanowienia na jego rzecz użytkowania górniczego z pierwszeństwem przed innymi.

3.12.2 Koncesje

Uzyskania koncesji wymaga działalność gospodarcza w zakresie: (i) poszukiwania lub rozpoznawania złóż kopalin, (ii) wydobywania kopalin ze złóż oraz (iii) bezzbiornikowego magazynowania substancji oraz składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych. Koncesje na działalność regulowaną Prawem Geologicznym i Górniczym dla kopalin podstawowych są udzielane przez Ministra Środowiska na okres według oceny organu koncesyjnego. Udzielenie koncesji w powyższym zakresie wymaga uzgodnienia z ministrem właściwym ds. gospodarki. Jeśli obszar zamierzonej działalności nie przekroczy powierzchni 2 ha, wydobycie ropy naftowej lub gazu w roku kalendarzowym nie przekroczy 20 tys. m^3 i

działalność będzie prowadzona bez użycia materiałów wybuchowych koncesji udziela starosta w uzgodnieniu z właściwym miejscowo wojewodą oraz organem nadzoru górniczego. Udzielenie koncesji na: (i) działalność w granicach obszarów morskich Rzeczypospolitej Polskiej wymaga uzgodnienia z ministrem właściwym ds. gospodarki morskiej, (ii) wydobywanie kopalin z gruntów pod wodami śródlądowymi oraz z obszarów narażonych na niebezpieczeństwo powodzi wymaga opinii organu odpowiedzialnego za utrzymanie wód oraz uzgodnienia z organem właściwym do wydania pozwolenia wodnoprawnego.

Na mocy art. 26c Prawa Geologicznego i Górniczego przedsiębiorca, który uzyskał koncesję na działalność związaną z: (i) wydobywaniem kopalin ze złóż oraz (ii) bezzbiornikowym magazynowaniem substancji oraz składowaniem odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych, jest zobowiązany do utworzenia funduszu likwidacji zakładu górniczego. Środki funduszu są gromadzone na wyodrębnionym rachunku bankowym od rozpoczęcia działalności do rozpoczęcia likwidacji zakładu górniczego.

O ile nie sprzeciwia się temu interes publiczny lub szczególnie ważny interes gospodarki narodowej, organ koncesyjny jest obowiązany do przeniesienia koncesji na działalność górniczą na rzecz innego podmiotu niż ten, na rzecz którego koncesja została wydana po warunkiem, że: (i) zgodę wyrazi przedsiębiorca, na rzecz którego koncesja została wydana, (ii) zgodę wyrazi podmiot, na rzecz którego ma zostać przeniesiona koncesja, (iii) podmiot ten wyrazi zgodę na wszystkie wynikające z niej warunki, (iv) wykaże się on prawem do nieruchomości gruntowej lub prawem użytkowania górniczego do nieruchomości, gdzie zamierza prowadzić działalność, (v) podmiot ten wykaże, iż jest w stanie spełnić wymagania związane z wykonywaniem zamierzonej działalności.

Organ koncesyjny może cofnąć koncesję lub zmienić z urzędu jej warunki ze względu na wymogi obronności i bezpieczeństwa państwa. Organ koncesyjny ma obowiązek cofnąć koncesję, jeżeli prowadzona działalność rażąco uchybia warunkom ustalonym w koncesji, a przedsiębiorca nie usunął uchybień w wyznaczonym terminie. Koncesja wygasa w razie likwidacji przedsiębiorcy. W razie ogłoszenia jego upadłości, organ koncesyjny w drodze decyzji może cofnąć koncesję bez odszkodowania. Cofnięcie albo wygaśnięcie koncesji nie zwalnia przedsiębiorcy z wykonania określonych w niej obowiązków dotyczących ochrony środowiska oraz obowiązków związanych z likwidacją zakładu górniczego.

3.13 Otoczenie prawne - ochrona środowiska

3.13.1 Prawo Ochrony Środowiska

Prawo Ochrony Środowiska wraz z aktami wykonawczymi zapewnia ochronę ziemi, powietrza i wody przed zanieczyszczeniami oraz ochronę przed hałasem i polami elektromagnetycznymi. Ograniczenia nałożone przez Prawo Ochrony Środowiska dotyczą zarówno procesu inwestycyjnego, jak i użytkowania już istniejących instalacji przemysłowych mogących negatywnie oddziaływać na środowisko.

Jeśli dane przedsięwzięcie inwestycyjne może znacząco oddziaływać na środowisko, to przed wydaniem decyzji w sprawie tego przedsięwzięcia należy przeprowadzić postępowanie w sprawie oceny oddziaływania na środowisko. Jako przedsięwzięcie rozumie się: (i) inwestycję budowlaną, lub (ii) inną ingerencję w środowisko, polegającą na przekształceniu lub zmianie sposobu wykorzystania terenu, w tym również na wydobywaniu kopalin (art. 46 ust. 1 Prawa Ochrony Środowiska). Dodatkowo, w takiej sytuacji, art. 51 Prawa Ochrony Środowiska nakłada na przedsiębiorcę obowiązek sporządzenia raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko.

Eksploatacja instalacji lub urządzeń przemysłowych nie pociąga za sobą konieczności uzyskiwania pozwoleń emisyjnych i wnoszenia opłat za korzystanie ze środowiska tylko wtedy, gdy nie następuje przekroczenie standardów emisyjnych. Oddziaływanie takich instalacji lub urządzeń nie powinno też powodować pogorszenia stanu środowiska w znacznych rozmiarach lub zagrożenia życia lub zdrowia ludzi. Uzyskanie odpowiedniego pozwolenia jest wymagane na: (i) wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, (ii) wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi, (iii) wytwarzanie odpadów, (iv) emitowanie hałasu, (v) emitowanie pól elektromagnetycznych w wielkości przekraczającej standardy emisyjne. Za korzystanie ze środowiska w ramach wielkości określonych w pozwoleniu pobierana jest opłata. Za przekroczenie progów określonych w pozwoleniu wojewódzki inspektor ochrony środowiska nakłada kary administracyjne w wysokości do 10 razy przekraczającej należną opłatę za korzystanie ze środowiska. Natomiast za prowadzenie działalności bez wymaganego pozwolenia kara pieniężna wynosi zaledwie 200% kwoty opłaty za korzystanie ze środowiska.

Na podstawie art. 237 Prawa Ochrony Środowiska w razie stwierdzenia okoliczności wskazujących na możliwość negatywnego oddziaływania instalacji na środowisko, organ ochrony środowiska może, w drodze decyzji, zobowiązać prowadzący instalację podmiot korzystający ze środowiska do sporządzenia i przedłożenia przeglądu ekologicznego. Jeśli w jego wyniku zostanie stwierdzone zanieczyszczenie gleby lub ziemi albo

niekorzystne przekształcenie naturalnego ukształtowania terenu przekraczające dopuszczalne stężenia, władający powierzchnią ziemi jest zobowiązany do przeprowadzenia ich rekultywacji. Obowiązek ten spoczywa na nim bez względu na to, czy dokonał zanieczyszczenia. W wypadku przeprowadzenia rekultywacji przysługuje mu roszczenie o zwrot kosztów wobec podmiotu, który dokonał zanieczyszczenia. Ponadto, jeżeli podmiot korzystający ze środowiska negatywnie oddziałuje na środowisko, organ ochrony środowiska może, w drodze decyzji, nałożyć na niego obowiązek: (i) ograniczenia oddziaływania na środowisko i jego zagrożenia lub (ii) przywrócenia środowiska do stanu właściwego.

3.13.2 Gospodarka odpadami

Do gospodarki odpadami w pełni znajdują zastosowanie przepisy Prawa Ochrony Środowiska. Ponadto jest ona uregulowana ustawą z dnia 27 kwietnia 2001 r. o odpadach (Dz. U. Nr 62, poz. 628, z późn. zm.). Stosownie do art. 6 ww. ustawy, wytwórca odpadów jest obowiązany do stosowania takich sposobów produkcji lub form usług oraz surowców i materiałów, które zapobiegają powstawaniu odpadów lub pozwalają utrzymać na możliwie najniższym poziomie ich ilość, a także ograniczają negatywne oddziaływanie na środowisko lub zagrożenie życia lub zdrowia ludzi. Z kolei posiadacz odpadów, za takiego ustawa uważa również władającego nieruchomością, na której znajdują się odpady, jest obowiązany w pierwszej kolejności do poddania ich odzyskowi, a jeżeli z przyczyn technologicznych jest on niemożliwy lub nie jest uzasadniony z przyczyn ekologicznych lub ekonomicznych, to odpady te należy unieszkodliwiać w sposób zgodny z wymaganiami ochrony środowiska oraz planami gospodarki odpadami. W zależności od tego, czy wytwarzane są odpady niebezpieczne, jak też w zależności od ilości wytwarzanych odpadów, wytwórca odpadów powinien uzyskać albo pozwolenie na wytwarzanie odpadów (niebezpiecznych i innych) albo decyzję zatwierdzającą program gospodarki odpadami niebezpiecznymi, albo powinien przedłożyć informację o wytwarzanych odpadach oraz o sposobach gospodarowania nimi.

3.13.3 Ochrona wód

Oprócz Prawa Ochrony Środowiska ochronę wód zapewnia ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. - Prawo wodne (Dz. U. Nr 115, poz. 1229, z późn zm.). Wody podlegają ochronie niezależnie od tego czyją stanowią własność. Celem ochrony wód jest utrzymywanie lub poprawa jakości wód tak, aby wody osiągnęły co najmniej dobry stan ekologiczny i w zależności od potrzeb nadawały się do zaopatrzenia ludności w wodę przeznaczoną do spożycia, bytowania ryb w warunkach naturalnych oraz rekreacji. Ze względu na to ustawa bezwzględnie zabrania wprowadzania ścieków bezpośrednio do poziomów wodonośnych wód podziemnych, do wód stojących, do jezior oraz do ziemi, jeżeli stopień oczyszczenia ścieków lub miąższość warstwy gruntu nad zwierciadłem wód podziemnych nie stanowi zabezpieczenia tych wód przed zanieczyszczeniem. Bezwzględnie zakaz nie obejmuje wprowadzania ścieków do wód powierzchniowych oraz do ziemi, chyba że ścieki miałyby być wprowadzone do obszarów ochrony przyrody utworzonych na podstawie ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. Nr 92, poz. 880, z późn. zm.) oraz w obrębie kąpielisk i plaż publicznych nad wodami. Na pobór oraz odprowadzanie wód powierzchniowych lub podziemnych oraz na wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi należy uzyskać pozwolenie wodnoprawne.

3.14 Otoczenie prawne - dozór techniczny

Dozór techniczny reguluje ustawa z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym (Dz. U. Nr 122, poz. 1321, z późn. zm.). Ma ona na celu zapewnienie bezpiecznego funkcjonowania urządzeń technicznych, które mogą stwarzać zagrożenie dla życia lub zdrowia ludzkiego oraz mienia i środowiska. Jej przepisy dotyczą przede wszystkim obrotu i eksploatacji oraz naprawy urządzeń technicznych. Wykonywanie dozoru technicznego przez jednostki dozoru technicznego nie zwalnia projektujących, wytwarzających, eksploatujących, naprawiających i modernizujących urządzenia techniczne od odpowiedzialności za ich jakość i stan, które mają wpływ na bezpieczną pracę tych urządzeń technicznych, zgodnie z przepisami o dozorze technicznym i przepisami szczególnymi. Dopuszczanie do eksploatacji urządzeń technicznych bez otrzymania decyzji organu nadzoru technicznego o dopuszczeniu urządzenia do eksploatacji lub obrotu albo wbrew decyzji zakazującej eksploatacji lub obrotu takimi urządzeniami, podlega sankcjom karnym.

3.15 Otoczenie prawne - ochrona konkurencji i konsumentów

Zachowania rynkowe przedsiębiorców podejmowane wobec ich konkurentów działających na tym samym rynku bądź konsumentów korzystających z ich towarów i usług, jak również zamierzenia inwestycyjne prowadzące do koncentracji przedsiębiorców podlegają nadzorowi ze strony Prezesa UOKiK, który zgodnie z Ustawą o Ochronie Konkurencji jest organem właściwym w sprawach z zakresu ochrony konkurencji i konsumentów.

Zachowania te są rozpatrywane bądź jako, określone w Ustawie o Ochronie Konkurencji, potencjalnie zakazane porozumienia ograniczające konkurencję, nadużywanie pozycji dominującej, praktyki naruszające zbiorowe interesy konsumentów, bądź jako operacje inwestycyjne podlegające zgłoszeniu Prezesowi UOKiK. Przepisy Ustawy o Ochronie Konkurencji odnoszące się do nadużywania pozycji dominującej mają zastosowanie tylko wobec przedsiębiorców, którzy mają zdolność zapobiegania skutecznej konkurencji na rynku właściwym poprzez możliwość działania w znacznym zakresie niezależnie od konkurentów, kontrahentów oraz konsumentów. Domniemywa się, że przedsiębiorca ma pozycję dominującą, jeżeli jego udział w rynku przekracza 40%.

Prezesowi UOKiK przysługuje także uprawnienie do wystąpienia przeciwko przedsiębiorcy do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z powództwem o uznanie postanowienia wzorca stosowanej przez przedsiębiorcę umowy za niedozwolone, jeżeli stwierdzi, że postanowienie to nie zostało uzgodnione indywidualnie z konsumentem i kształtuje jego prawa oraz obowiązki w sposób sprzeczny z dobrymi obyczajami, rażąco naruszając jego interesy. W razie uwzględnienia powództwa sąd przytacza treść postanowienia wzorca umowy uznanego za niedozwolone i zakazuje jego wykorzystania.

Na przedsiębiorcę, który: (i) zawarł porozumienie, którego celem lub skutkiem jest wyeliminowanie, ograniczenie lub naruszenie w inny sposób konkurencji na rynku właściwym, (ii) nadużył pozycji dominującej, (iii) dokonał koncentracji bez uzyskania zgody Prezesa UOKiK, lub (iv) naruszył art. 81 lub 82 Traktatu Ustanawiającego Wspólnotę Europejską, Prezes UOKiK może nałożyć karę pieniężną, w wysokości do 10% przychodu osiągniętego w roku rozliczeniowym poprzedzającym rok nałożenia kary. Kara może zostać nałożona także w przypadku, gdy przedsiębiorca działał nieumyślnie.

Dodatkowo Prezes UOKiK może nakładać inne kary, w szczególności karę pieniężną w wysokości stanowiącej równowartość od 1 tys. do 50.000 tys. EUR, jeżeli przedsiębiorca, choćby nieumyślnie: (i) udzielił Prezesowi UOKiK informacji nieprawdziwych lub wprowadzających w błąd, (ii) nie współdziała podczas kontroli przeprowadzanej w ramach postępowania przed Prezesem UOKiK, (iii) nie zawiadomił Prezesa UOKiK o wszczętym wobec tego przedsiębiorcy za granicą postępowaniu opartym na podejrzeniu dokonania działań ograniczających konkurencję.

W przypadku uznania przez Prezesa UOKiK określonej praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów, Prezes UOKiK zakazując jej stosowania może określić środki usunięcia trwających skutków naruszenia.

3.16 Otoczenie prawne - Ustawa o Poręczeniach i Gwarancjach

Ustawę o Poręczeniach i Gwarancjach stosuje się do poręczeń lub gwarancji udzielanych przez spółki handlowe niebędące bankami lub zakładami ubezpieczeń, w których Skarb Państwa ma ponad połowę akcji (udziałów). Ustawę o Poręczeniach i Gwarancjach stosuje się też do osób prawnych, w których ponad połowę kapitału zakładowego stanowią akcje (udziały) należące do Skarbu Państwa lub osób prawnych takich jak państwowe osoby prawne utworzone w drodze ustawy, spółki handlowe, w których akcje (udziały) stanowiące własność Skarbu Państwa przekraczają połowę kapitału zakładowego lub spółdzielnie, w których wartość udziałów stanowiących własność Skarbu Państwa przekracza połowę funduszu udziałowego.

Poręczenia i gwarancje udzielane przez takie podmioty nie mogą być udzielane na czas nieoznaczony ani nie mogą być udzielane bez ustalenia kwoty poręczenia lub gwarancji nawet, gdy są udzielane na czas oznaczony. Zgodnie z art. 8 Ustawy o Poręczeniach i Gwarancjach, warunkiem ich udzielenia jest ustanowienie przez kredytobiorcę zabezpieczenia na rzecz poręczyciela lub gwaranta, na wypadek roszczeń wynikających z tytułu wykonania obowiązków poręczyciela lub gwaranta. Ponadto, zgodnie z art. 33 Ustawy o Poręczeniach i Gwarancjach takie osoby prawne mogą zasadniczo udzielać poręczenia lub gwarancji do wysokości nie wyższej niż 60% wartości kapitałów (funduszy) własnych, określonych według stanu na koniec roku obrotowego poprzedzającego udzielenie poręczenia lub gwarancji, z zastrzeżeniem że kwota poręczenia lub gwarancji udzielanych za zobowiązania określonego podmiotu nie może przekroczyć 20% wartości tych kapitałów (funduszy). Zobowiązane są one przekazywać ministrowi właściwemu ds. finansów publicznych półroczne informacje o: (i) liczbie i wartości udzielonych poręczeń i gwarancji, (ii) aktualnym stanie należności i zobowiązań z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji, (iii) podmiotach, na rzecz których oraz za zobowiązania których poręczenia lub gwarancje zostały udzielone, oraz przeznaczeniu kwot objętych poręczeniem lub gwarancją, oraz (iv) przebiegu dochodzenia wierzytelności powstałych w związku z wykonaniem udzielonych poręczeń i gwarancji. Informacje powyższe przekazywane są w terminie 30 dni po upływie półrocza.

3.17 Otoczenie prawne – przedsiębiorstwa państwowe i jednoosobowe spółki Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa

Lista przedsiębiorstw państwowych i jednoosobowych spółek Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa zawarta jest w załączniku do rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 18 stycznia 2005 r. w sprawie określenia przedsiębiorstw państwowych oraz jednoosobowych spółek Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa (Dz. U. Nr 15, poz. 123). Prywatyzacja takich przedsiębiorstw i spółek wymaga zgody Rady Ministrów. Rady nadzorcze jednoosobowych spółek Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa mogą liczyć do 9 osób. Powołuje je walne zgromadzenie po zasięgnięciu opinii ministra właściwego ze względu na przedmiot działania spółki. Odmiennie też od reguł obowiązujących inne spółki Skarbu Państwa, zarząd jednoosobowych spółek Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa może być powołany również przez walne zgromadzenie, a nie tylko radę nadzorczą.

3.18 Ustawa o Komercjalizacji i Prywatyzacji

Zgodnie z art. 12 ust. 1 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji w czasie, w którym Skarb Państwa pozostaje jedynym akcjonariuszem spółki powstałej w wyniku komercjalizacji, członków rady nadzorczej powołuje i odwołuje walne zgromadzenie, z tym że dwie piąte składu rady nadzorczej stanowią osoby wybrane przez pracowników. W jednoosobowych spółkach Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa, do takiej przed Emisją zalicza się PGNiG, rada nadzorcza może liczyć do 9 osób. Rady nadzorcze tych spółek powoływane są przez walne zgromadzenie po zasięgnięciu opinii ministra właściwego ze względu na przedmiot działania spółki. Członkowie rad nadzorczych będący przedstawicielami pracowników wybierani są w wyborach bezpośrednich i tajnych, przy zachowaniu zasady powszechności.

Zgodnie z art. 14 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji, od chwili, w której Skarb Państwa przestaje być jedynym akcjonariuszem spółki powstałej w wyniku komercjalizacji, postanowienia statutu dotyczące powoływania i odwoływania członków rady nadzorczej mogą być zmienione, z tym że pracownicy zachowują prawo wyboru: (i) dwóch członków rady nadzorczej w radzie liczącej do sześciu członków, (ii) trzech członków rady nadzorczej w radzie liczącej od siedmiu do dziesięciu członków, (iii) czterech członków rady nadzorczej w radzie liczącej jedenastu lub więcej członków. Stosownie do art. 19a Ustawy o Prywatyzacji i Komercjalizacji stanowi, że w spółce, w której ponad połowa akcji należy do Skarbu Państwa, członkowie zarządu są powoływani i odwoływani przez radę nadzorczą. Powołanie na członka zarządu następuje po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego przez radę nadzorczą, wymóg ten nie dotyczy członka zarządu wybranego przez pracowników. W jednoosobowych spółkach Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa zarząd może powołać walne zgromadzenie. Z kolei, zgodnie z art. 16 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji, w spółkach powstałych w drodze komercjalizacji, także po zbyciu przez Skarb Państwa ponad połowy akcji spółki, pracownicy wybierają jednego członka zarządu, jeżeli średnioroczne zatrudnienie w spółce wynosi powyżej 500 pracowników.

3.19 Otoczenie prawne – Projekt Ustawy o Złotej Akcji

Projekt Ustawy o Złotej Akcji określa szczególne uprawnienia Skarbu Państwa oraz ich wykonywanie w spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych z jego udziałem o istotnym znaczeniu dla porządku publicznego lub bezpieczeństwa publicznego i kryteria warunkujące uznanie spółek za istotne dla porządku lub bezpieczeństwa publicznego w rozumieniu prawa wspólnotowego. Zgodnie z Projektem Ustawy o Złotej Akcji, tak długo, jak Skarb Państwa bezpośrednio lub pośrednio pozostaje akcjonariuszem lub wspólnikiem w takiej spółce, Minister Skarbu Państwa może wyrazić sprzeciw wobec podjętej przez zarząd uchwały lub innej dokonanej przez zarząd czynności prawnej, której przedmiotem jest rozporządzenie składnikiem mienia spółki podstawowym z punktu widzenia prowadzonej przez nią działalności. Sprzeciw dotyczy wyłącznie czynności prawnej spółki o istotnym znaczeniu dla porządku publicznego lub bezpieczeństwa publicznego, jeżeli czynność taka narusza porządek publiczny lub bezpieczeństwo publiczne. Sprzeciw obejmuje również uchwały walnego zgromadzenia albo zgromadzenia wspólników dotyczące: (i) rozwiązania spółki, (ii) przeniesienia siedziby spółki za granicę, (iii) zmiany przedmiotu przedsiębiorstwa półki, (iv) zbycia albo wydzierżawienia przedsiębiorstwa lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego - jeżeli uchwała taka narusza porządek publiczny lub bezpieczeństwo publiczne. Skutki czynności prawnej ulegają zawieszeniu: (i) na czas przysługujący Ministrowi Skarbu Państwa na wniesienie sprzeciwu, (ii) w razie złożenia wniosku o ponowne rozpatrzenie sprawy lub zaskarżenia ostatecznej decyzji Ministra Skarbu Państwa na drodze sądowej do chwili zmiany decyzji, jej uchylenia albo stwierdzenia nieważności decyzji. Minister Skarbu Państwa może wyrazić sprzeciw w przypadku, gdy spółka, która spełnia kryteria wskazane w Projekcie Ustawy o Złotej Akcji ograniczy lub zmieni rzeczywisty przedmiot swej działalności, a także wobec uchwały organu spółki przewidującej zmianę przeznaczenia lub zaniechanie eksploatacji składnika mienia spółki podstawowego z punktu widzenia wskazanych kryteriów, jeżeli zagraża to bezpośrednio porządkowi

publicznemu lub bezpieczeństwu publicznemu. W spółce, która spełnia kryteria wskazane w Projekcie Ustawy o Złotej Akcji, Minister Skarbu Państwa może ustanowić jednego albo dwóch obserwatorów. Obserwatorowi przysługuje prawo żądania od organów spółki wszelkich dokumentów oraz wyjaśnień dotyczących spraw, co do których możliwe jest wyrażenie sprzeciwu stosownie do Projektu Ustawy o Złotej Akcji. Obserwator jest obowiązany do odbioru i analizy materiałów otrzymanych od spółki oraz do przekazania Ministrowi Skarbu Państwa otrzymanych materiałów wraz z pisemnym stanowiskiem odnośnie do ewentualnego sprzeciwu oraz jego uzasadnieniem w terminie 4 dni roboczych od dnia przekazania materiałów przez spółkę. Zgodnie z Projektem Ustawy o Złotej Akcji, szczególne uprawnienia Skarbu Państwa przysługują Skarbowi Państwa wyłącznie w spółkach mających siedzibę na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, wskazanych w Projekcie Ustawy o Złotej Akcji, do których między innymi zalicza się spółki, które: (i) wykonują działalność operatora lub są właścicielami systemu przesyłowego gazowego albo elektroenergetycznego, jeżeli podmiot lub grupa kapitałowa z jego udziałem posiada lub użytkuje ponad 50% sieci przesyłowej gazowej lub elektroenergetycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, (ii) zajmują się magazynowaniem i przechowywaniem towarów w zakresie benzyn silnikowych, oleju napędowego, gazu ziemnego lub podziemnym magazynowaniem ropy naftowej, jeżeli łącznie pojemności magazynowe podmiotu lub grupy kapitałowej z jego udziałem na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w zakresie przechowywania benzyn silnikowych, oleju napędowego, gazu ziemnego lub ropy naftowej przekraczają 30 dni konsumpcji tych towarów na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, (iii) zajmują się wydobywaniem węgla kamiennego lub gazu ziemnego, jeżeli łączny udział podmiotu lub grupy kapitałowej z jego udziałem w wydobyciu węgla kamiennego lub gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przekracza 50%.

4 GŁÓWNE RYNKI ZBYTU GRUPY PGNiG

Głównym rynkiem zbytu Grupy PGNiG jest Polska. Przychody osiągane przez Grupę Kapitałową PGNiG na rynku krajowym stanowiły w 2004 roku około 96% łącznej kwoty przychodów Grupy Kapitałowej PGNiG. Grupa Kapitałowa PGNiG eksportuje niewielkie ilości gazu ziemnego oraz ropy naftowej do Niemiec (do połowy 2004 roku nabywane przez spółkę z siedzibą na Cyprze) oraz eksportuje usługi geofizyczne i wiertnicze do, między innymi, Kazachstanu, Indii i Pakistanu.

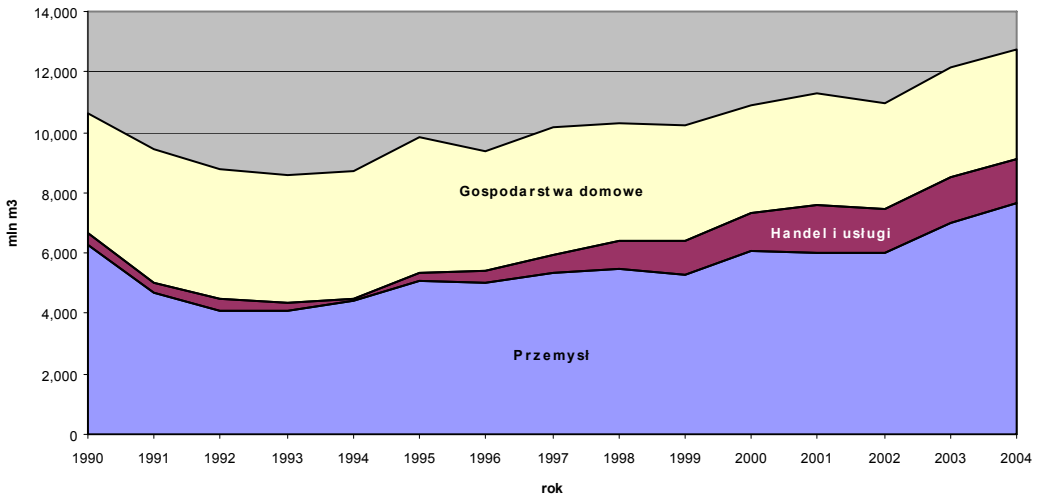
W Polsce Grupa PGNiG posiada ponad 6 mln odbiorców indywidualnych zaopatrywanych przez Spółki Gazownictwa. Ponadto największymi odbiorcami Grupy PGNiG są Odbiorcy Bezpośredni Gazu w tym:

- PKN Orlen S.A.;
- zakłady azotowe (ZA Puławy S.A., ZA Kędzierzyn S.A., ZA w Tarnowie-Mościcach S.A., Zakłady Chemiczne Police S.A., ZA Anwil S.A.);
- elektrociepłownie (EC Lublin Wrotków Sp. z o.o., EC Nowa Sarzyna Sp. z o.o., EC Rzeszów Sp. z o.o., EC Gorzów Sp. z o.o., EC Zielona Góra);
- huty (w tym Mittal Steel Poland S.A.).

Odbiorców gazu ziemnego w Polsce można podzielić na 6 grup:

- gospodarstwa domowe;
- przemysł;
- usługi;
- handel;
- odbiorcy hurtowi;
- pozostali.

Sprzedaż gazu ziemnego do odbiorców końcowych w przeliczeniu na gaz wysokometanowy w latach 1990-2004



Źródło: PGNiG.

PGNiG dostarczając gaz instalacjami wysokiego ciśnienia obsługuje głównie dużych odbiorców przemysłowych, niektórych dużych odbiorców z sektora handlu i usług oraz spółki dystrybucyjne. Mniejsi odbiorcy przemysłowi i odbiorcy z sektora handlu i usług, a także gospodarstwa domowe są obsługiwani przez Spółki Gazownictwa.

Strukturę sprzedaży gazu według odbiorców zaprezentowano w pkt. 1.2.1 niniejszego Rozdziału.

Spółki Gazownictwa dzielą odbiorców gazu, zgodnie ze wspólną w Grupie PGNiG strategią marketingową, na trzy kategorie: odbiorców korporacyjnych, odbiorców indywidualnych (sprzedaż poniżej 3 mln m^3/rok) i odbiorców biznesowych (sprzedaż do 2 mln m^3/rok). Przy czym odbiorców korporacyjnych wyróżnia się jeszcze w podziale na odbiorców strategicznych (odbiór gazu >15 mln m^3/rok) i odbiorców kluczowych (odbiór gazu w przedziale 2-15 mln m^3/rok).

Podział odbiorców gazu ziemnego Spółek Gazownictwa według stanu na 31 marca 2005 roku (liczba odbiorców)

Podział odbiorców Spółek Gazownictwa w 2004 r. (liczba odbiorców)							
Grupa odbiorców	**DSG Sp. z o.o.**	**GSG Sp. z o.o.**	**KSG Sp. z o.o.**	**MSG Sp. z o.o.**	**PSG Sp. z o.o.**	**WSG Sp. z o.o.**	**Razem**
Indywidualni	711.511	1.249.262	1.302.395	1.382.780	696.633	805.596	**6.148.177**
Biznesowi	18.309	26.638	42.787	27.192	23.975	51.021	**189.922**
Korporacyjni	31	40	46	62	79	165	**423**
- kluczowi	*29*	*34*	*43*	*61*	*77*	*88*	***332***
- strategiczni	*2*	*6*	*3*	*1*	*2*	*77*	***91***
Razem	**729.851**	**1.275.940**	**1.345.228**	**1.410.034**	**720.687**	**856.782**	**6.338.522**
% ogółu	11,6%	20,3%	21,2%	22,5%	11,3%	13,1%	100,0%

Źródło: PGNiG

Grupa Kapitałowa PGNiG realizuje prace poszukiwawcze (badania sejsmiczne i wiercenia) na rynku krajowym i za granicą. W zakresie wydobycia PGNiG wydobywa: 100% ropy naftowej na lądzie, a około 65% w kraju przy uwzględnieniu wydobycia firmy Petrobaltic S.A. z szelfu Morza Bałtyckiego.

W zakresie wydobycia gazu ziemnego wydobycie PGNiG stanowi ponad 95% w stosunku do wydobycia ze złóż gazu ziemnego i metanu w kopalniach węgla kamiennego.

Spółki zależne w zakresie badań sejsmicznych i wierceń w kraju w roku 2004 w całości realizowały prace na rzecz PGNiG. Ewentualne zakresy prac na rzecz innych firm zajmujących się poszukiwaniem w Polsce mogą osiągnąć nie więcej niż 10%.

Spółki geofizyczne i wiertnicze realizują znaczne zakresy prac za granicą, na rzecz inwestorów spoza PGNiG.

W 2004 roku wykonano:

- sejsmika ogółem:
  - sejsmika dwuwymiarowa 2D – 4.250 km;
  - sejsmika trójwymiarowa 3D – 2.064 km^2;
    - z tego w kraju:
      - 2D – 1.325 km, tj. – 31,2%;
      - 3D – 641 km^2, tj. – 31%;
- wiercenia ogółem – 256,3 tys. m:
  - z tego w kraju – 59,7 tys. m, tj. 23,4%.

W obszarze ropy naftowej całkowitą chłonność na ropę naftową rynku polskiego szacuje się na ok. 18-19 mln ton rocznie, z czego nieco ponad jeden milion ton to dostawy dla rafinerii zlokalizowanych na południu Polski. PGNiG dostarcza ropę naftowa do Rafinerii Czechowice S.A., Rafinerii Trzebinia S.A., Rafinerii Jedlicze S.A. i Rafinerii Jasło S.A. oraz mniejszych podmiotów. Emitent liczy się z zaniechaniem przerobu ropy w tych rafineriach z końcem 2006 roku lub z momentem zniesienia tzw. „ulgi transportowej".

Do odbiorców zagranicznych PGNiG należą takie firmy jak STASCO, BP Oil International Limited. Ponadto Emitent zamierza podjąć współpracę z innymi zagranicznymi odbiorcami ropy naftowej.

5 SEZONOWOŚĆ PRODUKCJI I RYNKÓW ZBYTU ORAZ ZMIANY STRUKTURY WARTOŚCI ZAPASÓW

Sprzedaż gazu Grupy Kapitałowej PGNiG podlega znacznym wahaniom sezonowym. Sprzedaż gazu znacznie wzrasta w miesiącach zimowych i spada w miesiącach letnich co pokazuje przedstawiona poniżej analiza sezonowości sprzedaży i struktury zapasów.

Dla Grupy Kapitałowej PGNiG w przypadku ropy naftowej nie można zaobserwować sezonowości sprzedaży. Ze względu na niewielki udział przychodów ze sprzedaży ropy naftowej w przychodach ogółem Grupy Kapitałowej PGNiG oraz braku sezonowości w sprzedaży ropy naftowej nie omówiono poniżej struktury zapasów.

5.1 Wolumen sprzedaży – gaz ziemny

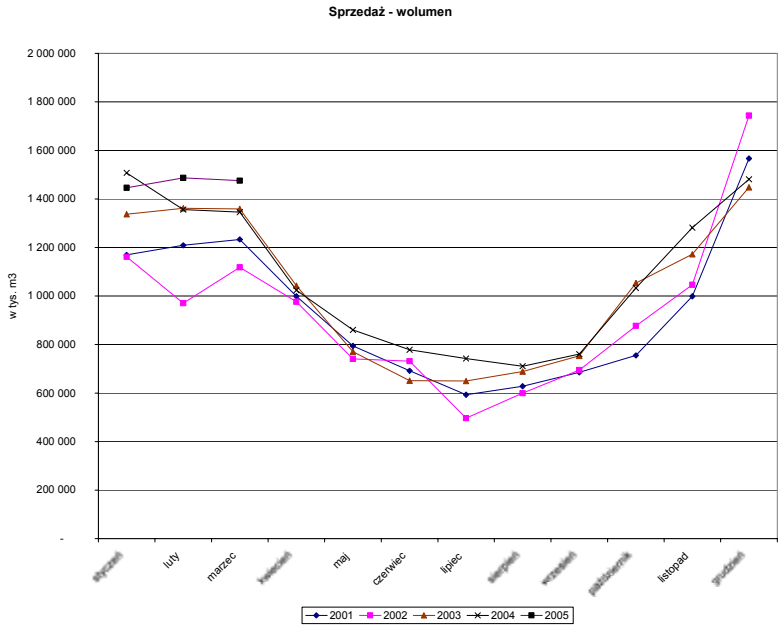
W poniższych tabelach i na wykresach przedstawiono sezonowość sprzedaży dla Grupy Kapitałowej PGNiG z uwzględnieniem wyłączenia sprzedaży na zewnątrz Grupy Kapitałowej PGNiG.

Wolumen sprzedaży w tys. m^3 do odbiorców końcowych

Miesiąc/Rok	2005	2004	2003	2002	2001
Styczeń	1.445.667	1.507.639	1.337.203	1.161.592	1.169.533
Luty	1.486.888	1.356.361	1.361.542	970.340	1.208.788
Marzec	1.475.258	1.345.620	1.358.913	1.118.306	1.232.991
Kwiecień	-	1.023.704	1.042.319	976.352	998.792
Maj	-	860.398	770.408	741.111	794.037
Czerwiec	-	778.147	651.316	731.498	691.841
Lipiec	-	742.394	649.805	496.403	593.286
Sierpień	-	710.758	688.797	599.459	627.947
Wrzesień	-	760.304	753.770	694.786	685.394
Październik	-	1.033.320	1.053.966	876.842	755.357
Listopad	-	1.281.773	1.171.998	1.046.426	998.916
Grudzień	-	1.481.346	1.447.787	1.743.324	1.566.743
Razem	**4.407.813**	**12.881.764**	**12.287.825**	**11.156.438**	**11.325.626**

Źródło: PGNiG.

Powyższa tabela prezentuje sprzedaż gazu ziemnego przez Grupę PGNiG (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) dla odbiorców końcowych (w tym za pośrednictwem Spółek Gazownictwa). Różnica pomiędzy danymi w powyższej tabeli w latach 2003–2004 a danymi dotyczącymi sprzedaży Grupy PGNiG w latach 2003–2004, zamieszczonymi w innych częściach Prospektu (odpowiednio 12,5 mld m^3 i 13,1 mld m^3) wynika ze zużycia własnego oraz strat w Spółkach Gazownictwa.



Maksymalna sprzedaż gazu w miesiącach zimowych (grudzień, styczeń) przekracza ponad dwukrotnie minimalną sprzedaż w miesiącach letnich (czerwiec, lipiec) i jest w znacznym stopniu uzależniona od temperatury otoczenia. Zakres tych wahań wyznaczają niskie temperatury zimą i wyższe latem. Sezonowość sprzedaży wpływa na potrzebę zwiększenia zdolności magazynowania oraz przesyłowych, w tym również sieci dystrybucyjnych, w celu zaspokojenia szczytowego zapotrzebowania odbiorców końcowych i utrzymania bezpieczeństwa dostaw gazu w kraju.

5.2 Struktura zapasów gazu ziemnego

Spółka magazynuje gaz ziemny w posiadanych podziemnych magazynach gazu (PMG).

Poziom zapasów gazu ziemnego zgromadzonego w podziemnych magazynach gazu przedstawia poniższa tabela.

w mln m^3, na ostatni dzień miesiąca

Miesiąc/Rok	2005	2004	2003	2002	2001
Styczeń	746,3	616,5	774,7	835,3	630,3
Luty	444,4	445,4	428,3	735,7	486,9
Marzec	303,2	430,6	357,1	553,6	413,0
Kwiecień	-	541,0	354,8	638,4	480,9
Maj	-	800,4	602,1	930,0	750,4
Czerwiec	-	1.067,6	899,7	1.212,0	864,9
Lipiec	-	1.353,3	1.196,1	1.436,1	1.111,3
Sierpień	-	1.603,4	1.355,5	1.614,2	1.335,3
Wrzesień	-	1.781,4	1.527,3	1.752,7	1.508,7
Październik	-	1.758,2	1.275,2	1.618,6	1.637,3
Listopad	-	1.493,4	1.165,9	1.498,6	1.560,8
Grudzień	-	1.139,5	982,0	1.190,6	1.308,9
Średnia	**498,0**	**1.085,6**	**909,9**	**1.161,4**	**1.007,0**

Źródło: PGNiG.

Wartość zapasów gazu ziemnego zgromadzonego w podziemnych magazynach gazu przedstawia poniższa tabela.

w mln zł, na ostatni dzień miesiąca

Miesiąc/Rok	2004	2003	2002	2001
Styczeń	256,2	275,1	333,9	208,7
Luty	185,2	152,9	292,4	177,1
Marzec	179,7	130,1	218,2	142,0
Kwiecień	227,4	130,4	245,0	170,9
Maj	336,2	234,9	339,4	286,2
Czerwiec	442,9	368,8	435,9	336,4
Lipiec	562,4	493,2	513,3	446,5
Sierpień	663,3	561,4	563,9	539,3
Wrzesień	733,4	633,5	610,1	612,0
Październik	723,8	527,9	563,3	663,4
Listopad	614,8	483,2	521,6	632,7
Grudzień	469,1	409,5	420,6	432,3
Średnia	**449,5**	**366,7**	**421,4**	**387,3**

Źródło: PGNiG.

Wartość zapasu gazu ziemnego – zapas gazu w magazynach krajowych wyceniany jest według średnioważonej ceny nabycia gazu z importu, rzeczywistego technicznego kosztu wytworzenia gazu pozyskiwanego ze źródeł krajowych oraz kosztów odazotowania.

Magazynowanie gazu służy zapewnieniu odbiorcom jego dostawy, tj. przede wszystkim równoważeniu systemu gazowego i zabezpieczenia dostaw w okresach szczytowego zapotrzebowania oraz zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw. Magazyny przejmują nadwyżki gazu z systemu w okresie letnim i uzupełniają system w gaz ziemny w okresie zimowym.

6 INFORMACJE O WARTOŚCI SPRZEDAŻY PGNiG ORAZ GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG

Przychody ze sprzedaży Emitenta przedstawia poniższa tabela.

Przychody ze sprzedaży produktów, materiałów i towarów (w tys. zł)	I kw. 2005	Udział w%	2004	Udział w %	2003	Udział w %	2002	Udział w %	2001	Udział w %
Przychody ze sprzedaży	2.945.059	100,0	8.447.521	100,0	8.024.775	100,0	9.118.740	100,0	8.974.036	100,0
- w tym od jednostek powiązanych	1.866.387	63,4	4.682.658	55,4	4.756.250	59,3	56.463	0,6	62.242	0,7

Źródło: Sprawozdania finansowe Emitenta.

Przychody ze sprzedaży krajowej i eksportowej Grupy Kapitałowej PGNiG przedstawia poniższa tabela.

Przychody ze sprzedaży produktów, materiałów i towarów (w tys. zł)	2004	Udział w %	2003	Udział w %	2002	Udział w %	2001	Udział w %
Przychody ze sprzedaży - kraj	10.439.438	95,7	9.813.072	96,3	9.194.826	96,9	9.203.795	98,0
Przychody ze sprzedaży – eksport	470.654	4,3	375.537	3,7	290.066	3,1	189.158	2,0
Razem sprzedaż produktów, materiałów i towarów	**10.910.092**	**100,0**	**10.188.609**	**100,0**	**9.484.892**	**100,0**	**9.392.953**	**100,0**
- w tym od jednostek powiązanych	50.433	0,5	51.694	0,5	66.287	0,7	98.544	1,0

Źródło: Skonsolidowane sprawozdania finansowe Emitenta.

Na przestrzeni ostatnich trzech lat wartość przychodów z eksportu oraz ich udział w sprzedaży Grupy Kapitałowej PGNiG systematycznie rosły.

W przychodach z eksportu Grupy Kapitałowej PGNiG najistotniejszymi kwotami są przychody ze sprzedaży usług (głównie przychody ze sprzedaży prac poszukiwawczych oraz usług geofizycznych) i ropy naftowej,

których wartość i udział w przychodach ze sprzedaży eksportowej w 2004 roku wyniósł odpowiednio 281.027 tys. zł i 59,8% oraz 144.415 tys. zł i 30,7%.

Poniższa tabela zawiera informacje dotyczące przychodów ze sprzedaży dla poszczególnych segmentów działalności Grupy Kapitałowej PGNiG w latach 2001–2004. Szczegółowe informacje na temat zasad ustalenia wartości poszczególnych pozycji w poniższej tabeli zostały wskazane w Rozdziale VIII Prospektu.

w tys. zł	2004		2003		2002		2001	
Przychody ze sprzedaży	**10.910.092**	**100,0%**	**10.188.609**	**100,0%**	**9.484.892**	**100,0%**	**9.392.953**	**100,0%**
Wydobycie i produkcja	1.209.874	11,1%	912.104	9,0%	804.730	8,5%	849.074	9,0%
Przesył	2.918.137	26,7%	2.655.166	26,1%	2.422.536	25,5%	2.597.400	27,7%
Dystrybucja	6.706.820	61,5%	6.553.942	64,3%	6.137.703	64,7%	5.782.491	61,6%
Pozostałe	75.260	0,7%	67.397	0,7%	119.923	1,3%	163.988	1,7%

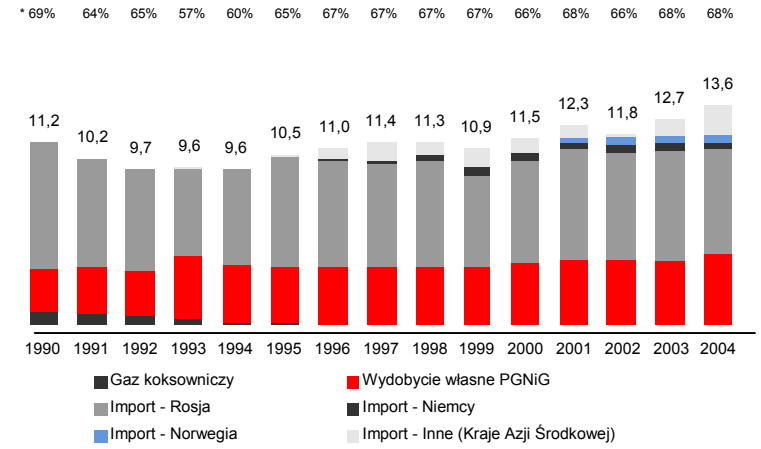
Źródło: Skonsolidowane sprawozdania finansowe Emitenta.

7 ŹRÓDŁA ZAOPATRZENIA

7.1 Źródła zaopatrzenia w gaz

W 2004 roku 32% gazu ziemnego pozyskanego przez PGNiG pochodziło z wydobycia krajowego, którego poziom systematycznie wzrasta od 1999 roku. Pozostały gaz ziemny pozyskany przez PGNiG w 2004 roku pochodził z importu, głównie z Rosji, Krajów Azji Środkowej, Norwegii oraz Niemiec. 25,8% gazu pozyskanego w I kwartale 2005 roku stanowił gaz z wydobycia krajowego. Poniższy wykres oraz tabela przedstawia pozyskanie gazu w podziale na geograficzne źródła dostaw.

Pozyskanie gazu ziemnego przez PGNiG według źródeł dostaw w mld m³ (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy)



Źródło: PGNiG.
** Dane wyrażone w % nad rysunkiem wskazują udział importu w zużyciu gazu w poszczególnych latach.*

PGNiG zaprzestało pozyskiwania gazu koksowniczego przed upływem 1995 roku, zastępując go lepszym jakościowo gazem wysokometanowym i zaazotowanym.

Dostawy gazu wysokometanowego z importu w latach 1990-2005 w mln m³ wg PN

	Zakup z importu ogółem	Rosja	Kraje Azji Środkowej oraz Ukraina	Niemcy	Norwegia	Czechy
1990	7.836,0	7.836,0	0,0	-	0,0	-
1991	6.614,5	6.578,2	36,3	-	0,0	-
1992	6.246,8	6.210,4	33,5	-	0,0	2,9
1993	5.486,0	5.443,7	16,8	21,5	0,0	4,0
1994	5.815,6	5.781,2	0,0	32,9	0,0	1,5

1995	6.771,8	6.707,3	28,0	35,6	0,0	0,9
1996	7.358,0	6.648,8	612,0	96,3	0,0	0,9
1997	7.682,3	6.290,2	1.205,1	186,3	0,0	0,7
1998	7.538,6	6.425,1	793,5	319,6	0,0	0,4
1999	7.256,0	5.675,8	1.134,1	445,7	0,0	0,4
2000	7.676,1	6.335,8	883,2	423,8	33,0	0,3
2001	8.325,0	6.938,5	709,9	404,7	271,6	0,3
2002	7.775,2	6.692,8	188,1	402,0	492,0	0,3
2003	8.622,7	6.754,9	962,4	417,6	487,5	0,3
2004	9.303,9	5.757,6	2.679,9	386,2	480,0	0,3
I kw. 2005	2.593,5	1.750,9	605,4	115,4	121,7	0,1

Strukturę zaopatrzenia PGNiG w gaz w latach 2001-2004 przedstawia poniższa tabela.

w mln m^3, w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Źródło/kierunek pochodzenia	2004	2003	2002	2001	2004/2003 (%)	2003/2002 (%)	2002/2001 (%)
Wydobycie krajowe	4.326,7	4.058,5	4.035,6	3.973,6	106,6	100,6	101,6
Import gazu, w tym:	9.303,9	8.622,7	7.775,2	8.325,0	107,9	110,9	93,4
- Rosja	5.757,6	6.754,9	6.692,8	6.938,5	85,2	100,9	96,5
- Niemcy	386,2	417,6	402,0	404,7	92,5	103,9	99,3
- Norwegia	480,0	487,5	492,0	271,6	98,5	99,1	181,1
- Kraje Azji Środkowej	2.679,9	962,4	188,1	709,9	278,5	511,6	26,5
- Czechy	0,3	0,3	0,3	0,3	100,0	100,0	100,0
Zakup z innych źródeł krajowych	2,8	4,6	4,2	-	60,9	109,5	-
Razem zakupy	13.633,4	12.685,8	11.815	12.298,6	107,5	107,4	96,1

Udział poszczególnych krajów w zaopatrzeniu PGNiG przedstawia poniższa tabela.

Źródło/kierunek pochodzenia	2004	2003	2002	2001
- Rosja	61,89%	78,34%	86,08%	83,35%
- Niemcy	4,14%	4,84%	5,17%	4,86%
- Norwegia	5,16%	5,65%	6,33%	3,26%
- Kraje Azji Środkowej	28,81%	11,16%	2,42%	8,53%
- Czechy	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Razem import	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

7.1.1 Import gazu ziemnego

Dostawy gazu z importu w 2004 roku, w wysokości 9,3 mld m^3, stanowiły ponad 68% całkowitego zapotrzebowania Grupy PGNiG. W roku 2004 wzrost zakupów gazu z importu wynosił około 8% głównie poprzez zwiększenie dostaw w ramach kontraktów średnioterminowych z Krajów Azji Środkowej.

Podstawę zaopatrzenia w gaz ziemny z importu stanowią kontrakty wieloletnie opisane w pkt. 10.1.1.1 niniejszego Rozdziału.

7.1.1.1 Główni dostawcy gazu ziemnego dla PGNiG

Głównym dostawcą gazu importowanego przez PGNiG jest Gazprom/Gazexport, którego udział w imporcie gazu w 2004 roku osiągnął poziom około 62% i ponad 42% całkowitego zaopatrzenia w gaz. Pozostali istotni dostawcy to RusUkrEnergo AG, Statoil ASA, Norsk Hydro Produksjon a.s., Total E&P Norge AS oraz VNG/E.ON Ruhrgas AG.

Polska w okresie ostatniej dekady poszukiwała możliwości dywersyfikacji źródeł dostaw w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. PGNiG zawarło szereg kontraktów w zakresie importu gazu z dostawcami spoza Rosji, jednak niektóre z nich nie zostały zrealizowane lub nie weszły nigdy w życie. Kontrakty, które

weszły w życie lub mogą wejść w życie po ziszczeniu się warunków zawieszających zostały opisane w pkt. 9.1 oraz 10.1 niniejszego Rozdziału.

7.1.1.2 Najważniejsza obecna infrastruktura importowa

Polska jest istotnym krajem tranzytu gazu z Rosji na rynki europejskie. Gazociąg Jamał-Europa Zachodnia, którego polski odcinek jest własnością EuRoPol GAZ i którego operatorem jest PGNiG, jest wykorzystywany do dostarczania gazu do Niemiec i innych krajów Europy Zachodniej przez terytoria Białorusi i Polski. Obecna przepustowość Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia wynosi ok. 20 mld m^3 rocznie. W wyniku budowy kolejnych tłoczni gazu ziemnego oczekuje się, że moc przesyłowa zostanie zwiększona w I kwartale 2006 roku do 33,35 mld m^3 rocznie. PGNiG odbiera gaz z Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia w dwóch punktach zdawczo-odbiorczych na terenie Polski – we Włocławku oraz Lwówku Wielkopolskim. Ponadto import gazu z kierunku wschodniego odbywa się poprzez połączenia z systemem gazowniczym na Białorusi w punktach Wysokoje i Tietierowka oraz poprzez połączenie z systemem na Ukrainie w punkcie zdawczo-odbiorczym Drozdowicze. Odbiór gazu importowanego z Norwegii oraz Niemiec odbywa się poprzez punkt zdawczo-odbiorczy Lasów koło Zgorzelca.

7.2 Pozyskiwanie ropy naftowej

Obecnie PGNiG posiada udokumentowane zasoby ropy naftowej w ilości 26,1 mln ton (w tym 17,5 mln ton pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)). Największe zasoby ropy naftowej znajdują się w zachodniej Polsce. Wydobywana ropa naftowa sprzedawana jest na podstawie zawartych umów do rafinerii zlokalizowanych na południu Polski oraz jest eksportowana do Niemiec. Wydobycie ropy naftowej wynosiło w 2004 roku 644 tys. ton.

8 UZALEŻNIENIE OD ODBIORCÓW LUB DOSTAWCÓW

Grupa Kapitałowa PGNiG nie jest uzależniona od żadnego odbiorcy. Udział żadnego z odbiorców Grupy Kapitałowej PGNiG nie osiągnął w 2004 roku 10% przychodów ze sprzedaży ogółem.

W przypadku dostawców PGNiG, udział ilościowy Gazpromu/Gazexportu (jedynego dostawcy gazu rosyjskiego dla PGNiG od 2004 roku), dostarczającego gaz ziemny na podstawie Kontraktu Jamalskiego, w zaopatrzeniu PGNiG w gaz ziemny (z uwzględnieniem wydobycia własnego PGNiG) wyniósł w 2001, 2002, 2003 i 2004 roku odpowiednio: 33, 45, 42 i 42%.

Poza Kontraktem Jamalskim oraz posiadaniem akcji w spółce EuRoPol GAZ i Gas Trading, Gazprom/ Gazexport nie posiadają żadnych powiązań z PGNiG. Kontrakt Jamalski został opisany w pkt. 9 niniejszego Rozdziału.

Udział Gazprom w EuRoPol GAZ wynosi 48% kapitału zakładowego tej Spółki. Udział Gazexportu w kapitale zakładowym Gas Trading wynosi 15,88%, a z kolei udział Gas Trading w kapitale zakładowym EuRoPol GAZ wynosi 4%.

9 ZNACZĄCE UMOWY

W niniejszym punkcie zostały opisane umowy znaczące w rozumieniu § 2 ust. 1 pkt 64) Rozporządzenia w Sprawie Prospektu, których stroną jest PGNiG lub jednostki od niego zależne, których wartość przedmiotu umowy wynosi co najmniej 10% przychodów ze sprzedaży Grupy Kapitałowej PGNiG za okres ostatnich czterech kwartałów obrotowych (tj. za okres od 1 marca 2004 r. do 31 marca 2005 r.) określonych zgodnie z danymi finansowymi Grupy Kapitałowej PGNiG, tj. 1.149.312,5 tys. zł.

Zgodnie z Rozporządzeniem w Sprawie Prospektu podstawowym kryterium zakwalifikowania umowy jako znaczącej jest to, że jej łączna wartość (obliczana zgodnie z przepisami Rozporządzenia w Sprawie Prospektu) wynosi co najmniej 10% kapitałów własnych Emitenta (§ 2 ust. 1 pkt 64 a) Rozporządzenia w Sprawie Prospektu). Rozporządzenie w Sprawie Prospektu stwierdza jednak równocześnie, że w przypadku gdy wielkość kapitałów własnych nie jest kryterium pozwalającym na właściwą ocenę znaczenia zawartej umowy kryterium zakwalifikowania danej umowy jako "znaczącej" może być oparte na tym, że jej wartość (obliczana zgodnie z przepisami Rozporządzenia w Sprawie Prospektu) wynosi co najmniej 10% łącznej wartości przychodów ze sprzedaży grupy kapitałowej za okres ostatnich czterech kwartałów obrotowych (w przypadku PGNiG będą to ostatnie trzy kwartały 2004 roku oraz pierwszy kwartał 2005 roku). W ocenie PGNiG w odniesieniu do znaczących umów zawartych przez PGNiG lub jednostki zależne od PGNiG właściwym kryterium jest właśnie kryterium przychodowe.

Uzasadnieniem dla wyboru tego kryterium jest fakt, że PGNiG (i szerzej rzecz ujmując Grupa PGNiG) prowadzi działalność handlową, oferuje towary i usługi o charakterze masowym i przychody PGNiG są najlepszym miernikiem skali prowadzonej przez PGNiG działalności. Ocena znaczenia zawartej umowy powinna być zdaniem PGNiG oparta właśnie na tym najbardziej charakterystycznym dla działalności PGNiG mierniku. Należy także zwrócić uwagę na fakt, że przychody PGNiG są bardzo stabilne, co w połączeniu z długimi terminami na jakie zostały zawarte najważniejsze umowy powoduje, że przyjęte kryterium da inwestorom lepszą możliwość oceny działalności i perspektyw PGNiG niż w przypadku kapitałów własnych, które w przypadku PGNiG ulegają wahaniom.

9.1 Znaczące umowy dotyczące importu gazu

Kontrakt Jamalski

Kontrakt został zawarty zgodnie z porozumieniem między Rządem RP i Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium RP i dostawach gazu rosyjskiego do RP z dnia 25 sierpnia 1993 r., porozumieniem pomiędzy Gazprom, PGNiG, Gas Trading i EuRoPol GAZ o zasadach dysponowania zdolnościami przesyłowymi systemu gazociągów tranzytowych przechodzących przez terytorium RP z dnia 25 października 1994 r. oraz dokumentami zmieniającymi ww. porozumienia.

Przedmiotem Kontraktu Jamalskiego jest nabycie przez PGNiG następujących ilości gazu ziemnego w każdym roku kontraktowym wymienionym w górnym wierszu tabeli (w przypadku, gdy w wierszu wskazane są lata dostaw np. 1997-2000, oznacza to, że chodzi o ilość zakontraktowaną na każdy rok, tzn. 1997, 1998, 1999 i 2000):

Rok	1997-2000	2001	2002	2003	2004-2005	2006-2007	2008-2009	2010-2014	2015-2022
Ilość mln m^3 wg GOST	2880	4800	6720	6600	7000	7100	7300	8000	9000

Ww. ilości gazu zostały uzgodnione na podstawie aneksu nr 20 do Kontraktu Jamalskiego z dnia 23 czerwca 2003 r. Przed podpisaniem tego aneksu Kontrakt Jamalski przewidywał dostawy następujących ilości gazu ziemnego:

Rok	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010-2014	2015-2021	2022
Ilość mln m^3 wg GOST	4800	6720	8640	9600	10560	10560	10560	10560	10560	13440	13440	-

Ww. ilości gazu do 2009 roku włącznie mogą na wniosek PGNiG zmieniać się w przedziale +/-10%. Kontrakt zawiera szczegółową specyfikację gazu, a także postanowienia dotyczące sposobu pomiaru ilości gazu oraz określenie jakości gazu oraz podział ilości gazu na poszczególne punkty zdawczo-odbiorcze. Cena gazu została określona w kontrakcie w USD za 1.000 kontraktowych m^3 gazu wg formuły cenowej opartej o notowania produktów ropopochodnych indeksowanej kwartalnie. Kontrakt przewiduje możliwość renegocjacji ceny kontraktowej przez każdą ze stron w określonych okolicznościach i terminach. Płatności na podstawie kontraktu są dokonywane w USD. Kontrakt przewiduje obowiązek ustanowienia przez PGNiG zabezpieczenia płatności w formie gwarancji bankowej w kwocie, której wysokość została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Kontrakt przewiduje obowiązek odbierania przez PGNiG określonych minimalnych ilości rocznych, określanych według wzoru zawartego w kontrakcie, a także odbierania określonych ilości gazu ziemnego w okresie letnim (tzn. odbierane w ciągu II i III kwartału). W przypadku nieodebrania minimalnych ilości kontraktowych PGNiG jest zobowiązane do zapłaty określonej ceny za każdy nieodebrany metr sześcienny (ang. *take or pay*), przy czym ilości zapłacone, a nieodebrane mogą zostać odebrane w późniejszym terminie na warunkach określonych w kontrakcie. Zgodnie z kontraktem gaz ziemny sprzedawany na jego podstawie powinien zostać wykorzystany w Polsce i bez zgody dostawcy nie może być reeksportowany do krajów trzecich. Zgodnie z Kontraktem Jamalskim w przypadku, gdy Gazprom/Gazexport w jakimkolwiek roku kontraktowym sprzeda gaz ziemny stronie trzeciej (czyli odbiorcy innemu niż PGNiG), PGNiG ma prawo do zmniejszenia w odpowiednim roku kontraktowym rocznych ilości kontraktowych wynikających z Kontraktu Jamalskiego o ilości, które zostały sprzedane stronie trzeciej w danym roku. Kontrakt zakazuje przelewu praw i przejęcia obowiązków na/przez osobę trzecią bez zgody drugiej strony kontraktu. Kontrakt zawiera klauzulę, zgodnie z którą w przypadku, gdy po zawarciu kontraktu nastąpiły nowe nieprzewidziane przez strony okoliczności, mające zasadniczy wpływ na gospodarcze, techniczne lub prawne skutki kontraktu, wówczas strony spotkają się w celu uzgodnienia ewentualnych zmian w kontrakcie. Kontrakt nie określa skutków braku uzgodnienia takich zmian. Kontrakt został zawarty na czas oznaczony, tj. do 31 grudnia 2022 r., przy czym jeżeli żadna ze stron nie powiadomi drugiej strony o woli zakończenia kontraktu na 36 miesięcy przed dniem jego wygaśnięcia, kontrakt zostanie automatycznie przedłużony o 5 lat. Kontrakt nie zawiera wskazania prawa, którym jest rządzony. Kontrakt zawiera klauzulę arbitrażową, zgodnie z którą wszystkie spory i rozbieżności, z wyjątkiem spraw podlegających

jurysdykcji sądów powszechnych, mają być rozstrzygane przez arbitraż w Sztokholmie zgodnie z Zasadami Arbitrażowymi UNICITRAL obowiązującymi w dniu podpisania kontraktu.

Szacunkowa wartość świadczeń wynikająca z kontraktu za lata 2005-2007 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa kupna–sprzedaży gazu ziemnego z dnia 28 października 2003 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako kupującym, RosUkrEnergo AG spółką akcyjną z siedzibą w Zug w Szwajcarii jako sprzedającym a Narodową Spółką Akcyjną „Naftogaz Ukrainy" narodową spółką akcyjną z siedzibą w Kijowie na Ukrainie jako transportującym wraz z aneksami

Umowa została pierwotnie zawarta przez PGNiG oraz Narodową Spółkę Akcyjną "Naftogaz Ukrainy" z Eural Trans Gas KFT z siedzibą w Budapeszcie na Węgrzech. W dniu 24 lutego 2005 r. PGNiG, Eural Trans Gas KFT, Narodowa Spółka Akcyjna "Naftogaz Ukrainy" oraz RosUkrEnegro AG podpisały porozumienie dotyczące przelewu praw i obowiązków Eural Trans Gas KFT na RosUkrEnergo AG z mocą od 1 marca 2005 r.

Przedmiotem umowy jest dostawa gazu w ilości, o jakości oraz na warunkach określonych w umowie, a także transport gazu. Strony ustaliły wielkość dostaw gazu w okresie od listopada 2003 roku do czerwca 2004 roku w ilości do 2 mld m^3 oraz od lipca 2004 roku do czerwca 2005 roku oraz od lipca 2005 roku do grudnia 2006 roku – na nie mniej niż po 0,5 mld m^3 dla każdego z dwóch ostatnich okresów. Wielkości dostaw gazu oraz uzgodnienie harmonogramu dostaw na okres następny podlegają uściśleniu w terminie do 30 czerwca odpowiedniego roku. Cena za 1.000 m^3 gazu obliczana jest kwartalnie według formuły określonej w załączniku do umowy. Formuła została oparta o cenę bazową 1.000 m^3 gazu w USD, średnią arytmetyczną oraz bazową cenę mazutu i gazoliny. PGNiG zobowiązany jest do zapłaty za dostarczony gaz w ciągu 15 dni roboczych od otrzymania przez Spółkę faktury, do której dołączany jest certyfikat jakości gazu oraz miesięczny protokół zdawczo-odbiorczy. Opóźnienie w płatności powoduje obowiązek zapłaty odsetek w wysokości określonej w umowie za każdy dzień opóźnienia. Brak odbioru ilości gazu potwierdzonych przez sprzedawcę powoduje konieczność odbioru nieodebranego gazu w następnym miesiącu, oprócz odbioru ilości zamówionych w danym miesiącu. W przypadku zmniejszenia odbioru gazu o część określoną w umowie, kupujący zobowiązany jest do uiszczenia dodatkowej kwoty na zasadach określonych w umowie. Umowa przewiduje karę umowną w przypadku niezrealizowania przez sprzedającego dostaw gazu w zamówionych ilościach i powyżej dopuszczalnej tolerancji, której wysokość objęta została wnioskiem o niepublikowanie. W razie zwłoki w wykonaniu zobowiązań wynikających z umowy, druga strona po bezskutecznym upływie dodatkowego terminu do wykonania zobowiązań, może wypowiedzieć umowę. W przypadku rozwiązania umowy z przyczyn zawinionych przez drugą stronę, strona odstępująca może żądać zapłaty pełnej wartości niedostarczonych lub nieodebranych ilości gazu. W celu zabezpieczenia płatności za miesięczne dostawy gazu Spółka zobowiązała się składać do 10. dnia miesiąca gwarancję bankową w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie. Natomiast w celu zabezpieczenia realizacji dostaw gazu sprzedający zobowiązany jest do złożenia gwarancji bankowej w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie. Eural Trans Gas KFT oraz PGNiG ustaliły, iż proces wystawiania gwarancji bankowych nie zostanie uruchomiony, co pozwoliło na uniknięcie związanych z tym dodatkowych kosztów. Umowa podlega prawu austriackiemu. Rozstrzyganie sporów poddane zostało Sądowi Arbitrażowemu przy Izbie Gospodarczej w Wiedniu zgodnie z Zasadami Arbitrażowymi UNCITRAL. Umowa została zawarta na czas oznaczony, tj. do 31 grudnia 2006 r. Umowa może być przedłużona lub rozwiązana w wyniku wzajemnych uzgodnień stron umowy, w drodze aneksu.

Szacunkowa wartość świadczeń za lata 2005-2006 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowy sprzedaży gazu z dnia 5 maja 1999 r. wraz ze zmianami zawarta pomiędzy PGNiG jako kupującym a Statoil ASA, Norsk Hydro Produksjon a.s. oraz Total E&P Norge AS jako sprzedającymi

Umowy z poszczególnymi ww. sprzedawcami są tożsame w swojej treści (z wyłączeniem ilości dostarczanego gazu) i zostały ujęte w jednym dokumencie. Zgodnie z umowami szczególne uprawnienia i zobowiązania w nich zawarte są indywidualne dla poszczególnych jej stron. W związku ze zmianami w norweskim prawie od 2002 roku nastąpiło całkowite rozdzielenie zobowiązań i uprawnień stron na podstawie umów – zostały w związku z tym podpisane odpowiednie zmiany do umów pomiędzy poszczególnymi stronami. Głównym sprzedawcą gazu na podstawie umów jest Statoil ASA, na który przypada 75% dostaw. Na podstawie umów sprzedawcy zobowiązali się udostępnić do sprzedaży i dostawy, a PGNiG zobowiązał się nabyć i odebrać gaz ziemny wyspecyfikowany w umowie. Ponadto PGNiG zobowiązał się zapłacić za gaz ziemny, także w przypadku, gdy zostanie udostępniony, ale nie zostanie odebrany. Okres dostaw został określony w umowach na od 1 października 2000 r. do 1 października 2006 r. Umowy przewidują obowiązek dostawy, odebrania oraz zapłacenia w przypadku nieodebrania (ang. *take or pay*) za określone ilości dzienne oraz roczne gazu ziemnego. Łączna ilość dzienna dostaw została określona na 15.221 x 10^6 kWh. Umowa zawiera zobowiązania do odebrania dziennej oraz rocznej minimalnej ilość kontraktowej. PGNiG jest zobowiązany do zapłacenia za nieodebrane ilości gazu poniżej minimalnej ilości rocznej. Gaz ziemny opłacony, ale nieodebrany przez PGNiG

może zostać odebrany bez ponoszenia dodatkowych płatności przez następne trzy lata po roku, w którym powinien zostać, a nie został odebrany. Odbiór takiego gazu jest możliwy dopiero po odebraniu minimalnej ilości gazu przewidzianej na dany rok kontraktowy. PGNiG nie jest uprawniony do takiego odbioru ani do otrzymania od sprzedawców jakiejkolwiek rekompensaty za taki opłacony, ale nieodebrany gaz po zakończeniu terminu dostaw.

Umowy zawierają formułę cenową, na podstawie której ma być obliczana cena za dostarczany gaz. Cena umowna ma być obliczana pierwszego dnia każdego miesiąca dostaw. Formuła cenowa została oparta na cenie oleju lekkiego (publikowanej we wskazanych w umowach źródłach) przeliczanych przez określone w umowach mnożniki oraz indeks cen hurtowych w Niemczech. Cena za gaz jest rozliczana przez strony w EUR. Wysokości odsetek za opóźnione płatności zostały objęte wnioskiem o niepublikowanie.

Termin, do którego sprzedawcy przedkładają fakturę PGNiG za poprzedni miesiąc dostaw został objęty wnioskiem o niepublikowanie. Faktura powinna być zapłacona w terminie objętym wnioskiem o niepublikowanie. Umowa przewiduje także sposób wyrównania płatności w przypadku, gdy zostały one dokonane w oparciu o wstępną cenę kontraktową zgodnie z umową (cena wstępna znajduje zastosowanie w przypadku niedostępności któregoś ze wskaźników niezbędnych do obliczenia ceny). Kwota wynikająca z wyrównania będzie podlegać oprocentowaniu, którego wysokość została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Umowa przewiduje także rozliczenie roczne. Rozliczenie to jest dokonywane w oparciu o zestawienie danych za poprzedni rok kontraktowy sporządzone do 31 października włącznie każdego roku kontraktowego (obejmujące w szczególności płatności z tytułu klauzuli "*take or pay*") i powinno zostać dokonane w terminie objętym wnioskiem o niepublikowanie.

Wszystkie płatności na podstawie umowy będą dokonywane w EUR przelewami bankowymi.

Niedokonanie płatności przez okres objęty wnioskiem o niepublikowanie uprawnia do wypowiedzenia umowy.

Spory dotyczące poprawności faktur będą rozstrzygane przez niezależnego eksperta mianowanego zgodnie z umową, przy czym spór co do prawidłowości faktury nie wyklucza obowiązku jej zapłaty, chyba że zawiera ona oczywiste pomyłki. W przypadku obowiązku zwrotu kwoty spornej będzie ona obciążona odsetkami, których wysokość objęta została wnioskiem o niepublikowanie.

Niedokonanie płatności w okresie przekraczającym 7 dni kalendarzowych uprawnia do wstrzymania dostaw gazu lub odpowiednio odbioru gazu. Skutki niedokonania płatności objęte zostały wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa nie zawiera jednej klauzuli regulującej sposób jej wypowiedzenia. Z treści umowy wynika, że może ona zostać wypowiedziana za 30-dniowym wypowiedzeniem z powodu niemożności dostaw gazu spowodowanych niemożnością transportu gazu ziemnego przez Niemcy z powodów regulacyjnych lub ograniczeń ustawowych w Norwegii przez jakikolwiek kolejny okres 180 dni lub łączny okres podczas trwania umowy powyżej 360 dni.

Umowa nie zawiera klauzuli uprawniającej do jej przedłużenia.

Umowy zawierają zobowiązanie do wynegocjowania i zawarcia przez strony umów operatorskich i określają ich podstawowy zakres.

W przypadku niedostarczenia gazu ziemnego w ilościach kontraktowych PGNiG będzie przysługiwało prawo do żądania obniżenia ceny w sposób określonych w umowie. Jeżeli wartość szkód poniesionych w takiej sytuacji przez PGNiG będzie przekraczać wysokość obniżonych cen i będzie to spowodowane winą umyślną bądź rażącym niedbalstwem personelu zarządzającego lub nadzorującego dostawców gazu, w takiej sytuacji PGNiG będzie uprawnione do żądania pokrycia strat, utraconych korzyści, a także zwrotu kosztów nabycia gazu z innego źródła z wyłączeniem roszczeń klientów PGNiG oraz innych szkód pośrednich, w kwocie nie przekraczającej wysokości określonej w kontrakcie obliczanej w oparciu o dzienne ilości kontraktowe oraz cenę kontraktową. Ponadto w przypadku, gdy jakość gazu nie będzie odpowiadała uzgodnieniom kontraktowym, ale gaz taki zostanie już dostarczony, sprzedawcy gazu będą zobowiązani zwrócić PGNiG uzasadnione koszty, wydatki i straty wynikające bezpośrednio z takiego obniżenia jakości gazu, przy czym takie roszczenia ze strony PGNiG nie będą mogły być wyższe od wysokości określonej w kontrakcie obliczanej w oparciu o dzienne ilości kontraktowe oraz cenę kontraktową.

Umowa jest rządzona prawem norweskim. Umowa zawiera klauzulę arbitrażową, zgodnie z którą wszelkie spory z umowy pomiędzy stronami mają być rozstrzygane przez Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie zgodnie z regulaminem arbitrażu Sztokholmskiej Izby Gospodarczej.

Szacunkowa wartość świadczeń PGNiG z umowy w latach 2005-2006 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

9.2 Znaczące umowy na sprzedaż gazu z Bezpośrednimi Odbiorcami Gazu

Umowa nr ECZG/PGNiG-01/2001 na dostawę gazu ziemnego z dnia 6 kwietnia 2001 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako dostawcą a Elektrociepłownią Zielona Góra S.A. jako odbiorcą wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu na potrzeby skojarzonej produkcji energii elektrycznej i cieplnej prowadzonej przez odbiorcę. PGNiG zobowiązał się do dostawy gazu w ilości około 10.334.400 gigadżuli w każdym roku obowiązywania umowy. Odbiorca jest zobowiązany do uiszczenia opłaty za dostarczone ilości gazu, która stanowi iloczyn ceny gazu oraz dostarczonych i odebranych w danym roku rozliczeniowym ilości gazu. Cena gazu jest jednoskładnikowa i podlega aktualizacji za okres każdego roku dostaw gazu, według formuły opartej na wskaźnikach cen produkcji sprzedanej przemysłu ogółem oraz cen produkcji sprzedanej przemysłu w zakresie wytwarzania i zaopatrywania w energię elektryczną. Nieterminowe regulowanie płatności przez odbiorcę powoduje konieczność zapłaty odsetek według stopy rocznej, której wysokość objęta została wnioskiem o niepublikowanie.

Odbiorca jest zobowiązany do odbioru w danym roku minimalnych ilości gazu. Brak odbioru minimalnych ilości gazu w danym roku skutkuje obowiązkiem uiszczenia przez odbiorcę różnicy pomiędzy minimalną ilością roczną gazu, a ilością rzeczywiście odebraną. Odbiorca jest upoważniony do odbioru ilości gazu opłaconych a nieodebranych w ciągu następnych trzech lat, pod warunkiem uprzedniego odbioru minimalnych ilości rocznych.

Umowa przewiduje karę umowną w przypadku niedostarczenia przez PGNiG planowanych ilości gazu z przyczyn innych niż określone w umowie w wysokości, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie, a także w razie rozwiązania umowy z przyczyn określonych w umowie, płatną przez stronę, z powodu której umowa została rozwiązana, w wysokości stanowiącej równowartość opłaty za dostarczony gaz z okresu ostatniego roku, nie mniejszej niż wynikająca z poziomu "*take or pay*" określonego w umowie.

Umowa przewiduje możliwość dochodzenia odszkodowania przekraczającego wysokość kar umownych w przypadku niewykonania lub nienależytego wykonania postanowień umowy.

Gaz dostarczony przez Spółkę odbiorcy nie może być odsprzedawany osobom trzecim bez uzyskania zgody PGNiG. Przeniesienie praw wynikających z umowy wymaga uprzedniej pisemnej zgody drugiej strony.

Umowa została zawarta na czas określony obejmujący okres 20 lat. Umowa może zostać rozwiązana ze skutkiem natychmiastowym w razie: (i) zwłoki odbiorcy w uiszczaniu opłat wynikających z umowy w wysokości przekraczającej kwotę należności za okres ostatnich 120 dni, (ii) dostarczania przez PGNiG gazu w ilościach mniejszych niż minimalne ilości miesięczne przez okres kolejnych 120 dni, (iii) braku odbioru gazu przez odbiorcę w okresie kolejnych 120 dni. Przed rozwiązaniem umowy obowiązuje okres naprawczy.

Szacunkowa wartość dostaw PGNiG z umowy w latach 2005–2007 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa nr 5/S/20/97 kupna – sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 2 czerwca 1997 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedającym a Polskim Koncernem Naftowym „Orlen" S.A. jako kupującym wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego dla zakładu kupującego na potrzeby technologiczne do produkcji wodoru i opalania pieców technologicznych oraz ustalenie warunków technicznych dostaw i odbioru paliwa gazowego. Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz naliczanej na podstawie opłaty stałej za zamówioną moc umowną oraz opłaty zmiennej za rzeczywiście pobrane ilości paliwa gazowego. Opłaty ulegają zmianie w oparciu o formuły określone w umowie, bazujące na wskaźniku cen towarów i usług konsumpcyjnych oraz zmianie kursu USD dla opłaty stałej oraz zmianie cen paliw ropopochodnych na rynku międzynarodowym dla opłaty zmiennej. Cena za gaz nie może być wyższa od obowiązującej w danym okresie ceny taryfowej pomniejszonej o 10% opłaty stałej lub 15%, jeśli przyrost cen w nowej taryfie jest większy niż przyrost cen towarów i usług konsumpcyjnych w okresie między zmianami taryfy. Nieterminowe regulowanie należności powoduje konieczność uiszczenia przez kupującego opłaty w wysokości, która objęta została wnioskiem o niepublikowanie. Umowa przewiduje możliwość udzielenia przez PGNiG bonifikaty w razie zmniejszenia poziomu dostaw gazu oraz dostarczenia paliwa gazowego o niedostatecznej jakości lub ciśnieniu. W przypadku przekroczenia wielkości mocy umownej kupujący jest zobowiązany do uiszczenia opłaty dodatkowej za nadwyżkę ponad dopuszczalny pobór w wysokości podwojonej stawki opłaty zmiennej.

Kupujący zobowiązany jest do odbioru w danym roku minimalnych ilości rocznych gazu ziemnego. Brak odbioru ilości minimalnych w danym roku powoduje konieczność zapłaty za każdy metr sześcienny nieodebranego paliwa gazowego części opłaty zmiennej określonej w umowie. Kupujący upoważniony jest do

odbioru ilości gazu opłaconych, a nieodebranych w okresie 3 lat następujących po roku, w którym nie odebrano minimalnych ilości, pod warunkiem uprzedniego odbioru ilości minimalnych paliwa gazowego oraz zapłaty części opłaty zmiennej obowiązującej w roku, w którym ilości paliwa gazowego zostały odebrane. Jeśli w chwili rozwiązania umowy pozostaną ilości gazu zapłaconego, a nieodebranego przez kupującego, kupujący ma prawo żądać przedłużenia umowy na okres kolejnych dziewięciu miesięcy od dnia rozwiązania umowy. Umowa określa również minimalne ilości gazu, które powinny zostać odebrane w II i III kwartale każdego roku. Brak odbioru ilości kwartalnych powoduje konieczność zapłaty przez kupującego za każdy metr sześcienny paliwa gazowego stanowiącego różnicę pomiędzy ilością zakontraktowaną a odebraną opłaty zmiennej w wysokości określonej w umowie.

Przeniesienie praw wynikających z umowy na osobę trzecią wymaga zgody drugiej strony. Umowa została zawarta na okres 20 lat od dnia rozpoczęcia dostaw. Umowa może zostać rozwiązana przez każdą ze stron w razie: (i) braku zapłaty należności wynikających z umowy przez kolejne trzy miesiące, (ii) niedostarczenia lub nieodebrania paliwa gazowego przez okres kolejnych sześciu miesięcy, (iii) niezamówienia przez kupującego ilości i mocy paliwa na kolejny cykl umowny.

W przypadku niedotrzymania przez kupującego zobowiązań umownych, jest on zobowiązany do zapłaty kary umownej stanowiącej równowartość osiemnastu miesięcy dostaw zakontraktowanych minimalnych ilości gazu, wyliczonych na podstawie ilości gazu zamówionego w ostatnim roku poprzedzającym rozwiązanie umowy. Szacunkowa wysokość kary umownej z tego tytułu została objęta wnioskiem o niepublikowanie. W przypadku niedotrzymania przez Spółkę istotnych zobowiązań wynikających z umowy i rozwiązania umowy przez kupującego z tego względu, sprzedający zobowiązany jest do zapłaty kupującemu odszkodowania za udokumentowane straty rzeczywiste w wysokości, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Strony wyłączyły możliwość żądania odszkodowania z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania umowy przekraczającego wysokość bonifikat i opłat dodatkowych określonych w umowie.

Szacunkowa wartość dostaw PGNiG z umowy w latach 2005–2007 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa nr 7/S/20/99 kupna-sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 2 lipca 1999 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedającym a Elektrociepłownią „Lublin Wrotków" Sp. z o.o. jako kupującym wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego do elektrociepłowni kupującego na potrzeby produkcji energii elektrycznej i ciepła, a także określenie warunków technicznych dostawy - odbioru paliwa gazowego.

Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz, na którą składa się opłata stała za zamówioną moc umowną oraz opłata zmienna za rzeczywiście pobrane ilości paliwa gazowego. Stawki opłat obliczane są zgodnie z zasadami określonymi w umowie, a ich górna wysokość jest określona poprzez obowiązujące taryfy opłat za paliwa gazowe. Opłaty ulegają zmianie w oparciu o formuły określone w umowie, bazujące na wskaźniku zmiany cen towarów i usług konsumpcyjnych oraz zmiany cen produkcji sprzedaży przemysłu ogółem dla opłaty stałej oraz na zmianie cen paliw ropopochodnych na rynku międzynarodowym dla opłaty zmiennej.

Umowa określa minimalne ilości gazu, do odbioru których w każdym roku zobowiązany jest kupujący. Brak odbioru w ciągu danego roku umownego minimalnej ilości gazu określonej w umowie, skutkuje obowiązkiem uiszczenia opłaty, której wysokość została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Kupujący jest upoważniony do odbioru ilości paliwa gazowego opłaconych, a nieodebranych w ciągu kolejnych trzech lat, pod warunkiem uprzedniego odbioru minimalnych ilości rocznych i uiszczenia części opłaty zmiennej. Jeśli w chwili rozwiązania umowy pozostaną ilości paliwa gazowego opłacone ale nieodebrane, kupujący ma prawo żądać przedłużenia umowy na okres kolejnych 12 miesięcy od dnia rozwiązania umowy.

Strony wyłączyły wzajemnie możliwość żądania odszkodowania z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania umowy przekraczającego wysokość korekt, rekompensat i opłat dodatkowych określonych w umowie.

Przeniesienie praw wynikających z umowy wymaga uprzedniej pisemnej zgody drugiej strony. Sprzedający wyraził w umowie zgodę na przeniesienie praw i obowiązków kupującego na bank lub banki finansujące z zastrzeżeniem, że w umowie między takim bankiem lub bankami a sprzedającym nastąpi potwierdzenie tego przeniesienia.

Umowa została zawarta na 20 lat, począwszy od 1 lutego 2001 r. Brak płatności, których łączna wartość przekracza równowartość trzymiesięcznych dostaw paliwa gazowego lub nieodebranie gazu przez okres

kolejnych 180 dni stanowi niewykonanie istotnych postanowień umowy przez kupującego. Niewykonaniem istotnych postanowień umowy przez sprzedającego jest z kolei niedostarczenie gazu, jeśli ta okoliczność trwa przez okres kolejnych 180 dni. W wypadku dokonania wypowiedzenia umowy przez Spółkę ze względu na niewykonywanie istotnych postanowień umowy przez kupującego, kupujący jest zobowiązany do zapłaty kary umownej stanowiącej równowartość minimalnych rocznych dostaw gazu do końca okresu związania umową, jednakże za okres nie dłuższy niż trzy lata. Maksymalna wysokość kary umownej objęta została wnioskiem o niepublikowanie. Wypowiedzenie umowy przez kupującego ze względu na niedotrzymanie istotnych zobowiązań przez Spółkę skutkuje koniecznością zapłaty kupującemu odszkodowania w wysokości rzeczywiście przez niego poniesionych strat, do wysokości, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Szacunkowa wartość dostaw PGNiG z umowy w latach 2005-2007 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa nr 6/S/20/98 kupna-sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 20 marca 1998 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedającym a Elektrociepłownią Nowa Sarzyna Sp. z o.o. jako kupującym

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego dla uruchomienia, rozruchu oraz eksploatacji elektrociepłowni Nowa Sarzyna oraz ustalenie warunków technicznych dostaw i odbioru paliwa gazowego. Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz, na którą składa się opłata stała, opłata zmienna za rzeczywiście pobrane ilości paliwa gazowego do określonej w umowie ilości paliwa gazowego oraz opłata za rzeczywiście pobrane ilości paliwa gazowego powyżej tej ilości. Opłaty ulegają zmianie w oparciu o formuły określone w umowie. Opłata stała ulega zmianie dwukrotnie w ciągu roku w oparciu o wskaźnik cen produkcji sprzedanej przemysłu oraz kurs wymiany USD. Opłata zmienna ulega zmianie w oparciu o formułę bazującą na zmianie cen paliw ropopochodnych. Umowa zawiera postanowienia dotyczące warunków i trybu renegocjacji cen paliwa. Nieterminowe regulowanie płatności przez kupującego powoduje konieczność zapłaty odsetek w wysokości, która objęta została wnioskiem o niepublikowanie. Umowa określa zasady przyznawania bonifikaty za niedostarczone paliwo gazowe.

Kupujący jest zobowiązany do odbioru w danym roku minimalnych ilości gazu określonych w umowie oraz minimalnych ilości letnich gazu do odbioru w drugim i trzecim kwartale. Brak odbioru rocznych ilości minimalnych gazu powoduje obowiązek zapłaty za różnicę pomiędzy ilością minimalną a faktycznie odebraną, kwoty ustalonej na zasadach określonych w umowie, w oparciu o opłaty zmienne dla paliwa gazowego. Kupujący upoważniony jest do odbioru opłaconych, a nieodebranych ilości gazu w okresie trzech lat pod warunkiem wcześniejszego odbioru ilości minimalnych. Brak odbioru minimalnych ilości letnich (dla II i III kwartału) powoduje konieczność zapłaty opłaty dodatkowej za każdy metr sześcienny paliwa na zasadach określonych w umowie. Brak odbioru paliwa gazowego przez okres przekraczający 180 dni, powoduje konieczność uiszczenia, na zasadach określonych w umowie, równowartości części minimalnej ilości rocznej gazu w danym roku. Jeśli w chwili rozwiązania umowy pozostaną ilości paliwa gazowego opłacone, a nieodebrane, kupujący ma prawo przedłużyć okres obowiązywania umowy o 6 miesięcy od dnia rozwiązania umowy. Odbiór większej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana i niż dopuszczalna tolerancja przewidziana w umowie powoduje obowiązek uiszczenia opłaty dodatkowej za okres przekroczenia w wysokości określonej w umowie.

Gaz dostarczony przez Spółkę na podstawie umowy nie może być sprzedany i dostarczony osobie trzeciej bez uprzedniej pisemnej zgody Spółki.

W przypadku rozwiązania umowy, z przyczyn za które jedna ze stron ponosi odpowiedzialność zgodnie z umową, strona niewykonująca lub nienależycie wykonująca zobowiązania jest zobowiązana zapłacić drugiej stronie odszkodowanie w wysokości, która objęta została wnioskiem o niepublikowanie. W przypadku wystąpienia takiego naruszenia postanowień umowy, za które umowa nie określa odpowiedzialności, strona, która naruszyła takie postanowienie, będzie zobowiązania do zapłaty odszkodowania w wysokości, która objęta została wnioskiem o niepublikowanie.

Przeniesienie praw wynikających z umowy wymaga zgody drugiej strony. Zgody drugiej strony nie wymaga cesja lub ustanowienie przedmiotem zabezpieczenia praw z umowy przez kupującego w związku z umowami finansowymi związanymi z budową i eksploatacją elektrociepłowni. Umowa została zawarta na 20 lat.

Szacunkowa wartość dostaw PGNiG z umowy w latach 2005-2007 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa nr 4/S/99 kupna – sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 14 stycznia 1999 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedającym a Zakładami Azotowymi „Puławy" S.A. jako kupującym wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego jako surowca dla potrzeb Zakładów Azotowych „Puławy" S.A. oraz ustalenie warunków technicznych dostaw i odbioru paliwa gazowego. Kupujący

jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz naliczanej na podstawie taryfy. Umowa nie przewiduje udzielania przez kupującego gwarancji płatności za dostarczony gaz.

Kupujący zobowiązany jest do odbioru minimalnych ilości gazu ziemnego określonych w umowie, a w przypadku ich nieodebrania do zapłaty za różnicę pomiędzy ilością minimalną a faktycznie odebraną. Odebranie mniejszej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana ilość minimalna, powoduje wzrost ceny za gaz nieodebrany na zasadach określonych w umowie. Odbiór większej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana i niż dopuszczalna tolerancja przewidziana w umowie powoduje obowiązek uiszczenia opłaty dodatkowej w wysokości i na zasadach określonych w taryfie.

Strony wyłączyły wzajemnie możliwość żądania odszkodowania z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania umowy przekraczającego wysokość bonifikat, rekompensat i opłat dodatkowych określonych w umowie. Ograniczenie to nie dotyczy jednak sytuacji, gdy jedna ze stron rozwiązała umowę bez zachowania trybu określonego w umowie lub była odpowiedzialna za odstąpienie od umowy przez drugą stronę zgodnie z postanowieniami umowy. Wówczas obowiązek naprawienia szkody rozciąga się na pokrycie udokumentowanych strat, z wyłączeniem utraconych korzyści.

Przeniesienie praw wynikających z umowy wymaga zgody drugiej strony. Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Umowa może zostać rozwiązana przez każdą ze stron w drodze dwuletniego wypowiedzenia. Umowa może zostać rozwiązana w razie: (i) braku płatności, jeśli ich łączna wysokość przekracza równowartość trzymiesięcznych dostaw paliwa gazowego, (ii) braku dostaw paliwa gazowego przez okres kolejnych sześciu miesięcy oraz (iii) braku odbioru paliwa gazowego przez okres kolejnych sześciu miesięcy. Przed rozwiązaniem umowy z przyczyn wskazanych powyżej obowiązuje okres naprawczy wynoszący 30 dni.

W przeszłości Zakłady Azotowe „Puławy" S.A. nie regulowały swoich zobowiązań za dostarczany gaz. Spółka podejmowała działania mające na celu wyegzekwowanie swoich należności (wysyłała wezwania do zapłaty, uzgadniała salda). Kwota zaległości w opłatach za gaz Zakładów Azotowych „Puławy" S.A. na dzień 31 grudnia 2004 r. wynosiła 122.466,4 tys. zł. Zakłady Azotowe „Puławy" S.A. spłaciły należność główną 14 lutego 2005 r. Spłata należności odsetkowych ma nastąpić do końca maja 2005 roku.

Szacunkowa wartość dostaw PGNiG z umowy w latach 2005–2007 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa nr Z-237/8/S/15/2000 kupna-sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z 28 grudnia 2000 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Elektrociepłownią Rzeszów S.A.

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu wysokometanowego do Elektrociepłowni Rzeszów S.A. na potrzeby produkcji energii elektrycznej i cieplnej oraz ustalenie warunków technicznych dostaw i odbioru paliwa gazowego. Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz w oparciu o wartość określonej w umowie opłaty stałej za moc umowną oraz opłaty zmiennej za rzeczywiście pobrane ilości paliwa gazowego.

Kupujący jest zobowiązany do odbioru minimalnych ilości gazu określonych w umowie. Brak odbioru minimalnych ilości rocznych gazu powoduje konieczność zapłaty za ilości gazu stanowiące różnicę między ilością minimalną a faktycznie odebraną określonej w umowie części opłaty zmiennej. Kupujący jest upoważniony do odbioru opłaconych, lecz nieodebranych ilości gazu pod warunkiem uprzedniego odbioru ilości minimalnych w okresie 3 lat, lecz łączna ilość gazu odebrana w takim przypadku przez kupującego nie może przekroczyć w ciągu roku określonej w umowie wielokrotności rocznej ilości umownej.

Umowa określa minimalną ilość roczną w okresie letnim obejmującym okres od 1 kwietnia do 30 września. Brak odbioru minimalnych ilości określonych dla okresu letniego powoduje konieczność zapłaty dodatkowej opłaty za każdy metr sześcienny paliwa gazowego stanowiący różnicę między minimalną ilością letnią a ilością faktycznie odebraną.

Wypowiedzenie umowy z przyczyn określonych w umowie powoduje konieczność zapłaty przez stronę niewykonującą lub nienależycie wykonującą zobowiązania kary umownej w wysokości równowartości minimalnych ilości rocznych za okres do upływu okresu dostaw na podstawie umowy, jednakże za okres nie dłuższy niż 2 lata. Umowa została zawarta na czas określony 15 lat.

Szacunkowa wartość dostaw PGNiG z umowy w latach 2005-2007 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

9.3 Umowy sprzedaży gazu ziemnego ze Spółkami Gazownictwa

PGNiG zawarł ze Spółkami Gazownictwa umowy dotyczące sprzedaży gazu. Z uwagi na fakt, iż umowy zawierają tożsame postanowienia z wyłączeniem ilości gazu, miejsc dostawy, terminów płatności i okresu ważności, poniżej przedstawiony jest wspólny opis warunków tych umów.

Łączna szacunkowa wartość świadczeń z poniższych umów w latach 2005–2007 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Na dzień 31 marca 2005 r. Spółka była stroną następujących umów ze Spółkami Gazownictwa:

- Umowy nr 14/D/2002 sprzedaży gazu ziemnego z dnia 24 grudnia 2002 r. zawartej pomiędzy PGNiG a DSG Sp. z o.o. wraz z aneksami
- Umowy nr 13/D/2002 sprzedaży gazu ziemnego z dnia 24 grudnia 2002 r. zawartej pomiędzy PGNiG a GSG Sp. z o.o. wraz z aneksami
- Umowy nr 11/D/2002 sprzedaży gazu ziemnego z dnia 24 grudnia 2002 r. zawartej pomiędzy PGNiG a KSG Sp. z o.o. wraz z aneksami
- Umowy nr 12/D/2002 r. sprzedaży gazu ziemnego z dnia 24 grudnia 2002 r. zawartej pomiędzy PGNiG a MSG Sp. z o.o. wraz z aneksami
- Umowy nr 16/D/2002 sprzedaży gazu ziemnego z dnia 24 grudnia 2002 r. zawartej pomiędzy PGNiG a PSG Sp. z o.o. wraz z aneksami
- Umowy nr 15/D/2002 sprzedaży gazu ziemnego z dnia 24 grudnia 2002 r. zawartej pomiędzy PGNiG a WSG Sp. z o.o. wraz z aneksami

Przedmiotem umów jest sprzedaż gazu ziemnego przeznaczonego do dystrybucji oraz usługi przesyłu na warunkach określonych w umowie. Umowy określają techniczne warunki dostawy i odbioru paliwa gazowego oraz tryb ustalania rocznych i godzinowych ilości umownych gazu. Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz na podstawie taryfy.

Minimalna ilość roczna dostaw gazu ziemnego, do odbioru której zobowiązany jest kupujący obliczana jest na podstawie formuły określonej w umowie. Odbiór gazu w ilości mniejszej niż minimalna ilość roczna, powoduje konieczność zapłaty za każdy metr sześcienny nieodebranego paliwa gazowego kwoty obliczonej według formuły określonej w umowie opartej na cenie za paliwo i stawce usługi za przesył obowiązujących w roku, w którym nastąpiło nieodebranie. Całkowity brak odbioru gazu w roku umownym skutkuje obowiązkiem zapłaty części sumy za paliwo gazowe i stawek opłaty za usługę przesyłową obowiązujących w roku, w którym nastąpiło nieodebranie. Opłacona a nieodebrana ilość paliwa gazowego może zostać odebrana w ciągu kolejnych 3 lat, po uprzednim odbiorze minimalnych ilości rocznych oraz zapłaty części należności za nieodebrane paliwo gazowe. Brak odbioru paliwa gazowego przez okres dłuższy niż kolejne 3 miesiące w danym roku, skutkuje obowiązkiem zapłaty części ceny wynikającej z minimalnej ilości rocznej gazu. Odbiór większej ilości gazu niż zakontraktowana powoduje konieczność uiszczenia dodatkowej opłaty ustalonej w oparciu o taryfę.

Umowy przewidują bonifikaty w przypadku ograniczenia lub przerwania dopływu paliwa gazowego z uwagi na obniżone ciśnienie paliwa gazowego oraz dostarczenie paliwa gazowego niezgodnego z jakością określoną w umowie, w przypadku udokumentowanej niemożliwości wykorzystania przez kupującego paliwa gazowego na potrzeby kupującego. Taryfa reguluje cenę za paliwo gazowe, opłaty, bonifikaty, opłaty za przekroczenie ilości poboru gazu. PGNiG może wstrzymać dostarczenie paliwa gazowego w przypadkach określonych umową, w tym w razie braku płatności za pobrane paliwo gazowe w okresie 30 dni po upływie terminu płatności.

Umowy zostały zawarte na czas określony do upływu okresu obowiązywania koncesji obu stron umowy i ulegają automatycznemu przedłużeniu w przypadku przedłużeniu ważności koncesji Spółki Gazownictwa. Umowy mogą zostać rozwiązane w razie wystąpienia okoliczności określonych w umowach, w tym braku płatności przekraczających równowartość 1,5 dostaw paliwa gazowego, cofnięcia koncesji Prezesa URE z przyczyn, za które strona umowy ponosi odpowiedzialność. Przed rozwiązaniem umowy obowiązuje okres naprawczy. W przypadku rozwiązania umowy z powodu okoliczności stanowiących niewykonanie lub nienależyte wykonanie zobowiązań strona, której dotyczą te okoliczności, zobowiązana jest do zapłaty kary umownej w wysokości równowartości minimalnej ilości rocznej należnej do upływu okresu dostaw za okres nie dłuższy niż 3 lata. Maksymalna wysokość kary umownej z tego tytułu została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa wyłącza możliwość dochodzenia odszkodowania z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania umowy przekraczającego wysokość bonifikat, obniżenia opłat oraz opłat za niedotrzymanie warunków umownych. Umowa przewiduje możliwość dochodzenia odszkodowania za udokumentowane straty z wyłączeniem utraconych korzyści, pozostające w bezpośrednim związku z niewykonaniem lub nienależytym wykonaniem umowy, za które umowa lub taryfa nie przewidują kar umownych.

Umowy na sprzedaż gazu zawarte przez PGNiG z DSG Sp. z o.o. oraz PSG Sp. z o.o. obowiązują do 1 stycznia 2013 r. Umowy zawarte przez PGNiG z GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o. obowiązują do 10 maja 2011 r.

10 ISTOTNE UMOWY

W niniejszym punkcie opisane zostały istotne umowy w rozumieniu Rozporządzenia w Sprawie Prospektu zawarte przez PGNiG do dnia sporządzenia Prospektu. Zgodnie z § 2 ust. 1 pkt. 65 Rozporządzenia w Sprawie Prospektu, przez „istotną umowę" rozumie się umowę inną niż „znacząca umowa" (w rozumieniu § 2 ust. 1 pkt. 64 Rozporządzenia w Sprawie Prospektu), która jest istotna dla działalności Emitenta ze względu na swój charakter, strony umowy, przedmiot umowy, wartość umowy, ryzyko lub konsekwencje dla dalszej działalności Emitenta.

10.1 Istotne umowy Emitenta

10.1.1 Umowy związane z działalnością Emitenta

10.1.1.1 Umowy dostawy gazu ziemnego

Umowa sprzedaży gazu z dnia 2 lipca 2001 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako kupującym a DONG Naturgas A/S jako sprzedającym

Na podstawie umowy DONG Naturgas A/S zobowiązał się sprzedać i dostarczyć, a PGNiG zobowiązał się nabyć i odebrać gaz ziemny ze złóż duńskich wyspecyfikowany w umowie. Ponadto PGNiG zobowiązał się zapłacić za gaz ziemny także w przypadku, gdy zostanie udostępniony, ale nie zostanie odebrany (ang. *take or pay*). Dzienna ilość dostaw została określona na 64 x 10^6 kWh. W przypadku nieodebrania minimalnej ilości dziennej PGNiG będzie zobowiązany do zapłacenia za taką nieodebraną ilość dzienną kwot obliczonych zgodnie z umową. Umowa określa także minimalną roczną ilość kontraktową. PGNiG jest zobowiązany do zapłacenia za nieodebrane ilości gazu poniżej minimalnej ilości rocznej określonej części ceny kontraktowej. Gaz ziemny opłacony, ale nieodebrany przez PGNiG może zostać odebrany po uiszczeniu różnicy ceny zapłaconej z tytułu „*take or pay*" przez okres, który został objęty wnioskiem o niepublikowanie, w którym powinien zostać, a nie został odebrany. Umowa przewiduje, że w przypadku niedostarczenia gazu ziemnego w danym miesiącu, w kolejnym miesiącu dostaw PGNiG jest uprawniony do obniżenia ceny gazu dostarczanego w danym miesiącu za ilość odpowiadającą gazowi niedostarczonemu. Umowa zawiera formułę cenową, na podstawie której ma być obliczana cena za dostarczany gaz. Cena składa się z ceny kontraktowej za gaz wyrażonej w EUR za kWh oraz kosztów przesyłu gazu poprzez rurociąg BalticPipe. Formuła cenowa w odniesieniu do gazu została oparta na cenie oleju lekkiego i ciężkiego (publikowanych we wskazanych w umowach źródłach) przeliczanych przez określone w umowie mnożniki. Umowa zawiera klauzulę uprawniającą każdą ze stron do żądania zmiany ceny kontraktowej. Może to nastąpić w przypadku, gdy cena będzie znacząco odbiegała od ceny importowanego gazu do Niemiec (publikowanej w określonych w umowie źródłach). Rewizja ceny nie może dotyczyć jej części składającej się z kosztów przesyłu. Odsetki za opóźnione płatności zostały objęte wnioskiem o niepublikowanie. Na zabezpieczenie płatności PGNiG będzie zobowiązany do przedłożenia gwarancji bankowej w kwocie, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Umowa przewiduje, że każda ze stron może zażądać odszkodowania za naruszenie umowy od drugiej strony obejmującego także utracone korzyści, w kwocie nie przekraczającej jednak, w zależności od okresu umowy, kwoty, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Umowa wchodzi w życie po ziszczeniu się następujących warunków zawieszających: (i) uzyskaniu przez strony zezwoleń korporacyjnych administracyjnych, (ii) zawarcia umowy konsorcjum „BalticPipe" oraz ziszczenia się wszystkich warunków zawieszających w niej zawartych, (iii) doręczenia gwarancji bankowej, o której mowa w umowie oraz (d) zawarcia przez DONG Naturgas A/S umowy sprzedaży gazu z Danish Underground Consortium. Okres dostaw został określony na od 1 października 2003 r. do 1 października 2011 r. Na podstawie umowy nie były dotychczas realizowane dostawy gazu, gdyż nie ziściły się warunki zawieszające do jej wejścia w życie. W dniu 9 grudnia 2004 r. został podpisany przez strony aneks, zgodnie z którym terminy ziszczenia się warunków zawieszających do wejścia w życie umowy zostały przesunięte na 31 grudnia 2005 r. W przypadku podjęcia decyzji o rozpoczęciu dostaw strony mają uzgodnić niezbędne zmiany do umowy. Umowa jest rządzona prawem duńskim. Umowa zawiera klauzulę arbitrażową, zgodnie z którą wszelkie spory z umowy pomiędzy stronami mają być rozstrzygane przez Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie zgodnie z regulaminem arbitrażu Sztokholmskiej Izby Gospodarczej.

Umowa nr PL/0122167736/04-0028/DH/HL na dostawy gazu ziemnego z dnia 26 października 2004 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako kupującym a Narodową Spółką Akcyjną „Naftogaz Ukrainy" jako sprzedającym

Umowa dotyczy sprzedaży gazu ziemnego, którego właścicielem jest Narodowa Spółka Akcyjna „Naftogaz Ukrainy". Dostawy mają zostać rozpoczęte 1 lipca 2005 r. i będą trwały do 2020 roku włącznie. Roczna wielkość dostaw gazu ma być następująca: w 2005 roku - 2,55 mln m^3/rok, w 2006 roku - do 6 mln m^3/rok, w 2007 roku - do 9 mln m^3/rok. Po wynegocjowaniu i podpisaniu przez strony niezbędnego aneksu do umowy określającego cenę gazu w okresie od 2008 do 2020 roku, od 2008 roku Narodowa Spółka Akcyjna „Naftogaz Ukrainy" będzie dostarczać rocznie nie mniej niż 200 mln m^3 gazu ziemnego. Umowa określa także wielkość dostaw w poszczególnych miesiącach w 2005 roku. Ilości gazu przewidziane w 2006 i 2007 roku oraz od 2008 roku zostaną uściślone przez strony w formie dodatkowego aneksu do umowy. Kupującemu służy prawo do zmiany rocznych ilości dostaw o wartość procentową objętą wnioskiem o niepublikowanie, przy czym powinien zgłosić taką zmianę na 6 miesięcy przed rozpoczęciem dostaw. Cena gazu została określona na okres do dnia 31 grudnia 2007 r. Formuła cenowa została oparta na cenie bazowej przemnożonej przez mnożniki oparte m. in. na publikowanych cenach mazutu oraz gazoliny. Cena rozliczeniowa ma być obliczana na początku każdego kwartału. Zgodnie z umową płatności za gaz ziemny realizowane są miesięcznie w USD, przelewem bankowym, na podstawie faktury wystawianej przez sprzedającego za gaz ziemny, w terminie, który został objęty wnioskiem o niepublikowanie. Faktura z kolei jest wystawiana w oparciu o miesięczny protokół zdawczo-odbiorczy i cenę rozliczeniową określoną w umowie. Wysokość odsetek za opóźnione płatności została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Zgodnie z umową sprzedający zagwarantował dostawy gazu, a PGNiG zagwarantował ich odbiór. W przypadku niedostarczenia gazu w ilości, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie, Narodowa Spółka Akcyjna „Naftogaz Ukrainy" jest zobowiązana do zapłaty kary umownej w wysokości, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. W przypadku nieodebrania przez PGNiG ilości gazu, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie, PGNiG jest zobowiązany do zapłaty kary umownej w wysokości, która także została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Ponadto strona odstępująca od umowy z przyczyn zawinionych przez drugą stronę może zażądać zapłaty kwoty w wysokości, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Postanowienie to obowiązuje do 31 grudnia 2007 r. Zgodnie z umową przelew praw i przejęcie obowiązków z umowy przez osoby trzecie wymaga zgody jej stron. Jeżeli po podpisaniu umowy nastąpią nieprzewidziane przez strony okoliczności mające zasadniczy wpływ na gospodarcze, techniczne lub prawne skutki niniejszej umowy, wówczas strony mogą żądać dokonania odpowiednich zmian umowy. Ogólna kwota umowy została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Umowa jest rządzona prawem szwajcarskim. Umowa zawiera klauzulę arbitrażową, na podstawie której wszelkie spory wynikające z umowy mają być rozstrzygane przez Trybunał Arbitrażowy przy Izbie Gospodarczej w Zurychu zgodnie z Regulaminem Arbitrażowym UNCITRAL.

Umowa sprzedaży gazu ziemnego z dnia 15 września 2004 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako kupującym a VNG oraz E.ON Ruhrgas AG jako sprzedającym

Na podstawie umowy sprzedający sprzedają i dostarczają, a PGNiG kupuje i odbiera gaz ziemny. Sprzedający zobowiązali się oddać do dyspozycji i dostarczyć PGNiG, z ilości zakupionych przez nich, ilość roczną wynoszącą 4.565.000.000 kWh/rok i ilość godzinową wynoszącą 574.300 kWh/godz. Sprzedający są zobowiązani solidarnie do dostaw gazu. Cena za gaz składa się z opłaty za moc oraz opłaty za energię. Opłata za moc jest obliczana miesięcznie na podstawie formuły składającej się ze stałej kwoty w EUR przemnożonej przez zmienne indeksy publikowane przez powszechnie dostępne źródła. Opłata za energię jest wyrażona w EUR/kWh i składa się ze stałej kwoty przemnożonej przez mnożniki korygowane miesięcznie o notowania produktów ropopochodnych publikowane przez powszechnie dostępne źródła określone w umowie. Umowa zawiera postanowienie dotyczące rewizji ceny. Zgodnie z umową taka rewizja jest możliwa po przekroczeniu w górę lub w dół przez cenę energii określonego poziomu określonego w umowie. Do pewnego poziomu tego przekroczenia strony są zobowiązane wyłącznie do dokonywania płatności rekompensacyjnych. Rozliczenia na podstawie umowy są dokonywane w EUR. Rozliczenia dokonywane są miesięcznie na podstawie wspólnie sporządzonego protokołu. Rozliczenia za ilości nieodebrane w danym roku dostaw są dokonywane na podstawie końcowego rozliczenia rocznego razem z fakturą za miesiąc rozliczeniowy wrzesień. Faktura za gaz ziemny jest wystawiana w terminie objętym wnioskiem o niepublikowanie. Płatności są realizowane przelewem bankowym w terminie objętym wnioskiem o niepublikowanie. W przypadku rozbieżności co do kwoty faktury (innych niż oczywiste pomyłki) PGNiG ma obowiązek zapłacić kwotę wyszczególnioną w fakturze, niemniej może to uczynić z zastrzeżeniem i przysługuje mu prawo do zwrotu takiej kwoty jeżeli okaże się, że była ona zapłacona bezpodstawnie. Kwota nadpłaty jest oprocentowana w wysokości, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Wysokość odsetek za opóźnienie w płatnościach została objęta wnioskiem o niepublikowanie. PGNiG jest zobowiązany do odbioru w danym roku dostaw nie mniej niż określonej kontraktowej ilości rocznej w tym części w okresie letnim. Za ilości nieodebrane PGNiG jest zobowiązany zapłacić określoną cenę (ang. *take or pay*). Ilości nieodebrane w danym roku dostaw mogą zostać odebrane w następnych trzech latach kontraktowych po odebraniu minimalnej ilości rocznej. Umowa zawiera szczegółowe postanowienia dotyczące

zmniejszenia rocznego obowiązku odbioru gazu przez PGNiG jak również opłaty za moc. PGNiG po odebraniu gazu ma prawo do swobodnego dysponowania tym gazem. Odpowiedzialność sprzedających jest ograniczona wyłącznie do winy umyślnej i rażącego niedbalstwa oraz szkód rzeczowych. Umowa jest rządzona prawem szwajcarskim. Umowa zawiera klauzulę arbitrażową, zgodnie z którą wszelkie spory z umowy pomiędzy stronami mają być rozstrzygane przez Trybunał Arbitrażowy w Zurychu zgodnie z regulaminem arbitrażowym Międzynarodowej Izby Handlowej w Paryżu. Umowa została zawarta na czas oznaczony, tj. od dnia 1 października 2004 r. do dnia 30 września 2008 r.

10.1.1.2 Umowy dotyczące przesyłu gazu

Umowa nr EI/DH/04/7718-DF/HUM/15/2004 z dnia 1 lipca 2004 r. zawarta pomiędzy PGNiG a EuRoPol GAZ

Przedmiotem umowy jest udostępnienie przez EuRoPol GAZ mocy przesyłowych w pierwszej nitce polskiego odcinka systemu gazociągów tranzytowych oraz usługa przesyłu gazu ziemnego w ramach udostępnionych mocy, świadczonych przez EuRoPol GAZ na rzecz PGNiG pierwszą nitką polskiego odcinka systemu gazociągów tranzytowych od punktu zdawczo-odbiorczego Kondratki na granicy Białorusi i Polski, stanowiącego połączenie odcinka białoruskiego i polskiego Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia do końcowych punktów zdawczo-odbiorczych gazu we Włocławku oraz Lwówku Wielkopolskim, gdzie Gazociąg Jamał-Europa Zachodnia łączy się z siecią przesyłową PGNiG. PGNiG zobowiązał się do przekazania do przesyłu 2,88 mld m^3 gazu (według norm rosyjskich), a EuRoPol GAZ zobowiązany jest do odebrania od Spółki i przesyłu do końcowych punktów zdawczo-odbiorczych ilości gazu przekazanego przez PGNiG do przesyłu. Należność z tytułu usługi przesyłu gazu stanowią stawki opłat wynikające z taryfy. PGNiG dokonuje płatności za usługę przesyłu na podstawie faktur VAT wystawianych miesięcznie do 25. dnia miesiąca następującego po miesiącu, którego dotyczy faktura lub płatnych w ciągu dziesięciu dni roboczych po otrzymaniu faktury, w zależności od tego, która z dat jest wcześniejsza. Z uwagi na fakt, iż umowa przewiduje również sprzedaż przez PGNiG gazu na potrzeby własne EuRoPol GAZ, płatności za gaz dokonywane są na podstawie miesięcznych faktur VAT wystawianych przez PGNiG, płatnych do 25. dnia miesiąca następującego po miesiącu, którego dotyczy faktura lub w ciągu dziesięciu dni roboczych po otrzymaniu faktury, w zależności od tego, która z dat jest wcześniejsza. Rozliczenia i płatności realizowane są w PLN. Nieterminowe regulowanie płatności powoduje obowiązek zapłaty ustawowych odsetek.

W przypadku, gdy ilość gazu przekazanego przez Spółkę do przesyłu w punkcie zdawczo-odbiorczym Kondratki jest niższa niż 2,88 mld m^3, PGNiG zobowiązany jest do uiszczenia na rzecz EuRoPol GAZ opłaty ujednolicającej, stanowiącej różnicę pomiędzy planowanymi przychodami EuRoPol GAZ z tytułu przesyłu a przychodami z faktycznie przesłanego gazu.

Umowa przewiduje również możliwość odwrócenia strumienia przepływu gazu w przypadku braku dostaw z kierunku wschodniego w celu realizacji dostaw awaryjnych i przesyłanie gazu ziemnego od granicy Polski i Niemiec na terytorium Polski. W takim przypadku EuRoPol GAZ transportowałby dla PGNiG gaz ziemny od punktu Mallnow (Niemcy) do Lwówka Wielkopolskiego i do Włocławka. Jednakże na dzień 10 maja 2005 r. przesył gazu z kierunku zachód-wschód nie jest technicznie możliwy.

Umowa została zawarta na czas oznaczony do dnia 31 grudnia 2012 r. Umowa może być wypowiedziana ze skutkiem natychmiastowym w razie: (i) utraty przez PGNiG wymaganej prawem koncesji lub innych zezwoleń związanych z obrotem i importem gazu, (ii) utraty przez EuRoPol GAZ wymaganych prawem koncesji związanych z przedmiotem umowy.

Umowa z dnia 13 lipca 2000 r. zawarta pomiędzy PGNiG a VNG oraz E.ON Ruhrgas AG dotycząca przesyłu gazu z Emden do granicy polsko-niemieckiej w okolicach Zgorzelca

Umowa została zawarta w związku z umową sprzedaży gazu pomiędzy PGNiG a grupą producentów norweskich. Zgodnie z umową VNG oraz E.ON Ruhrgas AG zobowiązały się do udostępnienia PGNiG mocy przesyłowych wynoszących 57.000 m^3/h w celu umożliwienia przesyłu gazu nabywanego przez PGNiG od producentów norweskich. Umowa została zawarta do 30 września 2006 r. Cena za przesył jest określona w oparciu o formułę cenową składającą się ze stałej kwoty przemnożonej przez mnożniki oparte na publikowanych indeksach. Płatności z umowy mają być dokonywane w EUR. Procedury dokonywania płatności zostały szczegółowo uregulowane w umowie. Odsetki za opóźnienie płatności zostały objęte wnioskiem o niepublikowanie. Umowa jest rządzona prawem niemieckim. Wszelkie spory wynikające z umowy mają być rozwiązywane przez trybunał arbitrażowy zgodnie z regulaminem *German Institution of Arbitration.*

10.1.1.3 Istotne umowy z odbiorcami gazu ziemnego

Umowa nr 1/S/99 kupna-sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 14 stycznia 1999 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Zakładami Azotowymi w Tarnowie-Mościcach S.A. wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego jako surowca dla potrzeb Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A. oraz ustalenie warunków technicznych dostaw i odbioru paliwa gazowego. Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz naliczanej na podstawie taryfy. Umowa nie przewiduje udzielania przez kupującego gwarancji płatności za dostarczony gaz.

Kupujący jest zobowiązany do odbioru w danym miesiącu minimalnych ilości gazu określonych w umowie, a w przypadku ich nieodebrania do zapłaty za różnicę pomiędzy ilością minimalną a faktycznie odebraną. Odebranie w danym miesiącu mniejszej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana ilość minimalna, powoduje wzrost ceny za gaz nieodebrany na zasadach określonych w umowie. Odbiór w danym miesiącu większej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana i niż dopuszczalna tolerancja przewidziana w umowie powoduje obowiązek uiszczenia opłaty dodatkowej za okres przekroczenia w wysokości określonej w taryfie. Przeniesienie praw wynikających z umowy wymaga zgody drugiej strony. Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Umowa może zostać rozwiązana przez każdą ze stron w drodze trzyletniego wypowiedzenia.

W przeszłości Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach S.A. nie regulowały swoich zobowiązań za dostarczany gaz. Spółka podejmowała działania mające na celu wyegzekwowanie swoich należności (wysyłała wezwania do zapłaty, uzgadniała salda). Kwota zaległości w opłatach za gaz Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A. na dzień 21 kwietnia 2005 r. wynosiła 86.312,6 tys. zł.

Umowa nr 3/S/99 kupna – sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 14 stycznia 1999 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Zakładami Azotowymi „Kędzierzyn" S.A. wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego jako surowca dla potrzeb Zakładów Azotowych „Kędzierzyn" S.A. oraz ustalenie warunków technicznych dostaw i odbioru paliwa gazowego. Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz naliczanej na podstawie taryfy. Umowa nie przewiduje udzielania przez kupującego gwarancji płatności za dostarczony gaz.

Kupujący zobowiązany jest do odbioru minimalnych ilości gazu ziemnego określonych w umowie, a w przypadku ich nieodebrania do zapłaty za różnicę pomiędzy ilością minimalną a faktycznie odebraną. Odebranie w danym miesiącu mniejszej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana ilość minimalna, powoduje wzrost ceny za gaz nieodebrany na zasadach określonych w umowie. Odbiór w danym miesiącu większej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana i niż dopuszczalna tolerancja przewidziana w umowie powoduje obowiązek uiszczenia opłaty dodatkowej w wysokości i na zasadach określonych w taryfie. Przeniesienie praw wynikających z umowy wymaga zgody drugiej strony. Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Umowa może zostać rozwiązana przez każdą ze stron w drodze trzyletniego wypowiedzenia.

W przeszłości Zakłady Azotowe „Kędzierzyn" S.A. nie regulowały swoich zobowiązań za dostarczany gaz. Spółka podejmowała działania mające na celu wyegzekwowanie swoich należności (wysyłała wezwania do zapłaty, uzgadniała salda). Kwota zaległości w opłatach za gaz Zakładów Azotowych „Kędzierzyn" S.A. na dzień 21 kwietnia 2005 r. wynosiła 213.477,9 tys. zł.

Umowa nr 5/S/99 kupna – sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 14 stycznia 1999 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Zakładami Chemicznymi „Police" S.A. wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego jako surowca dla potrzeb Zakładów Chemicznych „Police" S.A. oraz ustalenie warunków technicznych dostaw i odbioru paliwa gazowego. Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz naliczanej na podstawie taryfy. Umowa nie przewiduje udzielania przez kupującego gwarancji płatności za dostarczony gaz.

Kupujący zobowiązany jest do odbioru w danym miesiącu minimalnych ilości gazu ziemnego określonych w umowie, a w przypadku ich nieodebrania do zapłaty za różnicę pomiędzy ilością minimalną a faktycznie odebraną. Odebranie w danym miesiącu mniejszej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana ilość minimalna, powoduje wzrost ceny za gaz nieodebrany na zasadach określonych w umowie. Odbiór w danym miesiącu większej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana i niż dopuszczalna tolerancja przewidziana w umowie, powoduje obowiązek uiszczenia opłaty dodatkowej w wysokości i na zasadach określonych w taryfie. Przeniesienie praw wynikających z umowy wymaga zgody drugiej strony. Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Umowa może zostać rozwiązana przez każdą ze stron w drodze trzyletniego wypowiedzenia.

W przeszłości Zakłady Chemiczne „Police" S.A. nie regulowały swoich zobowiązań za dostarczany gaz. Spółka podejmowała działania mające na celu wyegzekwowanie swoich należności (wysyłała wezwania do zapłaty, uzgadniała salda). Kwota zaległości w opłatach za gaz Zakładów Chemicznych „Police" S.A. na dzień 31

grudnia 2004 r. wynosiła 120.367,6 tys. zł. Zakłady Chemiczne „Police" S.A. spłaciły swoje zobowiązania 28 lutego 2005 r.

Umowa nr 2/S/99 kupna – sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 14 stycznia 1999 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Zakładami Azotowymi Anwil S.A. wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego jako surowca dla potrzeb Zakładów Azotowych Anwil S.A. oraz ustalenie warunków technicznych dostaw i odbioru paliwa gazowego. Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz naliczanej na podstawie taryfy.

Kupujący zobowiązany jest do odbioru minimalnych ilości gazu ziemnego określonych w umowie. Odbiór gazu w mniejszej ilości powoduje wzrost ceny za gaz na zasadach określonych w umowie. Odbiór większej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana i niż dopuszczalna tolerancja przewidziana w umowie powoduje obowiązek uiszczenia opłaty dodatkowej w wysokości i na zasadach określonych w taryfie. Przeniesienie praw wynikających z umowy wymaga zgody drugiej strony.

Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Umowa może zostać rozwiązana przez każdą ze stron w drodze trzyletniego wypowiedzenia.

Umowa nr 33/K/2003 na dostawy gazu z dnia 1 grudnia 2003 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedającym a Energetyką Sp. z o.o. (Żukowice) jako kupującym

Umowa nr 34/K/2003 na dostawy gazu z dnia 1 grudnia 2003 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedającym a Energetyką Sp. z o.o.(Polkowice) jako kupującym

Umowy zostały zawarte w związku z planowaną budową elektrociepłowni w Żukowicach oraz Polkowicach. Z uwagi na fakt, iż postanowienia umów są tożsame z wyłączeniem m. in. ilości gazu, miejsc dostaw zostały one omówione łącznie.

Przedmiotem każdej z umów jest dostarczanie gazu o określonych parametrach na potrzeby skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła prowadzonej przez Energetykę Sp. z o.o. w elektrociepłowniach (w Żukowicach i Polkowicach). Kupujący zobowiązany jest do zapłaty należności za gaz w terminie 14 dni od dnia wystawienia faktury za gaz. Na należność za gaz składa się cena za gaz, opłata stała za usługę transportową, opłata zmienna za usługę transportową oraz opłata abonamentowa.

Strony umów zobowiązały się do uzyskania w terminach określonych umowami, w przypadku kupującego – tytułu prawnego w odniesieniu do działek, na których zlokalizowana będzie elektrociepłownia, a w przypadku Spółki - zgód właściwych organów na budowę systemu gazociągów oraz urządzeń umożliwiających dostarczanie gazu.

Kupujący zobowiązany jest do odbioru minimalnych ilości gazu ziemnego określonych w umowie, a w przypadku ich nieodebrania do zapłaty za różnicę pomiędzy ilością minimalną a faktycznie odebraną. Kupujący upoważniony jest do odbioru opłaconych, a nieodebranych ilości gazu w okresie 3 lat (w ciągu roku w okresie rozruchu), pod warunkiem wcześniejszego odbioru ilości minimalnych w każdym roku. Umowy określają wysokość upustu w umownej cenie za gaz, w przypadku odbioru gazu niespełniającego wymagań określonych w każdej z umów. Strony zobowiązane są do zapłaty kar umownych za każdy dzień zwłoki w przypadku naruszenia terminu rozpoczęcia dostaw gazu w pełnych ilościach, za każde zdarzenie niezawiadomienia drugiej strony o wstrzymaniu lub ograniczeniu dostaw/odbioru gazu ziemnego lub o zwiększeniu poboru gazu przez kupującego w wysokości określonej w umowie. Kupujący zobowiązany jest do zapłaty kary umownej za przekroczenie maksymalnej mocy godzinowej gazu w wysokości dwukrotnej umownej ceny gazu za każdy metr sześcienny stanowiący przekroczenie umówionej mocy, a Spółka zobowiązana jest do zapłaty kary umownej w przypadku niedostarczenia gazu ziemnego w sytuacjach innych niż przewidziane w umowie. Umowa wskazuje maksymalną wysokość kar umownych. W razie niewykonania lub nienależytego wykonania umowy strony mogą dochodzić odszkodowania przekraczającego wysokość zastrzeżonych kar umownych, przy czym wysokość odszkodowania nie może przekroczyć kwoty stanowiącej dwukrotność minimalnych ilości rocznych gazu.

Kupujący zobowiązał się do przekazania Spółce tytułu prawnego do wydzielonej działki gruntu niezbędnej do wybudowania stacji gazowej. Umowy przewidują rozpoczęcie dostaw w ramach rozruchu w przypadku elektrociepłowni Żukowice w dniu 1 czerwca 2007 r., a w przypadku elektrociepłowni Polkowice w dniu 1 grudnia 2005 r. Umowa została zawarta na 20 lat od dnia rozpoczęcia dostaw gazu w pełnych ilościach.

Umowa nr PL/210204237/96-2.0 na dostawę - odbiór gazu ziemnego z dnia 5 lipca 1996 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedającym a Elektrociepłownią Gorzów S.A. jako kupującym wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego jako surowca dla potrzeb Elektrociepłowni Gorzów S.A. na potrzeby skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła oraz ustalenie warunków technicznych dostawy/odbioru gazu. Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz naliczanej na podstawie taryfy.

Kupujący zobowiązany jest do odbioru minimalnych ilości gazu ziemnego określonych w umowie, a w przypadku ich nieodebrania do zapłaty za różnicę pomiędzy ilością minimalną a faktycznie odebraną. Kupujący upoważniony jest do odbioru opłaconych a nieodebranych ilości gazu w okresie 3 lat pod warunkiem wcześniejszego odbioru ilości minimalnych i uiszczenia różnicy w cenie. Odebranie mniejszej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana ilość minimalna, powoduje wzrost ceny za gaz na zasadach określonych w umowie. Odbiór większej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana i niż dopuszczalna tolerancja przewidziana w umowie powoduje obowiązek uiszczenia opłaty dodatkowej w wysokości i na zasadach określonych w taryfie. Nieterminowe regulowanie należności fakturowych za dostarczoną ilość i zamówioną moc powoduje konieczność zapłaty przez kupującego odsetek za każdy dzień zwłoki, w wysokości stanowiącej określony procent odsetek kredytu lombardowego, którego wysokość została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Kupujący zobowiązany jest do zapłaty sprzedającemu kary umownej w przypadku niedotrzymania terminu rozpoczęcia odbioru dostaw gazu w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie za każdy dzień zwłoki do kwoty, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Sprzedający zobowiązany jest do zapłaty kupującemu kary umownej w przypadku (i) niedostarczenia w jakimkolwiek kwartale roku minimalnych kwartalnych ilości gazu, w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie części wartości niedostarczonego gazu według obowiązującej w tym kwartale ceny, (ii) odmowy przez kupującego przyjęcia gazu nie spełniającego wymogów jakościowych w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie części wartości nieprzyjętego gazu, (iv) niedotrzymania terminu dostawy gazu w wysokości równowartości objętej wnioskiem o niepublikowanie, za każdy dzień zwłoki do kwoty, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. W razie odebrania przez kupującego ilości gazu niezgodnego z ustalonymi wymogami jakościowymi sprzedający zobowiązany jest do udzielenia bonifikaty w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie opłaty za odebrane ilości gazu.

Umowa została zawarta na czas określony, tj. na 20 lat.

Umowa nr 100/S/99 kupna - sprzedaży gazu ziemnego z dnia 6 stycznia 1999 r zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedającym a Ispat Polska Stal S.A. Oddział w Krakowie (obecnie Mittal Steel Poland S.A. Oddział w Krakowie) jako kupującym wraz z aneksami

Umowa nr 128/S/2000 kupna - sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 16 października 2000 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedającym a Ispat Polska Stal S.A. Oddział w Dąbrowie Górniczej (obecnie Mittal Steel Poland S.A. Oddział w Dąbrowie Górniczej) jako kupującym wraz z aneksami

Z uwagi na fakt, iż postanowienia obu umów są analogiczne, z wyłączeniem maksymalnej mocy umownej oraz ilości rocznej paliwa gazowego, miejsca dostaw oraz płatności, umowy zostały opisane łącznie.

Przedmiotem umów jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego dla potrzeb kupującego oraz ustalenie praw i obowiązków stron, odpowiedzialności za niedotrzymanie warunków umowy, a także warunków technicznych dostawy/odbioru paliwa gazowego. Kupujący zobowiązany jest do zapłaty należności za gaz naliczanej na podstawie taryfy. Kupujący zobowiązany jest do dokonywania na konto sprzedającego wpłat planowych, stanowiących przedpłatę za paliwo gazowe w wysokości i terminach określonych w umowie.

Umowy określają maksymalną godzinową moc umowną paliwa gazowego odbieranego przez kupującego oraz ilości roczne paliwa gazowego. Kupujący zobowiązany jest do nieodbierania większej ilości paliwa gazowego niż maksymalna moc umowna określona umową, przekroczenie zamówionej mocy umownej powoduje obowiązek uiszczenia opłat określonych w taryfie.

Strony wyłączyły wzajemnie możliwość żądania odszkodowania z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania umowy przekraczającego wysokość korekt, rekompensat i opłat dodatkowych określonych w umowie i taryfie.

Przeniesienie praw wynikających z umowy wymaga zgody drugiej strony.

Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Umowa może zostać rozwiązana przez każdą ze stron w drodze trzyletniego wypowiedzenia. Odstąpienie od umowy bez zachowania trybu określonego umową, powoduje konieczność pokrycia udokumentowanych strat drugiej strony, pozostających w bezpośrednim związku z tym zdarzeniem, z wyłączeniem utraconych korzyści.

10.1.1.4 Istotne umowy z odbiorcami ropy naftowej

Umowa z dnia 7 października 2004 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedawcą a Shell Trading International Limited jako kupującym

Przedmiotem umowy jest sprzedaż przez Spółkę ropy naftowej w ilości 40 tys. ton kwartalnie, która to ilość może zostać zmieniona przez Spółkę o 10%. Spółka zobowiązana jest do dostarczenia ropy do rurociągu PERN „Przyjaźń". Kupujący zobowiązany jest do zapłaty jednostkowej ceny za ropę naftową ustaloną w oparciu o notowania ropy Brent oraz różnicy rynkowej określonej w umowie. Płatności dokonywane są w terminie objętym wnioskiem o niepublikowanie. Zwłoka z zapłatą powoduje konieczność uiszczenia odsetek na zasadach i w wysokości określonych w umowie.

Umowa przewiduje odpowiedzialność stron w przypadku niedostarczenia lub nieodebrania ilości umownych ropy w wysokości, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Odpowiedzialność stron została ograniczona do wartości, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie, a ich zapłata wyłącza możliwość dochodzenia odszkodowania.

Przeniesienie praw i obowiązków wynikających z umowy wymaga pisemnej zgody drugiej strony umowy. Zgodnie z postanowieniami umowy Spółka zobowiązała się do realizowania dostaw ropy naftowej do 31 grudnia 2005 r. Strony mogą wydłużyć okres dostaw na okres kolejnych 12 miesięcy począwszy od 1 stycznia 2006 r. i określić nowe warunki umowy. Brak porozumienia stron w tym zakresie, powoduje rozwiązanie umowy z dniem 1 stycznia 2006 r.

Umowa nr DH/HP/003/2005 dostawy polskiej ropy naftowej z dnia 29 marca 2005 r. zawarta pomiędzy PGNiG a BP Oil International

Przedmiotem umowy jest wytworzenie i dostawa przez Spółkę ropy naftowej w ilości od 10 tys. do 30 tys. ton w miesiącu kalendarzowym, według uznania Spółki w postaci 1 do 3 partii po 10 tys. ton, która to ilość może zostać zmieniona przez Spółkę o 10% w każdej dostawie. Odbiorca zobowiązany jest do zapłaty jednostkowej ceny za ropę naftową ustaloną w oparciu o notowania ropy Brent oraz bonifikatę uzależnioną od wolumenu dostarczonego do załadunku.

Strony wyłączyły odpowiedzialność za niewykonanie umowy, z wyjątkiem niewykonania umowy przez którąkolwiek ze stron z winy umyślnej. Odpowiedzialność stron nie obejmuje zwrotu utraconych korzyści.

Umowa została zawarta na czas określony, do dnia 31 grudnia 2005 r. Umowa może być przedłużana na kolejne 12-miesięczne okresy, trwające od 1 stycznia do 31 grudnia.

10.1.2 Wzory umów stosowanych przez Spółki Gazownictwa

W toku prowadzonej działalności, Spółki Gazownictwa zawierają szereg powtarzalnych umów dotyczących przyłączania odbiorców do sieci gazowej, sprzedaży na ich rzecz paliwa gazowego, względnie świadczenia na ich rzecz usług przesyłowych. Ze względu na masowy charakter tych umów, są one zawierane w oparciu o uprzednio przygotowane wzory, uzupełniane następnie informacjami indywidualizującymi strony oraz przedmiot umowy. Niektóre ze Spółek Gazownictwa, w ramach standaryzacji zawieranych umów, posługują się dodatkowo ogólnymi warunkami i regulaminami, do których odwołują się w treści umów.

Treść wzorów umów stosowanych przez poszczególne Spółki Gazownictwa nie jest jednolita. Każda z nich w praktyce posługuje się swoimi wzorami, opracowanymi stosownie do własnych potrzeb, w oparciu o przepisy Prawa Energetycznego oraz Rozporządzenia w Sprawie Szczegółowych Warunków Przyłączenia Podmiotów do Sieci. Mimo braku jednolitości w tym zakresie, wzory umów stosowanych przez każdą ze Spółek Gazownictwa można podzielić ze względu na ich przedmiot, na dotyczące: (i) umów o przyłączenie, (ii) umów sprzedaży paliw gazowych oraz (iii) umów o świadczenie usług przesyłowych.

Do umów zawieranych w oparciu o te wzorce, odnoszą się ponadto postanowienia taryf opracowanych przez poszczególne Spółki Gazownictwa i zatwierdzonych przez Prezesa URE. Taryfy określają ceny i opłaty stosowane przez Spółki Gazownictwa oraz udzielane przez nie bonifikaty.

Wzory umów o przyłączenie

Przedmiotem umów o przyłączenie jest określenie zasad i warunków przyłączenia należącego do odbiorcy obiektu do sieci gazowej danej Spółki Gazownictwa, poprzez wykonanie przyłącza – którym jest odcinek sieci gazowej (od gazociągu zasilającego do kurka głównego, wraz z zabezpieczeniem) służący do przyłączenia instalacji gazowej odbiorcy. W szczególności, umowy te określają takie kwestie, jak: (i) termin realizacji przyłączenia, (ii) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej uregulowania, (iii) miejsce rozgraniczenia własności sieci Spółki Gazownictwa oraz instalacji odbiorcy, (iv) warunki udostępnienia Spółce Gazownictwa

przez podmiot przyłączany należącej do niego nieruchomości, w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia, (v) przewidywany termin zawarcia umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy o świadczenie usługi przesyłowej oraz (vi) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonych w umowie.

Ponieważ przedmiotem umów tego rodzaju jest realizacja przyłącza, nie wskazują one sztywnego terminu swego obowiązywania, a jedynie określają harmonogram realizacji prac.

W ramach poszczególnych Spółek Gazownictwa funkcjonują przy tym różne typy wzorów umów o przyłączenie, różniące się między sobą w szczególności: (i) charakterem prawnym odbiorcy (osoba fizyczna albo osoba prawna), (ii) zakresem prac powierzanych Spółce Gazownictwa do realizacji (w szczególności objęcie nim prac projektowych), (iii) zakresem obowiązków kontrahentów. W tym zakresie praktyka poszczególnych Spółek Gazownictwa jest bardzo zróżnicowana.

Wzory umów sprzedaży paliw gazowych

Umowy sprzedaży paliw gazowych określają warunki, na jakich Spółki Gazownictwa dokonują na rzecz odbiorców obrotu paliwami gazowymi (handel hurtowy albo detaliczny). Postanowienia umów określają w szczególności: (i) ilość paliwa gazowego niezbędną do utrzymania ruchu technologicznego urządzeń gazowych znajdujących się w obiekcie odbiorcy, (ii) grupę taryfową, według której dokonywane są rozliczenia z tytułu sprzedaży paliw gazowych, sposoby prowadzenia tych rozliczeń oraz obliczania należności, (iii) terminy regulowania należności, (iv) terminy rozpoczęcia dostarczania paliw gazowych oraz rozpoczęcia odczytów wskazań urządzeń pomiarowych, (v) szczegółowe warunki ustalania terminów przerywania dostarczania paliw gazowych i rozpoczynania dostarczania tych paliw po przerwie w ich dostarczaniu, (vi) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności standardów jakościowych obsługi odbiorców, (vii) termin ważności umowy oraz postanowienia dotyczące zmiany warunków umowy i jej wypowiedzenia.

W umowach tych standardowo zawierane są postanowienia umożliwiające ich wypowiedzenie lub rozwiązanie we wskazanych okolicznościach, także w przypadku zawarcia umowy na czas określony. Długość terminów wypowiedzenia uzależniona jest w praktyce od przedmiotu umowy, a w szczególności od ilości sprzedawanych paliw gazowych.

Poszczególne Spółki Gazownictwa w praktyce posługują się różnymi podtypami wzorów umów sprzedaży, różniącymi się między sobą: (i) charakterem prawnym kontrahenta (osoba fizyczna albo osoba prawna), (ii) rodzajem paliwa gazowego, objętego przedmiotem umowy, (iii) ilością sprzedawanego paliwa. Okoliczności te wpływają na zakres obowiązków stron, przesądzając w szczególności o kwalifikacji odbiorcy do jednej z grup taryfowych, a tym samym o wysokości stosowanych wobec niego cen.

Wzory umów na świadczenie usług przesyłowych

Umowy o świadczenie usług przesyłowych dotyczą warunków realizacji przez Spółki Gazownictwa usług przesyłowych, rozumianych jako transport paliwa gazowego za pomocą sieci. Umowy te w szczególności wskazują: (i) rodzaj paliwa gazowego, (ii) termin rozpoczęcia świadczenia usługi przesyłowej, (iii) miejsce dostarczania i odbioru paliwa gazowego przeznaczonego do przesyłania, (iv) ilość paliwa gazowego, w tym przeznaczonego na potrzeby technologiczne i straty sieciowe, oraz zasady jego pomiaru, (v) jakość, niezawodność i terminowość dostaw, i odbioru paliwa gazowego, (vi) grupę taryfową, według której dokonywane są rozliczenia z tytułu świadczenia usług przesyłowych, warunki wprowadzania zmian stawek, sposoby prowadzenia rozliczeń i obliczania należności oraz terminy regulowania należności, (vii) wielkość mocy umownej oraz warunki i terminy jej zmiany, (viii) punkt, w którym następuje przekazanie paliwa gazowego do przesyłania przez dostawcę tego paliwa, (ix) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za przekroczenie mocy umownej oraz niedostarczenie paliwa gazowego przez dostawcę tego paliwa, a także postanowienia w zakresie sposobu prowadzenia rozliczeń w przypadku świadczenia usług odmiennych od świadczonych w warunkach standardowych, których dotyczą postanowienia taryfowe, (x) termin ważności umowy oraz postanowienia dotyczące zmiany warunków umowy i jej wypowiedzenia.

Obowiązki stron umów o przyłączenie, umów sprzedaży paliw gazowych oraz umów o świadczenie usług przesyłowych, częściowo określone są w taryfach opracowanych przez poszczególne Spółki Gazownictwa oraz zatwierdzonych przez Prezesa URE. Taryfa stanowi zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez Spółkę Gazownictwa i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w taryfie odbiorców.

Taryfy w szczególności określają: (i) stawki opłat za przyłączenie do sieci, (ii) ceny paliw, (iii) stawki opłat za świadczenie usług przesyłowych, (iv) stawki opłat abonamentowych, do uiszczania których zobowiązani są odbiorcy, (v) bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych dostarczanych przez Spółki

Gazownictwa paliw gazowych, (vi) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, (vii) opłaty za nielegalny pobór paliw gazowych.

Postanowienia taryf stanowią podstawę do ustalania konkretnych opłat i cen, pobieranych przez Spółki Gazownictwa od odbiorców, określając tzw. grupy taryfowe, obejmujące grupy odbiorców, pobierających paliwa gazowe z sieci gazowej lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w te paliwa, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat. Przynależność kontrahenta do danej grupy taryfowej, wskazywana jest w treści zawieranej z nim umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług przesyłowych, przez co określana jest wysokość świadczeń, do których jest on zobowiązany wobec Spółki Gazownictwa.

10.1.3 Umowy dotyczące zintegrowanego systemu informatycznego

Umowa w sprawie wykonania zintegrowanego systemu zarządzania z dnia 31 marca 2004 r. zawarta pomiędzy PGNiG a SAP Polska Sp. z o.o.

Przedmiotem umowy jest wykonanie zintegrowanego systemu zarządzania, tj. (i) wprowadzenie zmian i aktualizacja projektu zintegrowanego systemu wdrożenia, (ii) udzielenie licencji na korzystanie z oprogramowania, (iii) wdrożenie oprogramowania, (iv) prowadzenie serwisu, (v) szkolenie personelu w PGNiG oraz w spółkach wymienionych w umowie m. in. w DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o.

W związku z wprowadzaniem systemu SAP, Spółka zawarła następujące umowy z SAP Polska Sp. z o.o.:

- Umowę licencyjną z dnia 31 marca 2004 r. zawartą pomiędzy PGNiG jako licencjobiorcą a SAP Polska Sp. z o.o. jako licencjodawcą. Wynagrodzenie z tytułu umowy zostało objęte wnioskiem o niepublikowanie;
- Umowę wdrożeniową z dnia 31 marca 2004 r. zawartą pomiędzy PGNiG jako zlecającym a SAP Polska Sp. z o.o. jako wykonawcą. Wynagrodzenie z tytułu umowy zostało objęte wnioskiem o niepublikowanie. Zgodnie z postanowieniami umowy całkowite zamknięcie projektu, rozumiane jako wykonanie wszystkich prac przewidzianych umową, ma nastąpić do dnia 15 maja 2007 r.;
- Umowę serwisową z dnia 31 marca 2004 r. zawartą pomiędzy PGNiG jako zlecającym a SAP Polska Sp. z o.o. jako zleceniobiorcą. Wynagrodzenie z tytułu umowy zostało objęte wnioskiem o niepublikowanie;
- Umowę o świadczenie usług szkoleniowych z dnia 31 marca 2004 r. zawartą pomiędzy PGNiG jako zlecającym a SAP Polska Sp. z o.o. jako zleceniobiorcą. Wynagrodzenie z tytułu umowy zostało objęte wnioskiem o niepublikowanie.

10.1.4 Umowy o współpracy

Porozumienie z dnia 25 października 1994 r. zawarte pomiędzy Gazprom, PGNiG, Gas Trading, EuRoPol GAZ o zasadach dysponowania zdolnościami przesyłowymi systemu gazociągów tranzytowych przechodzących przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej wraz z aneksem

Przedmiotem porozumienia jest ustalenie zasad dysponowania zdolnościami przesyłowymi systemu gazociągów tranzytowych od granicy z Republiką Białorusi przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Gas Trading zastrzegł sobie prawo do co najmniej 4% zdolności przesyłowej systemu gazociągów tranzytowych przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz do nie mniej niż 4% zdolności przesyłowych systemu gazociągów tranzytowych dla dostaw gazu do Rzeczypospolitej Polskiej. Spółka zastrzegła sobie prawo do 96% zdolności przesyłowej systemu gazociągów tranzytowych dla dostaw gazu do Rzeczypospolitej Polskiej. Zgodnie z postanowieniami porozumienia Gazprom zobowiązał się do dostarczania gazu ziemnego na granicę Rzeczypospolitej Polskiej do określonego punktu odbiorczo-zdawczego (Kondratki), w celu jego dalszego przesyłu przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz dla Rzeczypospolitej Polskiej. Ilość gazu podlegającego tranzytowi oraz wielkość dostaw gazu określają stosowne umowy (tj. Kontrakt Jamalski opisany w pkt 9.1 niniejszego Rozdziału, umowa przesyłu z dnia 1 lipca 2004 r. opisana w pkt. 10.1.1.2 niniejszego Rozdziału oraz umowa zawarta pomiędzy EuRoPol GAZ i OOO Gazexport z dnia 17 maja 1995 r., która nie została udostępniona Spółce). Gazprom, PGNiG oraz Gas Trading zobowiązały się zarezerwować całą zdolność przesyłową systemu gazociągów: Gazprom i Gas Trading dla tranzytu gazu, PGNiG oraz Gas Trading dla dostaw gazu do Rzeczypospolitej Polski. Strony porozumienia ustaliły, iż dochód z opłaty za przesył gazu powinien pokrywać wydatki inwestycyjne EuRoPol GAZ na budowę systemu gazociągów tranzytowych oraz koszty eksploatacyjne przy przesyle gazu w ramach projektu. Porozumienie zostało zawarte na czas określony do 2027 roku.

Porozumienie czterostronne z dnia 20 maja 1997 r. w sprawie finansowania budowy systemu gazociągów tranzytowych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zawarte pomiędzy Gazprom, PGNiG, Gas Trading oraz EuRoPol GAZ

Porozumienie określa źródła i warunki finansowania I nitki Gazociągu Jamał – Europa Zachodnia. Jako źródło finansowania wskazane zostały kredyty i pożyczki udzielone bądź zorganizowane przez Gazprom oraz PGNiG na warunkach komercyjnych. Porozumienie przewidywało potencjalne, maksymalne zaangażowanie PGNiG do łącznej kwoty objętej wnioskiem o niepublikowanie, uzależnionej od stopnia wykorzystania I nitki Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, zabezpieczone gwarancją udzieloną przez Radę Ministrów RP oraz potencjalne maksymalne zaangażowanie Gazprom do łącznej kwoty objętej wnioskiem o niepublikowanie uzależnionej od stopnia wykorzystania I nitki Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia. Strony ustaliły, iż będą dążyć aby termin wykorzystania i spłaty zadłużenia kredytów był nie krótszy niż 12 lat, a okres spłaty zobowiązań nie krótszy niż 8,5 roku. Porozumienie stanowi, iż spłata zadłużenia EuRoPol GAZ wynikającego z udzielonych pożyczek i kredytów będzie realizowana z wpływów za transport gazu przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, a wpływy za transport gazu powinny pokrywać wydatki inwestycyjne EuRoPol GAZ na budowę systemu gazociągów tranzytowych oraz koszty eksploatacyjne przy transporcie gazu w ramach projektu. Strony ustaliły, iż zabezpieczeniem spłaty pożyczek udzielonych przez PGNiG będą należne EuRoPol GAZ wpływy z tytułu kontraktów na przesył gazu ziemnego przez terytorium Polski zawarte przez EuRoPol GAZ i Gas Trading. Gazprom zobowiązał się do zapewnienia dostawy gazu do Rzeczypospolitej Polskiej w ilościach przewidzianych Protokołem Międzynarodowym z dnia 18 lutego 1995 r. po uruchomieniu I nitki gazociągu. Porozumienie stanowi, iż spory wynikające z porozumienia podlegają rozstrzygnięciu według norm prawa międzynarodowego, z uwzględnieniem stosownych umów polsko-rosyjskich.

Umowa konsorcjum „BalticPipe" z dnia 2 lipca 2001 r. zawarta pomiędzy PGNiG a DONG Naturgas A/S z siedzibą w Hørsholm w Danii wraz z aneksami oraz protokołem

Na podstawie umowy ma zostać utworzone konsorcjum „BalticPipe", którego przedmiotem działalności jest budowa i prowadzenie systemu przesyłowego gazu łączącego Polskę i Danię. Konsorcjum ma zostać utworzone zgodnie z prawem duńskim i ma mieć siedzibę w Danii. Udział PGNiG w konsorcjum ma wynosić 33,(3)% a DONG Naturgas A/S 66,(3)%. Strony określiły początkowe potrzeby kapitałowe konsorcjum na 250.000 tys. DKK. Dyrektorem zarządzającym konsorcjum ma być DONG Naturgas A/S. PGNiG i DONG Naturgas A/S mają mieć po jednym przedstawicielu w dwuosobowej radzie nadzorczej konsorcjum. Umowa zawiera formułę na obliczanie taryfy przesyłowej, która powinna być rekalkulowana 1 października każdego roku. Formuła jest oparta na określonej kwocie, która ma być indeksowana w oparciu o dostępne duńskie wskaźniki zmian cen. Umowa ma wejść w życie po ziszczeniu się szeregu warunków zawieszających w tym po uzyskaniu do dnia 31 grudnia 2005 r. zgód korporacyjnych i administracyjnych oraz zawarciu przez DONG Naturgas A/S umowy nabycia gazu z Danish Underground Consortium. W dniu 31 grudnia 2002 r. DONG Naturgas A/S i PGNiG podpisały protokół, który przewiduje dodatkowe warunki zawieszające dla rozpoczęcia projektu - w tym uczestnictwo w konsorcjum „BalticPipe" przez Statoil lub inne osoby trzecie. Strony zobowiązały się do aktywnego poszukiwania potencjalnych partnerów do konsorcjum „BalticPipe" (z pierwszeństwem dla Statoil). Zgodnie z aneksem do umowy z dnia 9 grudnia 2004 r. w przypadku, gdy strony podejmą decyzję o wejściu w życie fazy finansowania i budowy systemu „BalticPipe" uzgodnią niezbędne zmiany do umowy konsorcjum. Załącznikiem do umowy są szczegółowe warunki dotyczące prowadzenia finansów konsorcjum (ang. *Accounting Procedure*) w tym budżetowania, zaliczania wyspecyfikowanych kosztów na wspólny rachunek, prowadzenia ksiąg rachunkowych, nabywania i zbywania aktywów, zgłaszania zapotrzebowania na kapitał przez dyrektora zarządzającego, przedstawiania rachunków, wykonywania przez dyrektora zarządzającego obowiązków sprawozdawczych i uprawnień kontrolnych obu stron. Co do zasady wszystkie obowiązki i prawa związane z prowadzeniem finansów konsorcjum spoczywają na dyrektorze zarządzającym, który w niektórych przypadkach jest zobowiązany do uzyskania zgody na swoje działania bądź ze strony rady nadzorczej, bądź strony konsorcjum niebędącej dyrektorem zarządzającym. Umowa jest rządzona prawem duńskim. Umowa zawiera klauzulę arbitrażową, zgodnie z którą wszelkie spory z umowy pomiędzy stronami mają być rozstrzygane przez Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie zgodnie z regulaminem arbitrażu Sztokholmskiej Izby Gospodarczej lub w przypadku braku takiego regulaminu zgodnie z proceduralnym prawem szwedzkim.

W związku z umową w dniu 2 lipca 2001 r. strony podpisały tzw. „*Heads of Agreement"* tzn. podstawowe warunki umowy przesyłowej. Przewidują one w szczególności, że umowa ta będzie oparta na formule „*ship or pay*" („*przesyłaj lub płać*") dla 100% zobowiązania przesyłowego DONG Naturgas A/S, taryfa przesyłowa będzie obliczana na podstawie umowy konsorcjum, a prawa i obowiązki przesyłowe DONG Naturgas A/S będą skorelowane z umową sprzedaży gazu zawartą pomiędzy stronami.

Umowa wspólników o współpracy VNG i PGNiG w ramach spółki InterTransGas GmbH z dnia 17 stycznia 2005 r. zawarta pomiędzy VNG a PGNiG

Przedmiotem umowy jest zawiązanie spółki przesyłowej, której przedmiotem działalności będzie projektowanie, budowa, eksploatacja i sprzedaż mocy przesyłowych infrastruktury służącej do przesyłu gazu na zlecenie osób trzecich, projektowanie, budowa, eksploatacja i sprzedaż mocy przesyłowych oraz nabywanie infrastruktury służącej do przesyłu gazu na własny rachunek, a także świadczenie usług związanych z przesyłem gazu w sieciach osób trzecich, ustalenie zasad współpracy pomiędzy stronami umowy w ramach tej spółki oraz kwestie związane z ładem korporacyjnym w spółce. Do umowy została załączona umowa spółki InterTransGas GmbH. Głównym celem spółki InterTransGas GmbH jest połączenie dwóch systemów przesyłowych polskiego i niemieckiego, które stworzy możliwość przesyłania gazu z polskiego do niemieckiego systemu przesyłowego. InterTransGas GmbH będzie prowadziła działalność na terenie Europy. Siedzibą spółki InterTransGas GmbH będzie Poczdam. PGNiG i VNG obejmą po 50% udziałów w kapitale zakładowym spółki. PGNiG zobowiązane jest do dokonania wpłat na kapitał zakładowy spółki kwoty 100.000 EUR. Umowa została zawarta na czas nieoznaczony, jednakże w przypadku gdyby umowa spółki InterTransGas GmbH nie została zawarta do dnia 31 grudnia 2005 r. umowa traci moc bez konieczności jej wypowiadania. Skuteczność umowy uzależniona została od poinformowania na piśmie drugiej strony umowy o uzyskaniu wszelkich niezbędnych zgód właściwych organów spółki oraz instytucji publicznych. Dnia 31 marca 2005 r. Walne Zgromadzenie wyraziło zgodę na utworzenie i objęcie udziałów w spółce. Brak stosownego oświadczenia od drugiej strony umowy do dnia 30 czerwca 2005 r. skutkuje rozwiązaniem umowy bez konieczności wypowiadania. Ponadto skuteczność umowy została uzależniona od uzyskania zgód odpowiednich organów antymonopolowych.

Umowa podlega prawu niemieckiemu. Wszelkie spory wynikające z umowy mają być rozstrzygane przez Trybunał Arbitrażowy w Zurychu.

Umowa wspólników o współpracy VNG i PGNiG w ramach spółki InterGasTrade GmbH z dnia 17 stycznia 2005 r. zawarta pomiędzy VNG a PGNiG

Przedmiotem umowy jest zawiązanie spółki handlowej, której przedmiotem działalności będzie handel gazem ziemnym oraz innymi nośnikami energii na terenie Europy, ustalenie zasad współpracy pomiędzy stronami umowy w ramach tej spółki oraz kwestie związane z ładem korporacyjnym w spółce. Do umowy została załączona umowa spółki InterGasTradeGmbH. PGNiG i VNG obejmą po 50% udziałów w kapitale zakładowym spółki. Siedzibą spółki InterGasTrade będzie Poczdam. InterGasTrade GmbH będzie prowadziła działalność na terenie Europy. PGNiG zobowiązane jest do dokonania wpłat na kapitał zakładowy spółki kwoty 100.000 EUR. Umowa została zawarta na czas nieoznaczony, jednakże w przypadku gdyby umowa spółki InterGasTrade GmbH nie została zawarta do dnia 31 grudnia 2005 r. umowa traci moc bez konieczności jej wypowiadania. Skuteczność umowy uzależniona zastała od poinformowania na piśmie drugiej strony umowy o uzyskaniu wszelkich niezbędnych zgód właściwych organów spółki oraz instytucji publicznych. Dnia 31 marca 2005 r. Walne Zgromadzenie wyraziło zgodę na utworzenie i objęcie udziałów w spółce. Brak stosownego oświadczenia od drugiej strony umowy do dnia 30 czerwca 2005 r., skutkuje rozwiązaniem umowy bez konieczności wypowiadania. Ponadto skuteczność umowy została uzależniona od uzyskania zgód odpowiednich organów antymonopolowych.

Umowa podlega prawu niemieckiemu. Wszelkie spory wynikające z umowy mają być rozstrzygane przez Trybunał Arbitrażowy w Zurychu.

Porozumienie z dnia 19 lutego 2004 r. zawarte pomiędzy PGNiG a Statoil ASA

Porozumienie zostało zawarte z uwagi na fakt, iż strony porozumienia łączyła umowa dostawy gazu z 3 września 2001 r., a budowa planowego gazociągu łączącego norweski szelf kontynentalny z punktem Niechorze okazała się nieuzasadniona. PGNiG potwierdził swoje zainteresowanie zróżnicowaniem źródeł dostaw gazu, a Statoil ASA potwierdził swoje zainteresowanie w dywersyfikacji źródeł dostawy gazu przez dostawę gazu na rzecz PGNiG.

Strony porozumienia potwierdziły swoje zainteresowanie kontynuacją współpracy, w szczególności w zakresie dostaw gazu przez Statoil ASA na rzecz PGNiG. Strony zobowiązały się do rozważenia nowych możliwości dostaw gazu.

Umowa założycielska o założeniu i działalności zamkniętej spółki akcyjnej „Dewon" zawarta w dniu 17 listopada 1999 r. między Narodową Kompanią Akcyjną „Naftogaz Ukrainy", PGNiG i Docziernoie Przedsiębiorstwo S -Z-Ju Łtawa

Przedmiotem umowy jest uzgodnienie warunków założenia i działalności zamkniętej spółki akcyjnej "Dewon", której przedmiotem działalności jest realizacja usług związanych z intensyfikacją wydobycia surowców

węglowodorowych, rekonstrukcją odwiertów, eksploatacją i zagospodarowaniem złóż ropy i gazu oraz sprzedażą surowca węglowodorowego na Ukrainie i poza jej granicami.

Fundusz założycielski zamkniętej spółki akcyjnej „Dewon" określony został na 928,9 tys. hrywien (200 tys. USD) i dzieli się na 10.000 zwykłych akcji imiennych o wartości nominalnej 92,89 hrywien każda, z czego PGNiG oraz Narodowej Kompanii Akcyjnej „Naftogaz Ukrainy" miało przysługiwać po 3.500 akcji a Docziernoie Przedsiębiorstwo S-Ju Ławta 3.000 akcji. Na dzień 31 marca 2005 r. PGNiG posiadał 43.656 akcji co stanowiło 36,38% kapitału zakładowego zamkniętej spółki akcyjnej „Dewon". Umowa określa zasady współpracy w zakresie wydobycia i sprzedaży gazu. PGNiG zobowiązał się do zakupu od zamkniętej spółki akcyjnej „Dewon" do 1.000.000.000 Nm^3 (normalnych metrów sześciennych) gazu rocznie po cenach nie wyższych aniżeli ustalone z innymi dostawcami na rynku polskim. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez Sąd Arbitrażowy przy Izbie Handlowej w Wiedniu. Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Zamknięta spółka akcyjna „Dewon" nie jest objęta sprawozdaniem skonsolidowanym Grupy Kapitałowej PGNiG.

10.1.5 Umowy związane z działalnością poszukiwawczą i wydobywczą Spółki

W związku z prowadzoną przez PGNiG działalnością poszukiwawczą oraz wydobywczą Spółka zleca prace w tym zakresie wyspecjalizowanym wykonawcom. W zależności od zakresu prac jakie mają być przeprowadzone przez danego wykonawcę Spółka stosuje jeden z poniższych standardowych wzorów umów z wykonawcami:

- wzór umowy na realizację otworu eksploatacyjnego;
- wzór umowy na realizację otworu rozpoznawczego/poszukiwawczego;
- wzór umowy na realizację otworu poszukiwawczego;
- wzór umowy na wykonanie testu produkcyjnego w odwiercie;
- wzór umowy na obsługę geologiczną otworu;
- wzór umowy na badanie laboratoryjne z otworu wiertniczego;
- wzór umowy na monitoring środowiska naturalnego przed rozpoczęciem i po zakończeniu prac wiertniczych na terenie otworu;
- wzór umowy na realizację usługi geologicznej metodami geofizycznymi.

Spółka na dzień 31 marca 2005 r. była stroną 91 umów realizowanych na podstawie powyższych wzorów.

Łączna wartość umów wynosi 345.734,4 tys. zł netto.

10.2 Istotne umowy ubezpieczenia

10.2.1 Umowy ubezpieczenia zawarte pomiędzy PGNiG jako ubezpieczającym a PZU jako ubezpieczycielem

Opisane poniżej umowy ubezpieczenia zostały zawarte pomiędzy PGNiG a PZU. Ubezpieczonymi objętymi ochroną ubezpieczeniową, oprócz PGNiG, jest także większość spółek zależnych, w których PGNiG posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym, jak również niektóre spółki stowarzyszone. Wśród podmiotów objętych ochroną ubezpieczeniową na mocy poniższych umów znajdują się wszystkie Spółki Gazownictwa, tj. DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o.

Umowa ubezpieczenia mienia w transporcie krajowym (CARGO) z dnia 17 czerwca 2004 r.

Przedmiotem ubezpieczenia jest wszelkie mienie w transporcie przewożone na ryzyko ubezpieczonych wszelkiego rodzaju środkami transportu na terenie Rzeczypospolitej Polskiej, w tym także mienie przesyłane (gaz i ropa) w gazociągach i rurociągach.

Ochroną ubezpieczeniową nie są objęte, między innymi, środki płatnicze, papiery wartościowe, dokumenty i dane zapisane na wszelkiego rodzaju nośnikach danych.

Umowa została zawarta na trzy lata. Odpowiedzialność PZU rozpoczęła się w dniu 1 lipca 2004 r., a kończy się dnia 30 czerwca 2007 r.

Suma ubezpieczenia wynosi 2.000 tys. zł na jedno zdarzenie w okresie ubezpieczenia. Suma ta nie zostaje zmniejszona o kwotę ewentualnego wypłaconego odszkodowania.

Składka za dwunastomiesięczny okres ubezpieczenia stanowi 0,01% przychodu uzyskanego przez ubezpieczonych w roku obrotowym poprzedzającym dany roczny okres ubezpieczenia, ustalonego na podstawie zatwierdzonych sprawozdań finansowych i za pierwszy okres ubezpieczenia wynosi 1.040,4 tys. zł.

Umowa ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej z dnia 23 czerwca 2004 r.

Przedmiotem ubezpieczenia jest odpowiedzialność cywilna deliktowa i kontraktowa (za szkody wynikłe z niewykonania i nienależytego wykonania zobowiązań) za szkody rzeczowe i osobowe oraz szkody majątkowe niewynikające ze szkód rzeczowych lub osobowych wymienionych we wstępie spółek oraz członków zarządów tych spółek, prokurentów, pełnomocników i pracowników – w zakresie szkód wyrządzonych w związku z wykonywaniem obowiązków służbowych na rzecz tych spółek lub czynności objętych zakresem umocowania powyżej wskazanych osób.

Ochrona ubezpieczeniowa obejmuje teren Rzeczypospolitej Polskiej.

Na mocy tej umowy ochroną objęte są także określone w umowie szkody w środowisku naturalnym.

Górna granica odpowiedzialności PZU w każdym rocznym okresie ubezpieczenia (od 1 lipca do 30 czerwca każdego roku obowiązywania umowy) wynosi 100.000 tys. zł – na wszystkie zdarzenia oraz 50.000 tys. zł na jedno zdarzenie. Jednakże w odniesieniu do pewnych kategorii szkód objętych ochroną ubezpieczeniową górna granica odpowiedzialności PZU na jedno i wszystkie zdarzenia w okresie ubezpieczenia jest niższa i np. w odniesieniu do szkód w środowisku naturalnym wynosi 20.000 tys. zł.

Umowa zawarta jest na okres 3 lat. Odpowiedzialność PZU rozpoczęła się w dniu 1 lipca 2004 r., a kończy się dnia 30 czerwca 2007 r.

Składka za okres obowiązywania umowy wynosi 12.900 tys. zł.

Umowa ubezpieczenia mienia od wszystkich ryzyk z dnia 17 czerwca 2004 r.

Przedmiotem ubezpieczenia jest wszelkie mienie ruchome i nieruchome, stanowiące własność lub będące w posiadaniu samoistnym lub zależnym ubezpieczonych bez względu na jego lokalizację na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, a w szczególności środki trwałe, w tym budynki i budowle, także te znajdujące się pod powierzchnią ziemi, rzeczowe aktywa obrotowe w tym towary wytworzone w celach sprzedaży, surowce, mienie osób trzecich, wartości pieniężne i papiery wartościowe.

Suma ubezpieczenia mienia w pierwszym roku obowiązywania umowy wynosi 19.948.831,1 tys. zł.

Umowa zawarta jest na okres 3 lat. Odpowiedzialność PZU rozpoczęła się w dniu 1 lipca 2004 r., a kończy się dnia 30 czerwca 2007 r.

Składka za pierwszy roczny okres obowiązywania umowy wynosi 8.578 tys. zł. Wysokość składki za kolejne okresy ubezpieczenia uzależniona jest od wartości mienia zgłoszonego do ubezpieczenia według wartości na dzień 31 grudnia danego roku.

PZU ustanowił na rzecz ubezpieczonego zabezpieczenie należytego wykonania obowiązków PZU wynikających z umowy w formie gwarancji bankowej.

Umowa ubezpieczenia autocasco z dnia 17 czerwca 2004 r.

Przedmiotem umowy jest ubezpieczenie m. in. pojazdów oraz ich wyposażenia podstawowego i dodatkowego, które podlegają rejestracji w Polsce oraz innych pojazdów napędzanych silnikiem zasilanym z własnego źródła energii, które stanowią własność lub są w posiadaniu samoistnym lub zależnym ubezpieczonego, w tym są używane na podstawie umów najmu, dzierżawy, leasingu lub innych o podobnym charakterze.

Ubezpieczeniu podlegają także pojazdy specjalistyczne, które określone zostały jako pojazdy inne niż osobowe o wartości powyżej 500 tys. zł wyprodukowane fabrycznie.

Suma ubezpieczenia dla pojazdów fabrycznie nowych odpowiada cenie ich zakupu, natomiast dla pozostałych pojazdów odpowiada ich wartości rynkowej z uwzględnieniem należnej wartości VAT. Suma ubezpieczenia wszystkich ubezpieczonych pojazdów wynosi 105.064,1 tys. zł.

Umowa została zawarta na trzy lata. Odpowiedzialność PZU rozpoczęła się w dniu 1 lipca 2004 r., a kończy się dnia 30 czerwca 2007 r.

Wysokość składki za okres obowiązywania niniejszej umowy wynosi 5.180,4 tys. zł.

Umowa obowiązkowego ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej posiadaczy pojazdów mechanicznych z dnia 17 czerwca 2004 r.

Przedmiotem ubezpieczenia jest odpowiedzialność cywilna posiadaczy pojazdów mechanicznych z tytułu szkód powstałych w związku z ruchem tych pojazdów, których następstwem jest szkoda na osobie lub szkoda na mieniu.

Ubezpieczenie obejmuje szkody powstałe na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz, na zasadzie wzajemności, również zdarzenia powstałe na terytoriach innych państw.

Ochrona ubezpieczeniowa obejmuje odpowiedzialność cywilną za szkody powstałe w związku z ruchem pojazdów mechanicznych będących w chwili zawarcia umowy w posiadaniu samoistnym lub zależnym ubezpieczonych, w tym pojazdów używanych na podstawie umów najmu, dzierżawy, leasingu lub innych o podobnym charakterze, pojazdów nabytych lub objętych w posiadanie, zgłoszonych do ubezpieczenia przez ubezpieczonych w czasie trwania umowy.

Suma gwarancyjna wynosi równowartość w PLN ustalaną przy zastosowaniu kursu średniego ogłaszanego przez NBP obowiązującego w dniu wyrządzenia szkody, w przypadku szkody na osobie – 350 tys. EUR – na każdego poszkodowanego, w przypadku szkód w mieniu – 200 tys. EUR – w odniesieniu do jednego zdarzenia, którego skutki są objęte ubezpieczeniem bez względu na liczbę poszkodowanych.

Umowa została zawarta na jeden rok.

Odpowiedzialność PZU rozpoczyna się w dniu 1 lipca 2004 r. i kończy się w dniu 30 czerwca 2005 r.

Składka ryczałtowa wynosi 220 zł od jednego pojazdu za dwunastomiesięczny okres ubezpieczenia. Ubezpieczonych na mocy tej umowy jest 6.336 pojazdów.

10.2.2 Pozostałe umowy ubezpieczenia

Polisa ubezpieczenia Business Travel nr 003325 z dnia 8 września 2001 r., z aneksem nr 002684, zawarta pomiędzy PGNiG a TUiR Warta

Ubezpieczonymi w ramach niniejszej umowy są pracownicy oddziałów PGNiG oraz spółek wyodrębnionych w ramach restrukturyzacji PGNiG oraz osoby delegowane przez ww. spółki do pracy poza granicami Polski.

Okres ubezpieczenia rozpoczął się w dniu 11 września 2004 r., a upływa w dniu 10 września 2005 r.

Polisa ubezpieczenia mienia (nr FT/1/04) z dnia 26 lutego 2004 r. zawarta pomiędzy TUiR CIGNA STU S.A. a EuRoPol GAZ

Przedmiotem ubezpieczenia jest Gazociąg Jamał-Europa Zachodnia wraz z infrastrukturą towarzyszącą na terytorium Polski (każdy środek trwały, powiązany funkcjonalnie lub fizycznie z gazociągiem, na który w chwili zawarcia umowy ubezpieczeniowej istnieje dokument świadczący o tym, że jest on własnością EuRoPol GAZ, tzn., że spółka przyjęła dany obiekt do eksploatacji).

Zakres ubezpieczenia obejmuje:

- ubezpieczenie od ognia i innych zdarzeń losowych; suma ubezpieczenia wynosi 6.000.000 tys. zł na wszystkie zdarzenia w okresie ubezpieczenia i 60.000 tys. zł na jedno zdarzenie w okresie ubezpieczenia;
- ubezpieczenie mienia od kradzieży z włamaniem i rabunku z wyłączeniem ryzyka dewastacji; suma ubezpieczenia wynosi 300 tys. zł;
- ubezpieczenie od odpowiedzialności cywilnej, w tym szkód w środowisku; suma ubezpieczenia wynosi 10.000 tys. zł na wszystkie zdarzenia w okresie ubezpieczenia i 3.000 tys. zł na jedno zdarzenie w okresie ubezpieczenia; ustanowiony został podlimit na szkody w środowisku wynoszący 500 tys. zł;
- ubezpieczenie sprzętu elektronicznego przenośnego; suma ubezpieczenia wynosi 3.000 tys. zł.

Składka za roczny okres obowiązywania umowy wynosi 980 tys. zł.

Odpowiedzialność TUiR CIGNA STU S.A. rozpoczęła się 1 marca 2004 r., a kończy się 28 lipca 2005 r.

10.3 Istotne umowy z podmiotami powiązanymi

10.3.1 Informacje ogólne

Umowy z podmiotami powiązanymi zawarte przez PGNiG opisane w Prospekcie zostały zawarte na warunkach rynkowych. Również umowy z podmiotami powiązanymi, które będą zawierane przez PGNiG w przyszłości będą zawierane na warunkach rynkowych.

10.3.2 Umowy ze Spółkami Gazownictwa na sprzedaż gazu

Umowy na sprzedaż gazu zawarte ze Spółkami Gazownictwa zostały opisane w pkt. 9.2 niniejszego Rozdziału.

10.3.3 Inne istotne umowy z podmiotami powiązanymi

Umowa o pełnienie funkcji operatora gazociągu tranzytowego z Federacji Rosyjskiej do Europy na terenie Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 16 listopada 1999 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako operatorem a EuRoPol GAZ jako właścicielem wraz z aneksami

Umowa została zawarta na podstawie art. 4 porozumienia między Rządem RP a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 r.

Przedmiotem umowy jest powierzenie Spółce przez EuRoPol GAZ, jako właściciela systemu gazociągów tranzytowych, funkcji operatora systemu gazociągów tranzytowych. W ramach pełnienia funkcji operatora Spółka zobowiązana jest do sterowania przepływem gazu, sporządzania bilansu gazu w gazociągu, współpracy ze służbami dyspozytorskimi operatorów innych odcinków Gazociągu Jamał – Europa Zachodnia, optymalizacji pracy systemu gazociągów, prowadzenia sprawozdawczości w zakresie uzgodnionym z EuRoPol GAZ. Za usługi świadczone na podstawie umowy Spółka otrzymuje roczne wynagrodzenie ryczałtowe (określane corocznie), którego wartość objęta została wnioskiem o niepublikowanie. Umowa może zostać rozwiązana przez każdą ze stron z zachowaniem jednorocznego terminu wypowiedzenia ze skutkiem na koniec roku. EuRoPol GAZ może wypowiedzieć umowę ze skutkiem natychmiastowym w przypadku utraty przez Spółkę koncesji na przesył i dystrybucję paliw gazowych, zaprzestania prowadzenia działalności gospodarczej przez Spółkę. Umowa została zawarta na czas określony od dnia 15 listopada 1999 r. do dnia 31 grudnia 2009 r.

Umowa o obsługę eksploatacyjną części liniowej I nitki systemu gazociągów tranzytowych z Federacji Rosyjskiej do Europy na terenie Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 12 grudnia 2002 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako eksploatującym a EuRoPol GAZ jako właścicielem

Przedmiotem umowy jest powierzenie Spółce wykonywania czynności eksploatacyjnych i napraw na części liniowej systemu gazociągów tranzytowych, utrzymania w stanie pełnej gotowości technicznej i organizacyjnej służb niezbędnych do działań w razie wystąpienia awarii i do niezwłocznego podjęcia tych działań, oceny stanu technicznego części liniowej gazociągu, prowadzenia stosownej dokumentacji, napraw i remontów gazociągu. Spółka uprawniona jest do otrzymania rocznego wynagrodzenia ryczałtowego płatnego miesięcznie, którego wysokość objęta została wnioskiem o niepublikowanie. Spółka ponosi odpowiedzialność za szkody spowodowane niewykonaniem lub nienależytym wykonaniem umowy.

EuRoPol GAZ może wypowiedzieć umowę w przypadku realizacji umowy w sposób narażający EuRoPol GAZ na utratę koncesji na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych lub niewywiązywania się z obowiązków umownych powodujących zagrożenie dla życia, zdrowia, środowiska bądź wystąpienia istotnych strat materialnych.

Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez Sąd Arbitrażowy przy KIG w Warszawie. Umowa została zawarta na czas określony, do 31 stycznia 2007 r.

Umowa darowizny udziałów spółki PGNiG Przesył

W wykonaniu Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., PGNiG zawarł ze Skarbem Państwa w dniu 28 kwietnia 2005 r. umowę darowizny udziałów spółki PGNiG Przesył, na mocy której PGNiG przeniósł nieodpłatnie na Skarb Państwa 37.920 udziałów PGNiG Przesył o wartości nominalnej 1.000 zł każdy oraz o łącznej wartości nominalnej 37.920 tys. zł, stanowiących 100% kapitału zakładowego PGNiG Przesył, a Skarb Państwa taką darowiznę przyjął.

11 OPIS ZNANYCH EMITENTOWI UMÓW, KTÓRYCH STRONĄ SĄ AKCJONARIUSZE ORAZ PODMIOTY POWIĄZANE, W PRZYPADKU GDY MAJĄ ISTOTNE ZNACZENIE DLA EMITENTA LUB PROWADZONEJ PRZEZ NIEGO DZIAŁALNOŚCI GOSPODARCZEJ

11.1 Umowy, których stroną jest Rząd, które mają istotne znaczenie dla Grupy PGNiG

Porozumienie o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 r. zawarte pomiędzy Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej

Strony porozumienia wyraziły poparcie dla utworzenia przez PGNiG oraz Gazprom spółki akcyjnej, w celu budowy i eksploatacji systemu gazociągów tranzytowych na terytorium Rzeczypospolitej Polski dla dostaw rosyjskiego gazu ziemnego do Polski oraz Europy Zachodniej. Udział PGNiG oraz Gazprom w kapitale zakładowym spółki został określony na 50%. Możliwość przystąpienia do spółki przez inne podmioty uzależniona została od zgody założycieli spółki.

Porozumienie przewiduje budowę systemu gazociągów tranzytowych o docelowej zdolności przesyłu gazu ziemnego do 67 mld m^3 rocznie z wejściem gazociągu w rejonie miejscowości Kondratki i wyjściem w Górzycy oraz możliwością rozgałęzienia gazociągu w kierunku południowo-zachodnim. Zgodnie z postanowieniami porozumienia PGNiG został wyznaczony do pełnienia funkcji operatora gazociągów tranzytowych. Rząd RP zagwarantował swobodny tranzyt gazu przesyłanego w ramach porozumienia oraz zobowiązał się nie podejmować działań, które mogłyby utrudnić transport gazu od punktów zdawczo-odbiorczych na granicy białorusko-polskiej do punktów zdawczo-odbiorczych na granicy polsko-niemieckiej

Strona rosyjska zastrzegła możliwość obniżenia dostaw gazu dla strony polskiej w razie niedotrzymania z winy strony polskiej lub PGNiG gwarancji dotyczących tranzytu.

Gaz ziemny dostarczany z Federacji Rosyjskiej do Rzeczypospolitej Polskiej systemem gazociągów tranzytowych dla potrzeb Rzeczypospolitej Polskiej nie może być przedmiotem eksportu do krajów trzecich.

W razie wystąpienia siły wyższej powodującej niemożliwość wykonania obowiązków wynikających z porozumienia, strony zobowiązały się do przedsięwzięcia decyzji zapewniających wykonanie porozumienia.

Porozumienie zawarte zostało na czas nieokreślony. Spory dotyczące porozumienia rozstrzygane będą w drodze konsultacji na podstawie odpowiednich norm prawa międzynarodowego z uwzględnieniem stosownych umów polsko-rosyjskich. Porozumienie przewiduje możliwość poddania sporów pod rozstrzygnięcie w drodze arbitrażu.

Protokół z dnia 18 lutego 1995 r. między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej w sprawie przedsięwzięć organizacyjnych zmierzających do zapewnienia realizacji porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 r.

Zgodnie z protokołem strona rosyjska zobowiązała się zapewnić warunki dostaw gazu ziemnego do krajów Europy Zachodniej przez terytorium RP i do RP, a strona polska zobowiązała się zapewnić warunki dla jego transportu przez budowany system gazociągów tranzytowych.

Protokół określa ilości rosyjskiego gazu ziemnego, który miał zostać dostarczony do Polski w latach 1996-2010. Zawiera też harmonogram budowy poszczególnych części obu nitek Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia. Gazprom zobowiązał się w nim do koordynacji wybudowania odpowiednich zdolności przesyłowych do granicy białorusko-polskiej i od granicy polsko-niemieckiej w terminach zgodnych z budową sytemu gazociągów tranzytowych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

EuRoPol GAZ i jego założyciele, zgodnie z protokołem, mieli zawrzeć w ciągu trzech miesięcy od dnia jego podpisania długoterminowe kontrakty na korzystanie z systemu gazociągów tranzytowych. Natomiast Gazprom miał zawrzeć w tym samym terminie wieloletnie kontrakty dotyczące dostaw gazu ziemnego w wielkości do 14 mld m^3 przewidziane w porozumieniu z 25 sierpnia 1993 r. Umowy na dostawę do 14 mld m^3 gazu ziemnego do Polski miały zostać zawarte z dwoma podmiotami tzn. z PGNiG i Gas Trading. Zgodnie z porozumieniem z dnia 25 października 1994 r. opisanym w pkt. 10.1.4 niniejszego Rozdziału umowy z PGNiG miały obejmować 13,44 mld m^3 gazu ziemnego (96% zdolności przesyłowej Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia dla dostaw gazu ziemnego do Polski), natomiast umowy z Gas Trading - 0,56 mld m^3 gazu ziemnego (96% zdolności przesyłowej Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia dla dostaw gazu ziemnego do Polski).

Strona polska zobowiązała się do udzielenia gwarancji dla pozyskania i spłaty pożyczonych środków dla EuRoPol GAZ na finansowanie budowy Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, w szczególności do zapewnienia finansowania budowy pierwszej nitki systemu gazociągów tranzytowych na terytorium Polski w wysokości 300-350 mln USD. Zgodnie z porozumieniem, EuRoPol GAZ i jego założyciele w ciągu trzech miesięcy od dnia podpisania protokołu mieli zawrzeć porozumienie dotyczące koncepcji finansowania budowy rurociągów tranzytowych, w którym miały być przewidziane zasady udzielania i zwrotu pożyczonych środków lub bezpośrednich nakładów inwestycyjnych na finansowanie budowy systemu gazociągów tranzytowych.

Strona polska zobowiązała się zapewnić w ramach obowiązujących przepisów rangi ustawowej określone ulgi celne, obniżenie podatku VAT oraz zwolnienie EuRoPol GAZ z podatku dochodowego na określony okres. Strona rosyjska zobowiązała się udzielić Gazpromowi określonych ulg celnych i ulg w opłatach. Ustawowe ulgi, które zostały uzgodnione w protokole przestały obowiązywać w Polsce z dniem 1 stycznia 2005 r.

Budowane rurociągi tranzytowe, jak również inne mienie i obiekty nabywane przez EuRoPol GAZ w procesie działalności gospodarczej miały zostać jego własnością.

Protokół dodatkowy do porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu rosyjskiego gazu przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej o dostawach rosyjskiego gazu do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 r.

Protokół został podpisany w dniu 12 lutego 2003 r. Protokół określa ilości rosyjskiego gazu ziemnego, który ma zostać dostarczony do Polski w latach 2003–2022. Powyższe ustalenia, zarówno co do ilości, jak i punktów zdawczo–odbiorczych zostały odzwierciedlone w aneksie nr 20 do Kontraktu Jamalskiego z dnia 23 czerwca 2003 r. Zgodnie z porozumieniem do dnia 1 marca 2003 r. Gazprom i PGNiG miały zapewnić przyjęcie i podpisanie do Kontraktu Jamalskiego aneksu dotyczącego ww. dostaw przez następujące punkty zdawczo-odbiorcze na granicy RP: Kondratki, Drozdowicze, Wysokoje, Tietierowka.

Zgodnie z porozumieniem do dnia 31 grudnia 2004 r. strony miały zaktualizować kwestię budowy drugiej nitki polskiego odcinka Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia: „kierując się zasadą celowości ekonomicznej i koniecznością stabilnego i efektywnego funkcjonowania pierwszej nitki polskiego odcinka tego systemu*"*. W grudniu 2000 roku została powołana Międzyrządowa Grupa Robocza, której zadaniem jest określenie najbardziej efektywnych warunków ekonomicznych oraz poprawa jakości zarządzania niezbędnymi do kontynuowania inwestycji.

Zgodnie w protokołem strony zobowiązały się podjąć „maksymalnie możliwe wysiłki w celu zapewnienia stabilnej polityki podatkowej i taryfowej, która stworzy warunki dla ciągłej i nie przynoszącej strat działalności finansowo-gospodarczej EuRoPol GAZ". Zgodnie z tymi wytycznymi i parametrami określonymi w protokole główni akcjonariusze EuRoPol GAZ mieli przygotować biznes plan EuRoPol GAZ pod nazwą „System gazociągów tranzytowych przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (ukończenie budowy pierwszej nitki SGT).*"*

Zgodnie z protokołem finansowanie ukończenia budowy pierwszej nitki polskiego odcinka Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia miało być dokonane z przychodów EuRoPol GAZ za transport gazu ziemnego przy restrukturyzacji pożyczek, udzielonych przez głównych akcjonariuszy.

Zgodnie z protokołem EuRoPol GAZ miał zapewnić budowę i uruchomienie dwóch tłoczni pierwszej nitki polskiego odcinka Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia do końca III kwartału 2004 roku, a jednej do końca IV kwartału 2005 roku. Zdolność przesyłowa pierwszej nitki przy pięciu tłoczniach ma wynosić 32,96 mld m^3/rok.

Protokół zawiera także wytyczne odnośnie kalkulacji stawki przesyłowej za usługi transportowe, która powinna być skalkulowana zgodnie z polskim ustawodawstwem i powinna zapewnić ciągłą i nieprzynoszącą strat działalność finansowo-gospodarczą EuRoPol GAZ. Zgodnie z protokołem właściwy polski organ, na wniosek EuRoPol GAZ, w ustawowo określonym trybie zatwierdza stawkę przesyłową za transport rosyjskiego gazu ziemnego na maksymalnie dopuszczalny przez polskie przepisy okres, wychodząc z parametrów zawartych w protokole. Do 2019 roku została przyjęta struktura taryfy, której indykatywna wartość skalkulowana na podstawie parametrów cenowych z 2002 roku, została opisana w poniższej tabeli, przy czym rzeczywista wartość jest każdorazowo ustalana zgodnie z polskim prawem tzn. na podstawie corocznego wniosku taryfowego.

1 września 2003 – 31 grudnia 2003 r.	2,74 USD/1.000 m^3/100 km
lata 2004 – 2005	2,50 USD/1.000 m^3/100 km
lata 2006 – 2013	1,55 USD/1.000 m^3/100 km
lata 2014 – 2019	1,00 USD/1.000 m^3/100 km

W odniesieniu do restrukturyzacji pożyczek EuRoPol GAZ porozumienie przewiduje, że odbywa się ona w celu zapewnienia finansowania ukończenia budowy pierwszej nitki polskiego odcinka Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia w wysokości około 200.000 tys. USD. Finansowanie ma zostać zapewnione w równych częściach w wyniku:

- restrukturyzacji pożyczki (opis pożyczki uwzględniający dokonaną restrukturyzację znajduje się w pkt. 18.3 niniejszego Rozdziału), udzielonej EuRoPol GAZ przez PGNiG w wysokości około 100.000 tys. USD na okres spłaty 2005-2012 za zachowaniem obowiązujących warunków oprocentowania, które zostały objęte wnioskiem o niepublikowanie, z comiesięcznymi spłatami odsetek do końca terminu spłaty pożyczki, a od 2005 roku również rat kapitałowych;

- restrukturyzacji odpowiedniej części kredytu towarowego uzyskanego przez EuRoPol GAZ od Gazprom na okres spłaty od 2004 do 2012 roku z comiesięcznymi spłatami bez zmiany ogólnej sumy zadłużenia z tytułu wymienionego kredytu towarowego.

11.2 Istotne umowy podmiotów powiązanych

Kontrakt nr P-010325645/00 –0004 na budowę tłoczni Zambrów w systemie „pod klucz" DN 1200 mm, Pr 8,4 Mpa dla Gazociągu Jamał–Europa Zachodnia na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 14 stycznia 2000 r. zawarty pomiędzy PHZ Bartimpex S.A. jako głównym wykonawcą działającym na rzecz EuRoPol GAZ jako inwestora a ABB Zamech Gazpetro Sp. z o.o. jako wykonawcą, z aneksami dotyczącymi zasadniczo przedłużenia wejścia w życie umowy

Kontrakt nr P-1-325645/00 -0005 na budowę tłoczni Ciechanów w systemie „pod klucz" DN 1200 mm, Pr 8,4 MPa dla Gazociągu Jamał–Europa Zachodnia na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 14 stycznia 2000 r. zawarty pomiędzy PHZ Bartimpex S.A. jako głównym wykonawcą działającym na rzecz EuRoPol GAZ jako inwestora a ABB Zamech Gazpetro Sp. z o.o. jako wykonawcą wraz z aneksami dotyczącymi zasadniczo przedłużenia wejścia w życie umowy

Kontrakt nr P-010325645/00 -0006 na budowę tłoczni Szamotuły w systemie „pod klucz" DN 1200 mm, Pr 8,4 MPa dla Gazociągu Jamał–Europa Zachodnia na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 14 stycznia 2000 r. zawarty pomiędzy PHZ Bartimpex S.A. jako głównym wykonawcą działającym na rzecz EuRoPol GAZ jako inwestora a ABB Zamech Gazpetro Sp. z o.o. jako wykonawcą wraz z aneksami dotyczącymi zasadniczo przedłużenia wejścia w życie umowy

Z uwagi na fakt, iż postanowienia umów dotyczących budowy tłoczni w Zambrowie, Ciechanowie i Szamotułach są analogiczne, poniższy opis dotyczy postanowień wszystkich tych umów.

Przedmiotem umów jest wykonanie w systemie „pod klucz" tłoczni w Zambrowie, Ciechanowie i Szamotułach. Wynagrodzenie za realizację obiektu tłoczni w zakresie określonym w umowie zostało objęte wnioskiem o niepublikowanie. Za skrócenie 18-miesięcznego cyklu budowy wykonawca jest uprawniony do otrzymania premii specjalnej w wymiarze 0,25% tygodniowo wynagrodzenia ryczałtowego za każdy pełny tydzień przyspieszenia. Umowa przewiduje kary umowne w wysokościach, które zostały objęte wnioskiem o niepublikowanie. Zgodnie z umową wykonawca zobowiązany jest do zapłaty kary umownej, także wówczas gdy inwestor nie może wykazać faktycznie poniesionej szkody. Łączna kwota wynikająca z kar umownych została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Prawnym zabezpieczeniem każdej z umów ma być gwarancja dobrego wykonania kontraktu, której wysokość została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa ramowa nr D6/27/2000 z dnia 9 listopada 2000 r. na obsługę eksploatacyjną systemu łączności technologicznej Gazociągu Jamał–Europa Zachodnia na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zawarta pomiędzy PolGazTelekom S.A. a EuRoPol GAZ

Przedmiotem umowy jest obsługa eksploatacyjna systemu łączności technologicznej Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia w zakresie oraz częstotliwości określonych w załączniku do umowy poprzez podejmowanie działań technicznych i administracyjnych zapobiegających pogorszeniu stanu technicznego systemu łączności technologicznej gazociągu oraz zabezpieczających utrzymanie ciągłości łączności technologicznej. PolGazTelekom S.A. zobowiązany jest do prowadzenia dokumentacji wykonywanej obsługi, inspekcji i kontroli wizualnej trasy przebiegu kablowej linii światłowodowej, wież łączności radiowej oraz urządzeń i instalacji znajdujących się w obiektach gazociągu, zarządzania siecią teletransmisyjną za pomocą udostępnionego przez EuRoPol GAZ systemu zarządzania w zakresie konfiguracji połączeń i sprzętu oraz sygnalizacji awarii. PolGazTelekom S.A. uprawniony jest do otrzymania wynagrodzenia w formie ryczałtowej opłaty rocznej, płatnej miesięcznie. Opłata obliczana jest jako suma określonej części wartości zainstalowanego kabla światłowodowego i w roku 2004 stanowiła kwotę, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Umowa została zawarta na czas oznaczony od dnia 1 grudnia 2000 r. do dnia 30 listopada 2005 r. Umowa została wypowiedziana ze skutkiem na 19 maja 2005 r.

Umowa zastawu rejestrowego z dnia 20 października 2004 r. zawarta pomiędzy Bankiem Przemysłu Gazowego Gazprombank (Zamknięta Spółka Akcyjna) z siedzibą w Rosji jako zastawnikiem a EuRoPol GAZ jako zastawcą

Umowa została zawarta w celu zabezpieczenia wierzytelności banku w stosunku do EuRoPol GAZ z umowy kredytu z dnia 20 stycznia 1997 r. w wysokości 1.002.779,8 tys. USD. EuRoPol GAZ ustanowił zastaw rejestrowy na rzecz banku na środkach EuRoPol GAZ znajdujących się na rachunku bankowym zawartym w ING Bank Śląski S.A. o wartości na dzień zawarcia umowy 3.558.164 tys. zł. W przypadku postępowania egzekucyjnego wartość zastawionej wierzytelności będzie równa kwocie, która została faktycznie otrzymana

przez zastawnika w wyniku takiego postępowania egzekucyjnego. Rachunek w ING Bank Śląski S.A. prowadzony jest w celu dokonywania rozliczeń z tytułu środków wpłacanych przez kontrahentów EuRoPol GAZ za transport gazu. Umowa wygasa w dniu całkowitej spłaty wierzytelności banku, nie później jednak niż 30 czerwca 2023 r. Jeśli w dniu 30 czerwca 2023 r. wierzytelność zastawnika nie będzie zaspokojona w całości, w następnym dniu roboczym po tej dacie zastawca i zastawnik zawrą nową umowę zastawu rejestrowego o treści odpowiadającej treści opisywanej w niniejszym punkcie umowy. EuRoPol GAZ został zobowiązany do dobrowolnego poddania się egzekucji. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez Sąd Arbitrażowy przy KIG.

Ponadto EuRoPol GAZ jest stroną następujących umów, które mogą mieć wpływ na działalność Grupy Kapitałowej PGNiG, natomiast Spółka nie jest w ich posiadaniu w związku z czym, nie było możliwe zamieszczenie w Prospekcie ich opisu:

- Kontraktu nr 2102-15/7/DF/95 na przesył rosyjskiego gazu ziemnego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do krajów Europy Zachodniej z dnia 17 maja 1995 r. zawartego pomiędzy OOO „Gazexport"(FR) a EuRoPol GAZ;
- Umowy 31/DF/HUM/94 na wykonanie usługi transportu gazu z dnia 17 listopada 1994 r. zawartej pomiędzy Gas Trading a EuRoPol GAZ;
- Porozumienia kredytowego z dnia 22 stycznia 1997 r. zawartego pomiędzy EuRoPol GAZ a BK Gazprombank;
- Porozumienia o rozłożeniu płatności za dostawę rur z dnia 24 lipca 1996 r. zawartego pomiędzy Gazprom, OOO Gazexport, DP Gazkomplektimpex, EuRoPol GAZ, PHZ Bartimpex S.A. oraz BWE S.A.;
- Umowy zabezpieczenia z dnia 29 września 2004 r. zawartej pomiędzy Bankiem Przemysłu Gazowego Gazprombank, EuRoPol GAZ, OOO Gazexport i ING Bankiem Śląskim S.A.;
- Umowy 2/96 o udzielenie kredytu w ramach konsorcjum bankowego z dnia 8 października 1996 r. zawartej pomiędzy EuRoPol GAZ, Bankiem Gdańskim S.A., Bankiem Inicjatyw Gospodarczych S.A. i Pomorskim Bankiem Kredytowym S.A.

12 INFORMACJE O ZAWARCIU PRZEZ EMITENTA LUB JEDNOSTKĘ PRZEZ NIEGO ZALEŻNĄ TRANSAKCJI Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI O WARTOŚCI PRZEKRACZAJĄCEJ 500.000 EUR

Do dnia 28 kwietnia 2005 r. powiązanie pomiędzy PGNiG a PGNiG Przesył polegało na tym, iż PGNiG posiadał 100% udziałów w kapitale zakładowym spółki, zapewniających 100% głosów na zgromadzeniu wspólników. Od 28 kwietnia 2005 r. zarówno PGNiG jak i PGNiG Przesył są jednoosobowymi spółkami Skarbu Państwa.

Umowa o zarządzanie systemem przesyłowym z dnia 1 lipca 2004 r. zawarta pomiędzy PGNiG a PGNiG Przesył wraz z aneksem

Przedmiotem umowy jest świadczenie usług przez PGNiG Przesył na rzecz PGNiG w zakresie sprawowania nadzoru nad prowadzeniem eksploatacji systemu przesyłowego przez ROP, zarządzania przepływami gazu w systemie przesyłowym, sprawowania nadzoru nad remontami systemu przesyłowego, przygotowania rocznego planu inwestycyjnego i planu rozwoju systemu przesyłowego, zarządzania pojemnościami magazynów gazu.

Wynagrodzenie PGNiG Przesył ustalane jest w oparciu o koszty poniesione przez PGNiG Przesył w związku ze świadczonymi usługami oraz marżę w wysokości 5% tych kosztów. Wynagrodzenie spółki PGNiG Przesył za rok 2004 wyniosło 14.173,8 tys. zł. Przeniesienie praw lub obowiązków wynikających z umowy wymaga zgody drugiej strony. Umowa została zawarta na czas określony, do 31 marca 2005 r. Na dzień 28 kwietnia 2005 r. strony prowadzą negocjacje w sprawie przedłużenia obowiązywania umowy do 30 czerwca 2005 r. i zawarcia stosownego aneksu regulującego tę kwestię.

Umowa Leasingu

Umowa Leasingu jest umową znaczącą w rozumieniu Rozporządzenia w Sprawie Prospektu i kryteriów opisanych w pkt. 9 niniejszego Rozdziału.

Przedmiotem umowy jest oddanie korzystającemu przedmiotu leasingu do odpłatnego używania i pobierania pożytków przez czas oznaczony. Przedmiotem leasingu są składniki majątkowe obejmujące gazociągi wraz z zespołami zaporowo-upustowymi, własność gruntów lub prawa użytkowania wieczystego gruntów, na których są posadowione ww. zespoły, węzły oraz stacje redukcyjno-pomiarowe inne niż te, które zostaną objęte

dywidendą rzeczową opisaną w pkt 8.1 Rozdziału IV Prospektu. Szczegółowy wykaz składników majątkowych będących przedmiotem leasingu został zawarty w załączniku do umowy. Włączenie do przedmiotu leasingu lub wyłączenie z przedmiotu leasingu składników systemu przesyłowego po zawarciu umowy odbywa się na zasadach określonych w załączniku do umowy. Żadne składniki majątku przesyłowego PGNiG ani spółek z Grupy PGNiG, a w szczególności te, które będą oddane do użytkowania przez PGNiG Przesył na podstawie Umowy Leasingu oraz te, które zostaną wydane Skarbowi Państwa w formie dywidendy niepieniężnej w celu dokapitalizowania spółki PGNiG Przesył, nie stanowią przedmiotu zabezpieczenia rzeczowego spłaty zaciągniętych przez PGNiG lub spółki z Grupy PGNiG kredytów lub pożyczek.

Wydanie przedmiotu leasingu zostanie potwierdzone podpisaniem przez strony umowy protokołu zdawczo – odbiorczego, co uzależnione zostało od (i) uzyskania przez finansującego zgody Ministra Skarbu Państwa na zawarcie umowy leasingu, (ii) wyrażenia zgody przez Walne Zgromadzenie na zawarcie umowy leasingu i nabycie przedmiotu leasingu w wykonaniu przez korzystającego uprawnień wynikających z umowy, (iii) wyrażenia zgody przez zgromadzenie wspólników korzystającego na zawarcie umowy i nabycie przedmiotu leasingu w wykonaniu przez korzystającego uprawnień wynikających z umowy, (iv) uzyskania przez korzystającego decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o zatwierdzeniu taryfy PGNiG Przesył uwzględniającej całość kosztów obciążających korzystającego.

Zgodnie z umową korzystający wyraził zgodę na odbiór przedmiotu leasingu i wykonywanie umowy pomimo, iż finansujący nie miał w chwili zawarcia umowy uregulowanego tytułu prawnego w stosunku do niektórych składników przedmiotu leasingu.

W razie ujawnienia się wady prawnej składnika majątkowego w okresie obowiązywania umowy, finansujący zobowiązany jest do (i) usunięcia wady prawnej na pisemne żądanie korzystającego w terminie przez niego wskazanym (nie krótszym niż 6 miesięcy) lub na pisemne żądanie korzystającego zlecić mu usunięcie wady prawnej na warunkach uzgodnionych w odrębnej umowie, (ii) zawarcia w celu zapewnienia niezakłóconej realizacji przez korzystającego funkcji operatora systemu przesyłowego oraz zachowania integralności systemu przesyłowego odrębnego porozumienia umożliwiającego korzystającemu używanie tych składników do czasu usunięcia wad stanowiących podstawę wyłączenia ich z umowy, (iii) zwolnienia korzystającego z odpowiedzialności wobec osób trzecich. Odmowa usunięcia wad prawnych przez finansującego lub bezskuteczny upływ terminu do usunięcia lub naprawienia wady, powoduje konieczność zawarcia na wniosek korzystającego aneksu do umowy wyłączającego z przedmiotu leasingu składnik posiadający wady prawne. Nieusunięcie przez korzystającego w uzgodnionym terminie wad prawnych, do usunięcia których był zobowiązany na podstawie odrębnej umowy powoduje konieczność podjęcia przez strony negocjacji w zakresie dalszego trybu postępowania w celu usunięcia wady prawnej.

Korzystający zobowiązany jest do opłacania rat wynagrodzenia. Wartość miesięcznej raty leasingowej stanowi sumę wartości wszystkich miesięcznych rat leasingowych dotyczących poszczególnych składników majątku, a wartość miesięcznej raty dla pojedynczego składnika majątkowego jest ustalana w oparciu o formułę określoną w załączniku do umowy. Wysokość raty leasingowej w pierwszym miesiącu obowiązywania umowy wyniesie około 49.900 tys. zł. Rata miesięczna składa się z części kapitałowej i części odsetkowej. Część kapitałowa wynosi 1/204 (Umowa została zawarta na 204 miesiące) wartości godziwej składnika majątku pomniejszoną o cenę wykupu po okresie leasingu. Część odsetkowa analogicznie jak w kredytach bankowych o systemie spłaty w ratach malejących jest kalkulowana jako iloczyn niespłaconej wartości składnika leasingu pomnożonej o oprocentowanie wyliczone dla danego okresu płatności, czyli miesiąca, oparte o stawkę 3M WIBOR dla miesiąca poprzedzającego miesiąc, którego dotyczy rata leasingowa powiększoną o marżę. W razie przekroczenia przez korzystającego terminu płatności rat wynagrodzenia, finansujący zobowiązany jest do wyznaczenia dodatkowego terminu płatności nie krótszego niż 30 dni od dnia doręczenia wezwania. Przekroczenie terminu płatności raty wynagrodzenia lub innej należności przewidzianej w umowie powoduje obowiązek zapłaty odsetek za zwłokę w ustawowej wysokości. Korzystający zobowiązał się do ponoszenia wszelkich wydatków związanych z własnością, posiadaniem i używaniem przedmiotu leasingu.

Korzystający zobowiązany jest do używania przedmiotu leasingu zgodnie z przepisami prawa, z jego przeznaczeniem oraz utrzymywania go w stanie odpowiadającym normalnemu zużyciu eksploatacyjnemu, przedkładania finansującemu kwartalnych informacji o poniesionych nakładach i kosztach związanych z remontami i konserwacją przedmiotu leasingu oraz ubezpieczenia majątku stanowiącego przedmiot leasingu na rzecz finansującego na okres trwania umowy oraz po jej zakończeniu lub rozwiązaniu do dnia zwrotu przedmiotu leasingu. Korzystający nie będzie bez pisemnej zgody finansującego dokonywał żadnych zmian przedmiotu leasingu, których realizacja mogłaby doprowadzić do pomniejszenia wartości przedmiotu leasingu. Finansujący nie może odmówić zgody na rozbudowę systemu przesyłowego w celu zapewnienia przyłączenia odbiorców do sieci przesyłowej nakazanej przez przepisy prawa oraz odłączenie elementów systemu przesyłowego w celu optymalizacji pracy systemu przesyłowego o ile taka odmowa stanowiłaby naruszenie

zasady niezależności operatora systemu przesyłowego. Oddanie przedmiotu leasingu lub jego części do używania osobie trzeciej wymaga uprzedniej pisemnej zgody finansującego.

Po zakończeniu okresu leasingu poszczególnych składników majątkowych i uregulowaniu wszystkich należnych rat wynagrodzenia oraz zobowiązań wynikających z umowy, korzystającemu przysługuje prawo nabycia wszystkich składników majątkowych stanowiących przedmiot leasingu.

Umowa została zawarta na okres 17 lat, na czas określony dla każdego składnika majątku stanowiącego przedmiot leasingu i wygasa w ostatnim dniu miesiąca, za który wymagana jest ostatnia rata wynagrodzenia dotycząca danego składnika majątku. Umowa może zostać przedłużona na pisemny wniosek korzystającego złożony na 6 miesięcy przed upływem czasu trwania umowy leasingu.

Wśród okoliczności uzasadniających rozwiązanie umowy, umowa wskazuje (i) powstanie zaległości w płatnościach rat wynagrodzenia w kwocie przekraczającej równowartość jednej raty wynagrodzenia i nieuregulowanie tej zaległości w terminie dodatkowym, nie krótszym niż 30 dni od dnia doręczenia wezwania korzystającemu, (ii) używanie przedmiotu leasingu w sposób niezgodny z przeznaczeniem tj. w celu innym niż przesył gazu ziemnego lub dokonywanie istotnych zmian w przedmiocie leasingu bez zgodny finansującego i nieprzywrócenie zgodności używania i stanu przedmiotu leasingu w wyznaczonym przez finansującego terminie nie krótszym niż 14 dni, (iii) oddanie któregokolwiek ze składników stanowiących przedmiot leasingu do używania osobie trzeciej bez zgody finansującego. Rozwiązanie umowy za porozumieniem stron wymaga uprzedniego uzyskania pisemnej zgody na rozwiązanie od Ministra Skarbu Państwa. W przypadku przedterminowego rozwiązania umowy (i) korzystający zobowiązany jest do zapłaty wszelkich zaległych należności wraz z odsetkami za zwłokę na pisemne wezwanie finansującego i we wskazanym przez niego terminie, (ii) korzystający zobowiązany jest do wydania przedmiotu leasingu w terminie i trybie wyznaczonym przez finansującego, do chwili wydania odpowiedzialność za przedmiot leasingu ponosi korzystający. W przypadku rozwiązania umowy przez finansującego z przyczyn stanowiących zgodnie z postanowieniami umowy okoliczność uzasadniającą rozwiązanie umowy, korzystający zobowiązany jest do zapłaty kary umownej w wysokości sześciokrotnej wartości ostatniej raty wynagrodzenia.

Zgodnie z § 56 ust. 5 Statutu uchwały Walnego Zgromadzenia w sprawie wyrażenia zgody na wypowiedzenie, rozwiązanie, istotną zmianę przedmiotu, okresu trwania lub postanowień dotyczących wypowiedzenia i rozwiązania Umowy Leasingu mogą być podjęte jeżeli na Walnym Zgromadzeniu reprezentowana jest co najmniej połowa kapitału zakładowego Spółki i wymagają większości czterech piątych głosów w sytuacji, kiedy udział Skarbu Państwa w kapitale zakładowym spadnie poniżej 51%.

Zabezpieczenie roszczeń finansującego związanych z realizacją umowy stanowią (i) cesja wszelkich wierzytelności korzystającego z umów dotyczących przesyłu gazu z wykorzystaniem przedmiotu leasingu, w wysokości różnicy pomiędzy wartością zobowiązań korzystającego wobec finansującego a wartością należności korzystającego od finansującego – w przypadku gdy wartość zobowiązań korzystającego wobec finansującego przekroczy wartość należności korzystającego od finansującego, (ii) oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji. W razie wygaśnięcia, utraty skuteczności lub pogorszenia któregokolwiek z zabezpieczeń korzystający zobowiązany jest do ustanowienia w terminie 30 dni równoważnego zabezpieczenia zaakceptowanego przez finansującego.

Termin wejścia umowy w życie określono na dzień rozpoczęcia obowiązywania taryfy przesyłowej PGNIG Przesył.

Zarząd przygotowując projekt Umowy Leasingu opracował ten dokument z dołożeniem należytej staranności tak, aby był on w pełni zgodny z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. Zarząd w szczególności przedłożył projekt Umowy Leasingu do oceny Ministra Skarbu Państwa, który zgodnie z ww. programem miał przeprowadzić stosowne uzgodnienia z Ministrem Gospodarki i Pracy. Według najlepszej wiedzy Zarządu Minister Skarbu Państwa oraz Minister Gospodarki i Pracy nie zgłosili zastrzeżeń do parafowanej Umowy Leasingu.

<u>Projekt umowy w sprawie przygotowania technicznego i realizacji dla potrzeb systemu przesyłowego pomiędzy PGNiG a PGNiG Przesył</u>

Przedmiotem umowy jest uregulowanie podziału zadań w zakresie planowania, przygotowania i realizacji zadań inwestycyjnych finansowanych ze środków PGNiG związanych z odtworzeniem i rozbudową sieci przesyłowej (będących przedmiotem Umowy Leasingu instalacji połączonych i współpracujących ze sobą służących do przesyłania paliw gazowych), tj. inwestycji mających na celu rozbudowę sieci przesyłowej lub inwestycji odtworzeniowych w sieci przesyłowej (mających na celu zastąpienie już istniejących, zużytych elementów sieci przesyłowej nowymi elementami), oraz określenie zasad rozliczania związanych z tym nakładów i kosztów.

PGNiG będzie przedstawiać OSP, w terminie określonym w umowie, informację o łącznej wysokości środków, które zamierza przeznaczyć na zadania inwestycyjne związane z rozbudową i odtworzeniem obiektów sieci przesyłowej w następnym roku kalendarzowym. Wraz z kwotą przewidzianą jako nakłady inwestycyjne, PGNiG przekaże kryteria ekonomiczne do oceny zadań inwestycyjnych. OSP, w oparciu o kwotę postawioną do jego dyspozycji, będzie opracowywał i przedstawiał PGNiG, w terminie określonym w umowie, plan inwestycyjny. Jeżeli wysokość środków, o których mowa powyżej, będzie niższa niż przewidziana do poniesienia w danym roku na finansowanie zadań inwestycyjnych ujętych w planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe opracowanym przez OSP, strony przystąpią do negocjacji wysokości tych środków. PGNiG ustosunkuje się do ww. planu inwestycyjnego w terminie 30 dni od daty jego otrzymania od OSP. Jeżeli po zaakceptowaniu planu inwestycyjnego dla wybranego zadania inwestycyjnego ustaną ekonomiczne lub techniczne warunki dostarczania paliwa gazowego, PGNiG będzie mógł odmówić zgody na dalsze finansowanie tego zadania inwestycyjnego. W takiej sytuacji strony wspólnie uzgodnią i podejmą decyzję odnośnie dalszego finansowania lub zaprzestania finansowania i warunków, na jakich to nastąpi.

Postanowienia umowy nie uchybiają możliwości planowania, przygotowania i realizacji zadań inwestycyjnych z innych środków finansowych niż środki PGNiG. Takie zadania nie będą stanowić własności PGNiG i nie będą włączane do Umowy Leasingu.

Czynności w zakresie planowania zadań inwestycyjnych wykonywać będzie OSP. Koszty wykonywania ww. czynności ponosić będzie OSP, z wyłączeniem kosztów poniesionych na wprowadzenie zadania inwestycyjnego do miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego gminy i skutków tego wprowadzenia, czy kosztów uzyskania zgód właścicieli nieruchomości na lokalizacje obiektów sieci przesyłowej, które będą pokrywane ze środków finansowych określonych w planie inwestycyjnym. PGNiG będzie wykonywał czynności w zakresie przygotowania zadania inwestycyjnego, w szczególności będzie przeprowadzał postępowania w przedmiocie udzielenia zamówienia na prace w zakresie przygotowania zadania inwestycyjnego i zapewni możliwość udziału przedstawicieli OSP w charakterze członka w każdej komisji przetargowej dla zadań inwestycyjnych. PGNiG będzie też wykonywał czynności w zakresie realizacji zadania inwestycyjnego, w szczególności będzie przeprowadzał postępowania w przedmiocie udzielenia zamówienia na prace w zakresie realizacji zadania inwestycyjnego i zapewni możliwość udziału przedstawicieli OSP w charakterze członka w każdej komisji przetargowej dla zadań inwestycyjnych. Z tytułu uczestniczenia w czynnościach w zakresie przygotowania i realizacji zadania inwestycyjnego, OSP nie może żądać od PGNiG wynagrodzenia, ani zwrotu jakichkolwiek kosztów. PGNiG jest zobowiązany do zapewnienia współudziału OSP przy rozruchu zadania inwestycyjnego na zasadach każdorazowo ustalanych z OSP. Koszty rozruchu będą finansowane ze środków finansowych określonych w planie inwestycyjnym.

Ze względu na dokonanie podziału czynności w zakresie planowania, przygotowania i realizacji zadań inwestycyjnych strony ponoszą koszty czynności, do których są zobligowane na mocy umowy. Poniesione przez którąkolwiek ze stron koszty wykonania czynności w zakresie przypisanym stronie drugiej, udokumentowane fakturami, będą zwracane przez stronę, która je powinna uregulować. Po zakończeniu realizacji zadania inwestycyjnego, strony będą wspólnie dokonywać końcowego rozliczenia wartości wydatków poniesionych przez PGNiG na wytworzenie środka trwałego, zgodnie z zasadami określonymi w umowie.

Zadania inwestycyjne zrealizowane na podstawie umowy, niezwłocznie po uzyskaniu pozwolenia na użytkowanie, będą własnością PGNiG i będą przekazywane do użytkowania OSP na podstawie zawartej odrębnie umowy leasingu lub na życzenie OSP włączone do Umowy Leasingu, zgodnie z jej postanowieniami.

Strony zakładają, że umowa wejdzie w życie z dniem wejścia w życie Umowy Leasingu i przestanie obowiązywać w przypadku rozwiązania Umowy Leasingu. Każda ze stron może wypowiedzieć umowę ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego następującego po miesiącu, w którym złożono oświadczenie o rozwiązaniu umowy, w przypadku istotnego naruszenia przez drugą stronę któregokolwiek z obowiązków wynikających z umowy; strona może rozwiązać umowę wyłącznie po bezskutecznym upływie dodatkowego okresu 30 dni, liczonego od dnia doręczenia drugiej stronie pisemnego wezwania do naprawienia naruszenia.

13 POSIADANE PRZEZ EMITENTA KONCESJE, ZEZWOLENIA ORAZ POZWOLENIA NA KORZYSTANIE ZE ŚRODOWISKA NATURALNEGO

13.1 Koncesje i inne decyzje, o których mowa w Prawie Energetycznym

13.1.1 Emitent

13.1.1.1 Koncesje

Na dzień 31 marca 2005 r., PGNiG posiadał 4 koncesje wymagane przez Prawo Energetyczne wydane przez Prezesa URE. Koncesje zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela nr 1: Koncesje PGNiG

Lp.	Przedmiot działalności objęty koncesją	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	Obrót paliwami gazowymi	30 kwietnia 1999 r.	15 maja 2009 r.
2.	Przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych	30 kwietnia 1999 r.	15 maja 2009 r.
3.	Obrót gazem z zagranicą	17 kwietnia 2001 r.	20 kwietnia 2020 r.
4.	Obrót paliwami ciekłymi	16 października 2002 r.	20 października 2012 r.

W tabeli poniżej przedstawione zostały łączne opłaty z tytułu wskazanych powyżej koncesji, jakie zostały uiszczone przez Spółkę w latach 2002 – I kw. 2005.

Tabela nr 2: Opłaty PGNiG S.A.

w tys. zł

Lp.	Rodzaj koncesji	I kw. 2005	2004	2003	2002
1.	Koncesja na obrót paliwami gazowymi	1.000,0	1.000,0	1.000,0	1.000,0
2.	Koncesja na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych	907,1	972,7	1.000,0	1.000,0
3.	Koncesja na obrót gazem z zagranicą	7,7	7,7	5,9	5,6
4.	Koncesja na obrót paliwami ciekłymi	0,2	0,2	2,7	0
	Razem	**1.915,0**	**1.980,6**	**2.008,6**	**2.005,6**

13.1.1.2 Taryfa dla paliw gazowych nr 1/2003

Aktualnie obowiązująca taryfa PGNiG dla paliw gazowych nr 1/2003 została zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z dnia 16 września 2003 r., zmienioną decyzją z dnia 28 lipca 2004 r., decyzją z dnia 16 grudnia 2004 r. oraz decyzją z dnia 1 marca 2005 r. Decyzją z dnia 16 grudnia 2004 r. Prezes URE przedłużył obowiązywanie ww. taryfy do 31 marca 2005 r. i jednocześnie zatwierdził nowe, wyższe ceny paliw gazowych (obowiązujące od 1 stycznia 2005 r.). Pozostałe elementy decydujące o wysokości opłat, jakimi są obciążani odbiorcy za dostarczone im paliwa, tj. stawki opłat abonamentowych oraz stawki opłat przesyłowych, pozostały na niezmienionym poziomie. Decyzją z dnia 1 marca 2005 r. Prezes URE przedłużył obowiązywanie ww. taryfy do 30 czerwca 2005 r.

Taryfa dla paliw gazowych nr 1/2003 składa się z dwóch części: (i) części A stosowanej w rozliczeniach z odbiorcami, którzy nie nabyli prawa do korzystania z usług przesyłowych lub z niego nie korzystają, oraz (ii) części B stosowanej w rozliczeniach z odbiorcami, którzy nabyli prawo do korzystania z usług przesyłowych i z niego korzystają. Taryfę stosuje się w rozliczeniach z odbiorcami i podmiotami stosownie do zakresu świadczonych usług i zawartych umów oraz w zakresie nielegalnego poboru paliw gazowych. W przypadku zawarcia między odbiorcą i sprzedawcą umowy specjalnej związanej ze szczególnymi warunkami sprzedaży paliw gazowych lub świadczenia usługi przesyłowej, dopuszcza się stosowanie cen i zasad rozliczeń odmiennych niż zawarte w taryfie.

Taryfa zawiera rodzaje, wysokość i warunki stosowania: (i) cen paliw gazowych, (ii) stawek opłat za usługi przesyłowe, (iii) stawek opłat abonamentowych, (iv) bonifikat, (v) opłat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, (vi) opłat za nielegalny pobór paliw gazowych, oraz (vii) opłat za dodatkowe usługi sprzedawcy jak również zasady ustalania opłat za przyłączenie do sieci przesyłowej. Ustalone w taryfie ceny i stawki opłat oraz opłaty nie zawierają podatku od towarów i usług (VAT). Dla wszystkich grup taryfowych zamawianie mocy oraz odczyty wskazań układów pomiarowych dokonywane są z zaokrągleniem do 1 m^3.

Zasady stosowane w rozliczeniach z odbiorcami, którzy nie nabyli prawa do korzystania z usług przesyłowych lub z niego nie korzystają

Za dostarczone paliwo gazowe i świadczone usługi przesyłowe odbiorcy są rozliczani według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych, do których są zakwalifikowani. Podział odbiorców na grupy taryfowe dokonywany jest w zależności od rodzaju pobieranego paliwa gazowego oraz mocy umownej, określonej w umowie. Taryfa określa po cztery grupy taryfowe dla: (i) odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego (GZ 50) – grupa o symbolu E, (ii) odbiorców gazu ziemnego zaazotowanego (GZ 35) – grupa o symbolu Ls, oraz (iii) odbiorców gazu ziemnego zaazotowanego (GZ 41,5) – grupa o symbolu Lw.

PGNiG dokonuje rozliczeń za pobrane paliwa gazowe oraz świadczone usługi przesyłowe na podstawie wskazań układu pomiarowego w okresach rozliczeniowych ustalonych w umowie. Jeżeli umowy z odbiorcami nie stanowią inaczej, rozliczenia z odbiorcami dokonywane są co miesiąc. Opłatę za pobrane paliwo gazowe w okresie rozliczeniowym stanowi iloczyn, ustalonej na podstawie wskazań układu pomiarowego, ilości pobranych przez odbiorcę metrów sześciennych tego paliwa i jego ceny. Niezależnie od okresu rozliczeniowego, odbiorca paliw gazowych jest zobowiązany do zapłacenia na rzecz PGNiG miesięcznej opłaty abonamentowej. Opłata abonamentowa związana jest w szczególności ze świadczeniem usług w zakresie handlowej obsługi odbiorców, polegającej na odczytywaniu wskazań układów pomiarowych, wystawianiu faktur, obliczaniu i pobieraniu należności za dostarczone paliwo gazowe, a także czynnościach związanych z kontrolą układów pomiarowych, dotrzymywaniem warunków umów i prawidłowości rozliczeń. Dla rozliczenia usługi przesyłowej stosowane są stawki grupowe. Ustalona na ich podstawie opłata za usługę przesyłową składa się ze: (i) składnika stałego zależnego od mocy umownej, oraz (ii) składnika zmiennego zależnego od ilości przesłanego paliwa gazowego. Składnik stały opłaty pobiera się za cały okres rozliczeniowy, niezależnie od ilości pobranego paliwa gazowego i mocy faktycznie wykorzystanej. W przypadku odbiorcy, którego instalacja zasilana jest z kilku przyłączy, opłaty stałe za usługę przesyłową pobierane są na podstawie określonej, odrębnie dla każdego przyłącza, mocy umownej. Stawki opłaty zmiennej za usługę przesyłową są zróżnicowane w zależności od pory roku odpowiednio dla okresu letniego trwającego od 1 kwietnia do 30 września włącznie oraz dla okresu zimowego, trwającego od 1 października do 31 marca. Składnik zmienny opłaty przesyłowej określa się dla danego okresu rozliczeniowego w oparciu o ilość odebranego paliwa gazowego oraz stawkę opłaty zmiennej odpowiedniej dla okresu letniego lub zimowego obowiązującej w danym miesiącu umownym.

W przypadku: (i) obniżenia ciepła spalania paliwa gazowego w stosunku do wielkości określonych w taryfie, (ii) wprowadzenia przez operatora sieci ograniczenia mocy umownej, (iii) wprowadzenia przez PGNiG ograniczenia wielkości mocy umownej lub przerwy w dostawie paliwa gazowego, odbiorcy przysługuje bonifikata. Za niedotrzymanie przez PGNiG standardów jakościowych obsługi odbiorców odbiorcy przysługują opłaty w wysokościach określonych w taryfie. Warunkiem otrzymania przez odbiorcę opłaty za niedotrzymanie przez PGNiG standardów jakościowych obsługi odbiorców, jest wystąpienie z pisemnym wnioskiem.

Zasady stosowane w rozliczeniach z odbiorcami, którzy nabyli prawo do korzystania z usług przesyłowych i z niego korzystają

Zasady rozliczeń za usługi przesyłowe określa umowa z uwzględnieniem parametrów jakościowych dostarczanego paliwa gazowego oraz zasad bilansowania dostarczonej w miejscu dostarczenia i odebranej w miejscu odbioru ilości energii paliwa gazowego. PGNiG dokonuje rozliczeń za przesyłane paliwa gazowe na podstawie wskazań układu pomiarowego w okresach rozliczeniowych ustalonych w umowie. Za świadczone usługi przesyłowe odbiorcy są rozliczani na podstawie dystansowych stawek opłat przesyłowych. Jeżeli umowa nie stanowi inaczej, rozliczenia z odbiorcami dokonywane są w okresach miesięcznych. Opłaty abonamentowe (za czynności wskazane powyżej) pobierane są dla każdego układu pomiarowego odrębnie, zarówno w miejscu dostarczenia paliwa gazowego jak i w miejscu odbioru paliwa gazowego.

Taryfa PGNiG jest udostępniona pod adresem "www.pgnig.pl/pliki/press/taryfa2003.pdf" oraz pod adresem "www.ure.gov.pl/taryfa/taryfygaz.html".

13.1.2 Spółki Gazownictwa

13.1.2.1 Koncesje

Na dzień 31 marca 2005 r., Spółki Gazownictwa oraz EuRoPol GAZ posiadały łącznie 19 koncesji wymaganych przez Prawo Energetyczne wydanych przez Prezesa URE. Koncesje jak również opłaty uiszczone w związku z nimi przez Spółki Gazownictwa oraz EuRoPol GAZ zostały przedstawione w tabelach poniżej. Z uwagi na sposób naliczania opłat z tytułu udzielonych koncesji (od przychodów Przedsiębiorstwa

Energetycznego w roku poprzedzającym rok, w którym opłata jest wnoszona) jak również z uwagi na fakt, iż Spółki Gazownictwa rozpoczęły prowadzenie koncesjonowanej działalności *de facto* dopiero w 2003 roku, opłaty dla Spółek Gazownictwa zostały przedstawione wyłącznie za lata 2004 – I kw. 2005.

Tabela nr 1: Koncesje DSG Sp. z o.o.

Lp.	Przedmiot działalności objęty koncesją	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	Obrót gazem z zagranicą	30 grudnia 2002 r.	1 stycznia 2013 r.
2.	Obrót paliwami gazowymi	30 grudnia 2002 r.	1 stycznia 2013 r.
3.	Przesyłanie paliw ciekłych	30 grudnia 2002 r.	1 stycznia 2013 r.
4.	Przesyłanie paliw gazowych	30 grudnia 2002 r.	1 stycznia 2013 r.
5.	Obrót paliwami ciekłymi	29 lipca 2003 r.	5 sierpnia 2013 r.

Tabela nr 2: Opłaty poniesione przez DSG Sp. z o.o.

w tys. zł

Lp.	Rodzaj koncesji	I kw. 2005	2004
1.	Koncesja na obrót gazem z zagranicą	0,2	0,2
2.	Koncesja na obrót paliwami gazowymi	253,5	249,4
3.	Koncesja na przesyłanie paliw gazowych	177,2	172,8
4.	Koncesja na obrót paliwami ciekłymi	2,3	2,4
	Razem	**433,2**	**424,8**

Tabela nr 3: Koncesje GSG Sp. z o.o.

Lp.	Przedmiot działalności objęty koncesją	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	Obrót paliwami gazowymi	30 kwietnia 2001 r.	10 maja 2011 r.
2.	Przesyłanie paliw gazowych	30 kwietnia 2001 r.	10 maja 2011 r.

Tabela nr 4: Opłaty poniesione przez GSG Sp. z o.o.

w tys. zł

Lp.	Rodzaj koncesji	I kw. 2005	2004
1.	Koncesja na obrót paliwami gazowymi	418,0	410,9
2.	Koncesja na przesyłanie paliw gazowych	283,9	279,4
	Razem	**701,9**	**690,3**

Tabela nr 5: Koncesje KSG Sp. z o.o.

Lp.	Przedmiot działalności objęty koncesją	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	Obrót paliwami gazowymi	30 kwietnia 2001 r.	10 maja 2011 r.
2.	Przesyłanie paliw gazowych	30 kwietnia 2001 r.	10 maja 2011 r.
3.	Obrót gazem z zagranicą	17 października 2001 r.	20 października 2011 r.

Tabela nr 6: Opłaty poniesione przez KSG Sp. z o.o.

w tys. zł

Lp.	Rodzaj koncesji	I kw. 2005	2004
1.	Koncesja na obrót paliwami gazowymi	526,1	529,1
2.	Koncesja na przesyłanie paliw gazowych	374,9	373,8
3.	Koncesja na obrót gazem z zagranicą	0,2	0,2
	Razem	**901,2**	**903,1**

Tabela nr 7: Koncesje MSG Sp. z o.o.

Lp.	Przedmiot działalności objęty koncesją	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	Obrót paliwami gazowymi	16 maja 2001 r.	20 maja 2011 r.
2.	Przesyłanie paliw gazowych	16 maja 2001 r.	20 maja 2011 r.

Tabela nr 8: Opłaty poniesione przez MSG Sp. z o.o.

w tys. zł

Lp.	Rodzaj koncesji	I kw. 2005	2004
1.	Koncesja na obrót paliwami gazowymi	508,9	510,4
2.	Koncesja na przesyłanie paliw gazowych	358,6	338,2
	Razem	**867,5**	**848,6**

Tabela nr 9: Koncesje PSG Sp. z o.o.

Lp.	Przedmiot działalności objęty koncesją	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	Obrót paliwami gazowymi	30 grudnia 2002 r.	1 stycznia 2013 r.
2.	Przesyłanie paliw gazowych	30 grudnia 2002 r.	1 stycznia 2013 r.

Tabela nr 10: Opłaty poniesione przez PSG Sp. z o.o.

w tys. zł

Lp.	Rodzaj koncesji	I kw. 2005	2004
1.	Koncesja na obrót paliwami gazowymi	268,7	253,0
2.	Koncesja na przesyłanie paliw gazowych	177,4	175,6
	Razem	**446,1**	**428,6**

Tabela nr 11: Koncesje WSG Sp. z o.o.

Lp.	Przedmiot działalności objęty koncesją	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	Obrót paliwami gazowymi	30 kwietnia 2001 r.	10 maja 2011 r.
2.	Przesyłanie paliw gazowych	30 kwietnia 2001 r.	10 maja 2011 r.

Tabela nr 12: Opłaty poniesione przez WSG Sp. z o.o.

w tys. zł

Lp.	Rodzaj koncesji	I kw. 2005	2004
1.	Koncesja na obrót paliwami gazowymi	392,4	348,6
2.	Koncesja na przesyłanie paliw gazowych	274,0	258,9
	Razem	**666,4**	**607,5**

Tabela nr 13: Koncesje EuRoPol GAZ

Lp.	Przedmiot działalności objęty koncesją	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	Przesyłanie paliw gazowych	26 kwietnia 1999 r.	30 kwietnia 2009 r.
2.	Obrót paliwami gazowymi	28 lipca 2000 r.	31 lipca 2010 r.
3.	Obrót gazem z zagranicą	23 maja 2001 r.	25 maja 2011 r.

Tabela nr 14: Opłaty poniesione przez EuRoPol GAZ

w tys. zł

Lp.	Rodzaj koncesji	I kw. 2005	2004	2003	2002
1.	Koncesja na przesyłanie paliw gazowych	829,0	952,5	597,5	413,4
2.	Koncesja na obrót paliwami gazowymi	0,2	0,2	0,2	0,2
3.	Koncesja na obrót gazem z zagranicą	0,2	0,2	0,2	0,2

	Razem	**829,4**	**952,9**	**597,9**	**413,8**

13.1.2.2 Taryfy

Na dzień 31 marca 2005 r., Spółki Gazownictwa oraz EuRoPol GAZ posiadały następujące taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE:

- DSG Sp. z o.o.: aktualnie obowiązująca taryfa DSG Sp. z o.o. dla paliw gazowych nr 1 została zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z dnia 16 września 2003 r., zmienioną decyzją z dnia 28 lipca 2004 r., 16 grudnia 2004 r. oraz 1 marca 2005 r. Taryfa (po zmianach) obowiązuje od dnia 1 stycznia 2005 r. do 30 czerwca 2005 r.;
- GSG Sp. z o.o.: aktualnie obowiązująca taryfa GSG Sp. z o.o. dla paliw gazowych nr 1 została zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z dnia 16 września 2003 r., zmienioną decyzją z dnia 28 lipca 2004 r., 16 grudnia 2004 r. oraz 1 marca 2005 r. Taryfa (po zmianach) obowiązuje od dnia 1 stycznia 2005 r. do 30 czerwca 2005 r.;
- KSG Sp. z o.o.: aktualnie obowiązująca taryfa KSG Sp. z o.o. dla gazu ziemnego wysokometanowego nr 1 została zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z dnia 16 września 2003 r., zmienioną decyzją z dnia 8 grudnia 2003 r., 28 lipca 2004 r., 16 grudnia 2004 r. oraz 1 marca 2005 r. Taryfa (po zmianach) obowiązuje od dnia 1 stycznia 2005 r. do 30 czerwca 2005 r.;
- MSG Sp. z o.o.: aktualnie obowiązująca taryfa MSG Sp. z o.o. dla paliw gazowych nr 1 została zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z dnia 16 września 2003 r., zmienioną decyzją z dnia 28 lipca 2004 r., 16 grudnia 2004 r. oraz 1 marca 2005 r. Taryfa (po zmianach) obowiązuje od dnia 1 stycznia 2005 r. do 30 czerwca 2005 r.;
- PSG Sp. z o.o.: aktualnie obowiązująca taryfa PSG Sp. z o.o. dla gazu wysokometanowego nr 1 została zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z dnia 16 września 2003 r., zmienioną decyzją z dnia 3 sierpnia 2004 r., 16 grudnia 2004 r. oraz 1 marca 2005 r. Taryfa (po zmianach) obowiązuje od dnia 1 stycznia 2005 r. do 30 czerwca 2005 r.;
- WSG Sp. z o.o.: aktualnie obowiązująca taryfa WSG Sp. z o.o. dla paliw gazowych nr 1 została zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z dnia 16 września 2003 r., zmienioną decyzją z dnia 28 lipca 2004 r., 16 grudnia 2004 r. oraz 1 marca 2005 r. Taryfa (po zmianach) obowiązuje od dnia 1 stycznia 2005 r. do 30 czerwca 2005 r.;

Wymienione powyżej taryfy zawierają analogiczne postanowienia. Każda z taryf zawiera rodzaje, wysokość oraz warunki stosowania: (i) cen za paliwa gazowe, (ii) stawek opłat za usługi przesyłowe, (iii) stawek opłat abonamentowych, (iv) bonifikat, (v) opłat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, (vi) opłat za nielegalny pobór paliw gazowych, (vii) stawek opłat za przyłączenie do sieci sprzedawcy, oraz (viii) stawek opłat pobieranych za dodatkowe usługi lub czynności wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorców. Taryfę stosuje się w rozliczeniach z odbiorcami i podmiotami przyłączanymi do sieci gazowej sprzedawcy, stosownie do zakresu świadczonych usług i zawartych umów oraz w zakresie nielegalnego poboru paliw gazowych. Odbiorcy, za dostarczone paliwo gazowe i świadczone usługi przesyłowe, rozliczani są według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych, do których są zakwalifikowani. Podstawowym kryterium podziału odbiorców na grupy taryfowe jest rodzaj pobieranego paliwa gazowego. Kolejnymi kryteriami podziału na grupy taryfowe są moc umowna i roczna ilość pobieranego paliwa gazowego. Opłatę za pobrane paliwo gazowe w okresie rozliczeniowym stanowi iloczyn, ustalonej na podstawie wskazań układu pomiarowego, ilości pobranych przez odbiorcę metrów sześciennych tego paliwa i jego ceny. Odbiorca paliw gazowych, niezależnie od cyklu rozliczeniowego, zobowiązany jest do zapłaty miesięcznej opłaty abonamentowej. Odbiorcy przyłączeni do sieci gazowej sprzedawcy za świadczoną im usługę przesyłową, obciążani są opłatą ustaloną na podstawie grupowych stawek opłat. Opłata za usługę przesyłową składa się ze: (i) składnika stałego, niezależnego od ilości przesłanego paliwa, oraz (ii) składnika zmiennego, zależnego od ilości przesłanego paliwa. Ustalone w taryfie ceny i stawki opłat oraz opłaty nie zawierają podatku od towarów i usług (VAT). Dla wszystkich grup taryfowych zamawianie mocy oraz odczyty wskazań układów pomiarowych dokonywane są z zaokrągleniem do 1 m^3. Jeżeli pomiar paliwa gazowego odbywa się przy ciśnieniu równym lub niższym od 2,5 kPa nadciśnienia, wówczas dla celów rozliczeniowych 1 m^3 gazu odczytany na gazomierzu zrównany jest taryfowo z 1 m^3 normalnym.

W przypadku zawarcia między odbiorcą i sprzedawcą umowy specjalnej, związanej ze szczególnymi warunkami sprzedaży paliw gazowych lub świadczenia usługi przesyłowej, dopuszcza się stosowanie zasad rozliczeń odmiennych niż zawarte w taryfie.

- EuRoPol GAZ: aktualnie obowiązująca taryfa EuRoPol GAZ za usługi przesyłowe gazu ziemnego wysokometanowego została zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z dnia 14 grudnia 2004 r. Taryfa obowiązuje przez okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia taryfy do stosowania, tj. od dnia 1 stycznia 2005 r. do 31 grudnia 2005 r.;

Wskazana powyżej taryfa określa rodzaje, wysokość oraz warunki stosowania: (i) stawek opłat za usługi przesyłowe Gazociągiem Jamał-Europa Zachodnia, na odcinku zlokalizowanym na obszarze Polski, oraz (ii) stawek opłat abonamentowych. Taryfę stosuje się w rozliczeniach z usługobiorcami stosownie do zakresu świadczonych usług i warunków szczegółowych określonych w umowach. Opłatę za usługę przesyłową stanowi suma iloczynu stawki opłaty zmiennej dystansowej oraz ilości gazu przesłanego w okresie rozliczeniowym oraz iloczynu stawki opłaty stałej dystansowej, mocy umownej, długości drogi przesyłania gazu oraz liczby dób w okresie rozliczeniowym. Niezależnie od opłaty za usługi przesyłowe, usługobiorca ponosi opłaty abonamentowe za każdy rozpoczęty miesiąc kalendarzowy. Ustalone w taryfie stawki opłat nie zawierają podatku od towarów i usług (VAT). Ilość gazu ziemnego przekazywanego do transportu, wielkość zamówionej mocy przesyłowej, mierzona jest z dokładnością do 1 m^3, a długość drogi przesyłania z dokładnością do 1 m, o ile umowy nie stanowią inaczej.

Taryfy DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o. są udostępnione pod adresem "www.gazziemny.pl/gaz/dom/taryfy" oraz pod adresem "www.ure.gov.pl/taryfa/taryfygaz.html". Taryfa EuRoPol GAZ jest udostępniona pod adresem "www.ure.gov.pl/taryfa/taryfygaz.html".

13.2 Koncesje wymagane przez Prawo Geologiczne i Górnicze

Na dzień 31 marca 2005 r., PGNiG posiadał następujące koncesje wymagane przez Prawo Geologiczne i Górnicze wydane przez Ministra Środowiska:

- 83 koncesje na poszukiwanie lub rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, w tym 12 koncesji w rejonie Karpat, 21 koncesji w rejonie Przedgórza, 1 koncesję w rejonie Niecki Miechowskiej, 29 koncesji w rejonie Monokliny Przedsudeckiej, 1 koncesję w rejonie Niecki Mogileńsko-Łódzkiej, 3 koncesje w rejonie Niecki Szczecińskiej, 7 koncesji w rejonie Wału Pomorskiego, 4 koncesje w rejonie Niecki Lubelskiej oraz 5 koncesji w rejonie Syneklizy Bałtyckiej;
- 210 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego, w tym 61 koncesji w rejonie Karpat, 54 koncesje w rejonie Przedgórza, 1 koncesję w rejonie Niecki Miechowskiej, 67 koncesji w rejonie Monokliny Przedsudeckiej, 8 koncesji w rejonie Niecki Szczecińskiej, 9 koncesji w rejonie Wału Pomorskiego, 1 koncesję w rejonie Niecki Pomorskiej, 5 koncesji w rejonie Niecki Lubelskiej oraz 4 koncesje w rejonie Syneklizy Bałtyckiej;
- 8 koncesji na bezzbiornikowe magazynowanie gazu, w tym 1 koncesję w rejonie Karpat, 4 koncesje w rejonie Przedgórza, 1 koncesję w rejonie Monokliny Przedsudeckiej, 1 koncesję w rejonie Niecki Mogileńsko-Łódzkiej oraz 1 koncesję w rejonie Syneklizy Bałtyckiej; oraz
- 4 koncesje na składowanie odpadów w górotworze, w tym 2 koncesje w rejonie Przedgórza, 1 koncesję w rejonie Monokliny Przedsudeckiej oraz 1 koncesję w rejonie Niecki Lubelskiej.

Najistotniejsze koncesje zostały przedstawione w tabelach poniżej z podziałem na rodzaje koncesji i rejony, których koncesje dotyczą.

13.2.1 Koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego

Tabela nr 1: Rejon Karpaty

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	35/99/p	Wiśnicz-Tuchów	19 listopada 1999 r.	19 listopada 2005 r.
2.	21/2001/p	Zalesie-Jodłówka-Skopów	24 września 2001 r.	24 września 2007 r.
3.	24/2001/p	Zalesie-Rzeszów	24 września 2001 r.	24 września 2007 r.

Tabela nr 2: Rejon Przedgórze

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	63/98/p	Kolbuszowa-Krzeszów	7 sierpnia 1998 r.	7 sierpnia 2005 r.
2.	21/97/p	Lubaczów-Zapałów	4 czerwca 1997 r.	31 grudnia 2005 r.
3.	8/96/p	Rokietnica-Orły	25 stycznia 1996 r.	25 stycznia 2006 r.

4.	28/96/p	Ropczyce-Bratkowice-Strzyżów	13 maja 1996 r.	13 maja 2005 r.
5.	11/2001/p	Wola Obszańska-Cewków	25 maja 2001 r.	25 maja 2007 r.

Tabela nr 3: Rejon Monoklina Przedsudecka

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	32/96/p	Kórnik-Środa	4 czerwca 2003 r.	19 czerwca 2006 r.
2.	36/97/p	Grodzisk Wielkopolski-Śmigiel	23 października 1997 r.	23 października 2005 r.
3.	29/2001/p	Śrem-Jarocin	28 września 2001 r.	28 września 2007 r.
4.	26/96/p	Wolsztyn-Nowy Tomyśl	23 maja 1996 r.	23 maja 2006 r.
5.	10/99/p	Wronki	22 czerwca 1995 r.	22 czerwca 2005 r.

Tabela nr 4: Rejon Niecka Szczecińska

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	69/98/p	Gorzów Wielkopolski-Międzychód	28 września 1998 r.	28 września 2005 r.
2.	22/95/p	Kostrzyń-Myślibórz	3 sierpnia 1995 r.	3 sierpnia 2007 r.

13.2.2 Koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego

Tabela nr 1: Rejon Karpaty

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	170/94	Jodłówka	29 sierpnia 1994 r.	29 sierpnia 2019 r.
2.	57/94	Kielanówka-Rzeszów	19 kwietnia 1994 r.	19 kwietnia 2019 r.
3.	72/93	Zalesie	27 maja 1993 r.	27 maja 2018 r.

Tabela nr 2: Rejon Przedgórze

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	160/94	Dzików	26 sierpnia 1994 r.	26 sierpnia 2019 r.
2.	10/2004	Jasionka	9 września 2004 r.	9 września 2029 r.
3.	110/94	Lubaczów	25 lipca 1994 r.	25 lipca 2019 r.
4.	12/2000	Palikówska	17 października 2000 r.	17 października 2025 r.
5.	35/93	Pilzno Południe	16 kwietnia 1993 r.	16 kwietnia 2018 r.
6.	100/94	Przemyśl	27 czerwca 1994 r.	27 czerwca 2019 r.
7.	9/2004	Terliczka	12 sierpnia 2004 r.	12 sierpnia 2029 r.
8.	22/2001	Wola Obszańska	31 grudnia 2001 r.	31 grudnia 2026 r.
9.	107/94	Żołynia-Leżajsk	22 lipca 1994 r.	22 lipca 2019 r.

Tabela nr 3: Rejon Monoklina Przedsudecka

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	112/93	Bogdaj-Uciechów	21 czerwca 1993 r.	21 czerwca 2018 r.
2.	5/2003	Brońsko	3 września 2003 r.	3 września 2028 r.
3.	253/93	Górzyca	31 grudnia 1993 r.	31 grudnia 2018 r.
4.	102/93	Grochowice	21 czerwca 1993 r.	21 czerwca 2018 r.
5.	6/2000	Kościan S	17 maja 2000 r.	17 maja 2030 r.
6.	102/94	Paproć	27 czerwca 1994 r.	27 czerwca 2019 r.
7.	172/94	Radlin	27 sierpnia 1994 r.	27 sierpnia 2019 r.
8.	3/2004	Wielichowo	17 lutego 2004 r.	17 lutego 2029 r.
9.	17/95	Wilków	31 maja 1995 r.	31 maja 2020 r.
10.	143/93	Załęcze	21 czerwca 1993 r.	21 czerwca 2018 r.
11.	44/96	Zielin	31 października 1996 r.	31 października 2011 r.
12.	103/93	Żuchlów	21 czerwca 1993 r.	21 czerwca 2018 r.

Tabela nr 4: Niecka Szczecińska

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	6/97	BMB	4 kwietnia 1997 r.	4 kwietnia 2032 r.
2.	15/2004	Lubiatów	30 listopada 2004 r.	30 listopada 2029 r.
3.	18/2004	Międzychód	22 grudnia 2004 r.	22 grudnia 2029 r.
4.	51/96	Różańsko	7 stycznia 1997 r.	7 stycznia 2027 r.

13.2.3 Koncesje na bezzbiornikowe magazynowanie gazu

Tabela nr 1: Rejon Karpaty

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	97/93	Strachocina II	21 czerwca 1993 r.	21 czerwca 2018 r.

Tabela nr 2: Rejon Przedgórze

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	98/93	Brzeźnica II PMG	21 czerwca 1993 r.	21 czerwca 2018 r.
2.	189/94	Husów	26 sierpnia 1994 r.	26 sierpnia 2019 r.
3.	22/99/m	Jaśniny N	19 maja 1995 r.	19 maja 2024 r.
4.	190/94	Swarzów	27 sierpnia 1994 r.	27 sierpnia 2019 r.

Tabela nr 3: Rejon Monoklina Przedsudecka

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	11/95	Wierzchowice	22 maja 1995 r.	22 maja 2035 r.

Tabela nr 4: Rejon Niecka Mogileńsko-Łódzka

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	176/94	Mogilno	27 maja 1995 r.	27 maja 2025 r.

Tabela nr 5: Rejon Synekliza Bałtycka

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	19/2001/m	Kosakowo	31 stycznia 2001 r.	1 stycznia 2028 r.

13.2.4 Koncesje na składowanie odpadów w górotworze

Tabela nr 1: Rejon Przedgórze

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	23/99/s	Husów-Albigowa-Krasne VII VIIa	19 maja 1999 r.	19 maja 2019 r.
2.	11/2001/s	Podborze-Partynia	20 listopada 2001 r.	20 listopada 2026 r.

Tabela nr 2: Rejon Monoklina Przedsudecka

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	12/2003/s	Borzęcin	4 grudnia 2003 r.	4 grudnia 2033 r.

Tabela nr 3: Rejon Niecka Lubelska

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	3/2002/s	Świdnik	20 września 2002 r.	20 września 2027 r.

13.2.5 Opłaty z tytułu koncesji

W tabeli poniżej przedstawione zostały łączne opłaty z tytułu koncesji wymaganych przez Prawo Geologiczne i Górnicze, jakie zostały uiszczone przez Spółkę w latach 2002 – I kw. 2005.

w tys. zł

Lp.	Rodzaj koncesji	I kw. 2005	2004	2003	2002
1.	Koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego (w tym z tytułu użytkowania górniczego)	828,48 (773,23)	2.649,06 (758,22)	2.069,22 (1.241,25)	3.631,70 (1.276,13)
2.	Koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego	35,78	1.572,28	169,26	5,00
3.	Koncesje na bezzbiornikowe magazynowanie gazu	196,80	196,80	196,80	1.123,40
4.	Koncesje na składowanie odpadów w górotworze	56,91	56,91	211,40	22,88
	Razem	**1.117,97**	**4.475,05**	**2.646,68**	**4.782,98**

13.3 Pozwolenia na korzystanie ze środowiska

13.3.1 Emitent

Na dzień 31 marca 2005 r., Emitent posiadał następujące rodzaje pozwoleń wymaganych przez Prawo Ochrony Środowiska:

- pozwolenia na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza;
- pozwolenia wodnoprawne na wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi, w tym pozwolenia wodnoprawne na pobór wody podziemnej lub powierzchniowej, pozwolenia wodnoprawne na odprowadzanie ścieków socjalno-bytowych, technologicznych, wód opadowych lub wód złożowych;
- pozwolenia na wytwarzanie odpadów, w tym pozwolenia na wytwarzanie odpadów niebezpiecznych oraz decyzje zatwierdzające programy gospodarki odpadami niebezpiecznymi; oraz
- pozwolenia na emitowanie hałasu do środowiska.

W tabelach poniżej, z podziałem na rodzaje, przedstawiono najistotniejsze pozwolenia Emitenta.

Tabela nr 1: Pozwolenia na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza

Lp.	Obiekt, którego dotyczy pozwolenie	Organ, który wydał pozwolenie	Data wydania pozwolenia	Data ważności pozwolenia
	Oddział w Odolanowie	Starosta Ostrowski	14 sierpnia 2001 r.	31 grudnia 2005 r.
	Oddział w Sanoku - Ośrodek Kopalni Ropy Naftowej Grobla w Zielonej	Urząd Wojewódzki w Krakowie	15 września 1995 r.	31 grudnia 2005 r.
	Oddział w Sanoku - Ośrodek Grupowy G-9 Kopalni Ropy Grobla w Woli Drwińskiej	Urząd Wojewódzki w Krakowie	26 czerwca 1996 r.	31 grudnia 2005 r.
	Oddział w Sanoku - Ośrodek Grupowy G-81 Kopalni Ropy Grobla w Zielonej	Urząd Wojewódzki w Krakowie	26 czerwca 1996 r.	31 grudnia 2005 r.
	Oddział w Sanoku - Ośrodek Grupowy G-87 Kopalni Ropy Grobla w Zielonej	Urząd Wojewódzki w Krakowie	26 czerwca 1996 r.	31 grudnia 2005 r.
	Oddział w Sanoku - Kopalnia Gazu Ziemnego Przemyśl Zachód w Przemyślu	Prezydent Miasta Przemyśla	8 sierpnia 2001 r.	31 grudnia 2005 r.
	Oddział w Sanoku - Kopalnia Gazu Ziemnego Tarnów I w Koszycach Wielkich	Starostwo Powiatowe w Tarnowie	30 września 2003 r.	31 sierpnia 2013 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Kopalnia Gazu Ziemnego Dębno	Zachodniopomorski Urząd Wojewódzki w Szczecinie	8 października 2003 r.	31 października 2013 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Kopalnia Gazu Ziemnego Dębno – strefy przyodwiertowe Barnówko, Buszewko, Mostno, Różańsko i Cychry oraz Ośrodek Kopalń Sulisław	Starostwo Powiatowe w Myśliborzu	10 stycznia 2000 r.	31 stycznia 2005 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Kopalnia Gazu Ziemnego Borzęcin	Wojewoda Wrocławski	21 maja 1997 r.	31 grudnia 2005 r.
	Oddział w Zielonej Górze –	Starosta Trzebnicki	28 września 2001 r.	31 grudnia 2005 r.

	Kopalnia Gazu Ziemnego Borzęcin			
	Oddział w Zielonej Górze – Podziemny Magazyn Gazu Wierzchowice	Starosta Milicki	25 stycznia 1999 r.	31 grudnia 2008 r.

Tabela nr 2: Pozwolenia wodnoprawne

Lp.	Obiekt, którego dotyczy pozwolenie	Organ, który wydał pozwolenie	Data wydania pozwolenia	Data ważności pozwolenia
	Oddział w Odolanowie	Starosta Ostrowski	3 września 2001 r.	31 grudnia 2010 r.
	Oddział w Odolanowie	Urząd Wojewódzki w Kaliszu	22 grudnia 1998 r.	31 grudnia 2008 r.
	Oddział w Sanoku – Oczyszczalnia Ścieków Sanitarnych NEBRASKA w Husowie	Starosta Łańcucki	4 września 2000 r.	31 sierpnia 2010 r.
	Oddział w Sanoku – Podziemny Magazyn Gazu Ziemnego Husów w m. Markowa	Starostwo Powiatowe w Łańcucie	17 grudnia 2001 r.	30 grudnia 2010 r.
	Oddział w Sanoku – Kopalnia Strachocina	Urząd Wojewódzki w Krośnie	22 kwietnia 1992 r.	31 grudnia 2007 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Kopalnia Gazu Borzęcin w Karnicach	Urząd Wojewódzki we Wrocławiu	10 maja 1994 r.	31 grudnia 2010 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Ośrodek Centralny w Barnówku Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego w Dębnie	Starostwo Powiatowe w Myśliborzu	5 października 2000 r.	30 września 2005 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Ośrodek Centralny w Barnówku Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego w Dębnie	Starostwo Powiatowe w Myśliborzu	2 marca 1999 r.	30 marca 2009 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Kopalnia Gazu, Ośrodek Grupowy Radziądz, Zakład w Borzęcinie	Starosta Trzebnicki	29 sierpnia 2003 r.	31 grudnia 2015 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Podziemny Magazyn Gazu w Wierzchowicach	Starosta Milicki	4 lipca 2000 r.	31 grudnia 2005 r.

Tabela nr 3: Pozwolenia na wytwarzanie odpadów

Lp.	Obiekt, którego dotyczy pozwolenie	Organ, który wydał pozwolenie	Data wydania pozwolenia	Data ważności pozwolenia
	Centrala – obiekty przy ul. Kruczej 6/14 oraz Kasprzaka 25, w Warszawie	Prezydent m. st. Warszawy	27 stycznia 2004 r.	31 grudnia 2013 r.
	Oddział w Odolanowie	Starosta Ostrowski	20 sierpnia 2002 r.	20 sierpnia 2012 r.
	Oddział w Sanoku – Kopalnia Gazu Ziemnego Husów	Starostwo Powiatowe w Łańcucie	12 maja 2004 r.	31 maja 2014 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Kopalnia Gazu Ziemnego Borzęcin	Starosta Trzebnicki	9 lipca 2002 r.	31 grudnia 2007 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Kopalnia Gazu Ziemnego Borzęcin	Starosta Trzebnicki	19 sierpnia 2002 r.	31 grudnia 2007 r.

Tabela nr 4: Pozwolenia na emitowanie hałasu do środowiska

Lp.	Obiekt, którego dotyczy pozwolenie	Organ, który wydał pozwolenie	Data wydania pozwolenia	Data ważności pozwolenia
	Budynek przy ul. Kruczej 6/14, w Warszawie	Prezydent m. st. Warszawy	23 października 2003 r.	1 października 2013 r.

W tabelach poniżej przedstawione zostały łączne opłaty uiszczone przez Spółkę z tytułu wydanych pozwoleń w latach 2003-I kw. 2005 (w roku 2002 opłaty tego rodzaju nie były ponoszone przez Spółkę) oraz opłaty uiszczone przez Spółkę z tytułu korzystania ze środowiska w latach 2002-I kw. 2005.

Tabela nr 1: Opłaty za wydane pozwolenia

w zł

Opłaty	I kw. 2005	2004	2003
Centrala PGNiG	0	0	2.000
ROP Warszawa	0	6.000	0
ROP Gdańsk	0	0	0
ROP Tarnów	0	11.050	10.106
Oddział w Odolanowie	0	0	2.000
Zakład Robót Górniczych w Krośnie	0	0	33
ROP Świerklany	0	0	0
ROP Poznań	0	44.278	0
ROP Wrocław	0	0	0
Oddział w Sanoku	1.760	9.850	3.140
Oddział w Zielonej Górze	4.190	20.192	33.848
Razem	**5.950**	**91.370**	**51.127**

Tabela nr 2: Opłaty za korzystanie ze środowiska

w zł

Opłaty	I kw. 2005	2004	2003	2002
Centrala PGNiG	394	1.665	776	674
ROP Warszawa	9.006	26.486	31.813	28.865
ROP Gdańsk	734	3.128	2.896	2.812
ROP Tarnów	14.420	59.547	18.263	15.369
Oddział w Odolanowie	12.829	62.166	60.423	53.981
Zakład Robót Górniczych w Krośnie	2.464	11.704	9.057	12.859
ROP Świerklany	1.178	6.817	7.467	10.745
ROP Poznań	3.205	12.403	11.975	12.800
ROP Wrocław	11.518	17.407	17.289	14.698
Oddział w Sanoku	14.599	65.909	48.711	87.671
Oddział w Zielonej Górze	139.051	621.388	403.033	313.414
Razem	**209.398**	**888.620**	**611.721**	**553.888**

13.3.2 Spółki Gazownictwa oraz EuRoPol GAZ

Na dzień 31 marca 2005 r., Spółki Gazownictwa oraz EuRoPol GAZ posiadały analogiczne do pozwoleń Emitenta pozwolenia wymagane przez Prawo Ochrony Środowiska. Pozwolenia te nie odgrywają jednak większej roli w działalności Grupy PGNiG.

W tabelach poniżej przedstawione zostały łączne opłaty uiszczone przez Spółki Gazownictwa z tytułu wydanych pozwoleń w latach 2003-I kw. 2005 (w roku 2002 opłaty tego rodzaju nie były ponoszone przez Spółki Gazownictwa) oraz opłaty uiszczone przez Spółki Gazownictwa z tytułu korzystania ze środowiska w latach 2002-I kw. 2005. Spółka nie posiada danych na temat opłat uiszczanych przez EuRoPol GAZ.

Tabela nr 1: Opłaty za wydane pozwolenia

w zł

Opłaty	I kw. 2005	2004	2003
DSG Sp. z o.o.	0	0	0
GSG Sp. z o.o.	0	20	4.000
KSG Sp. z o.o.	0	2.399	2.076
MSG Sp. z o.o.	0	2.000	0
PSG Sp. z o.o.	1.000	3.000	288
WSG Sp. z o.o.	0	25	5

Razem	**1.000**	**7.444**	**6.369**

Tabela nr 2: Opłaty za korzystanie ze środowiska

w zł

Opłaty	I kw. 2005	2004	2003	2002
DSG Sp. z o.o.	4.402	17.526	20.333	24.348
GSG Sp. z o.o.	5.563	30.924	33.600	30.877
KSG Sp. z o.o.	12.941	42.850	42.740	44.467
MSG Sp. z o.o.	7.977	30.720	35.242	34.814
PSG Sp. z o.o.	3.729	21.684	27.124	20.557
WSG Sp. z o.o.	9.843	23.963	23.243	31.160
Razem	**44.455**	**167.667**	**182.282**	**186.223**

14 INFORMACJE O NAJISTOTNIEJSZYCH POSIADANYCH PATENTACH, LICENCJACH I ZNAKACH TOWAROWYCH

14.1 Patenty i wzory użytkowe

Na dzień 31 marca 2005 r., Emitent był uprawniony z 2 patentów. Patenty zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela nr 1: Opatentowane wynalazki PGNiG

Lp.	Nazwa patentu	Numer patentu	Data zgłoszenia
1.	Małośrednicowy przewód eksploatacyjny	181722	18 marca 1997 r.
2.	Sposób eksploatacji niskowydajnych zawadniających się odwiertów gazowych	182139	26 czerwca 1997 r.

Ponadto, na dzień 31 marca 2005 r., Emitent zgłosił do opatentowania 8 wynalazków. Wynalazki zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela nr 2: Wynalazki zgłoszone przez PGNiG do opatentowania

Lp.	Nazwa patentu	Numer zgłoszenia	Data zgłoszenia
1.	Zawór oddechowy	328839	24 września 1998 r.
2.	Sposób wydzielania siarki w procesach usuwania siarkowodoru z gazów metodami REDOX	333551	1 czerwca 1999 r.
3.	Sposób filtrowania piaszczących odwiertów gazowych lub ropnych, filtr do piaszczących odwiertów gazowych lub ropnych i sposób wytwarzania tego filtru (wynalazek zgłoszony wspólnie z Instytutem Górnictwa Odkrywkowego POLTEGOR-INSTYTUT)	333756	14 czerwca 1999 r.
4.	Sposób likwidowania rurociągu, zwłaszcza podziemnego ropociągu	339386	30 marca 2000 r.
5.	Sposób zabezpieczenia powierzchni terenu przed migracją gazu wokół odwiertu	339387	30 marca 2000 r.
6.	Sposób adaptacji otworu wiertniczego na otworowy wymiennik ciepła	340067	8 maja 2000 r.
7.	Sposób i urządzenie do sprężania gazu	349167	14 sierpnia 2001 r.
8.	Sposób wytwarzania środka podsadzkowego do zabiegów hydraulicznego szczelinowania (wynalazek został zgłoszony wspólnie z Instytutem Nafty i Gazu)	351218	17 grudnia 2001 r.

Przedstawione w tabelach powyżej wynalazki to zarówno wynalazki dotyczące budowy, kształtu lub zestawienia przedmiotów o trwałej postaci (tzw. wynalazki konstrukcyjne) jak i określone sposoby postępowania (tzw. wynalazki technologiczne) wykorzystywane przez Spółkę w ramach prowadzonej przez nią działalności. Z chwilą uzyskania patentów Spółka nabyła (lub nabędzie – w przypadku wynalazków, w odniesieniu do których procedura jest w toku) wyłączne prawo korzystania z przedmiotowych wynalazków w sposób zarobkowy lub zawodowy na całym terytorium Polski. Uzyskanie ww. patentów wyłączyło możliwość korzystania z przedmiotowych wynalazków przez osoby trzecie, chyba że za zgodą Spółki i co do zasady za wynagrodzeniem (co daje Spółce możliwość pozyskiwania dodatkowych środków z tytułu udzielanych licencji). Ochrona trwa nieprzerwanie przez okres 20 lat od daty zgłoszenia wynalazku do opatentowania w Urzędzie Patentowym.

W odniesieniu do wynalazków zgłoszonych do opatentowania, z chwilą zgłoszenia ww. wynalazków do opatentowania w Urzędzie Patentowym, PGNiG uzyskał pierwszeństwo do uzyskania patentów na przedmiotowe wynalazki, oczywiście pod warunkiem, iż żaden inny podmiot już wcześniej nie nabył takiego pierwszeństwa, tj. nie dokonał uprzedniego zgłoszenia do opatentowania analogicznych wynalazków.

Na dzień 31 marca 2005 r. PGNiG był uprawiony z praw ochronnych na 3 wzory użytkowe. Wzory użytkowe zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela nr 3: Wzory użytkowe PGNiG

Lp.	Nazwa wzoru użytkowego	Numer prawa ochronnego	Data zgłoszenia
1.	Pochwa termometryczna głowicy eksploatacyjnej	60272	22 lipca 1997 r.
2.	Dozownik	60267	30 lipca 1998 r.
3.	Kulowy przełącznik dwuprzelotowy	60964	9 czerwca 2000 r.

Poprzez uzyskanie praw ochronnych na przedstawione w tabeli powyżej wzory użytkowe, tj. nowe i użyteczne rozwiązania o charakterze technicznym, dotyczące kształtu, budowy lub zestawienia przedmiotu o trwałej postaci, Spółka nabyła wyłączne prawo do korzystania z przedmiotowych wzorów użytkowych, w sposób zarobkowy lub zawodowy, na całym terytorium Polski. Uzyskanie ww. praw ochronnych wyłączyło możliwość korzystania z przedmiotowych wzorów użytkowych przez osoby trzecie, chyba że za zgodą Spółki i co do zasady za wynagrodzeniem (co daje Spółce możliwość pozyskiwania dodatkowych środków z tytułu udzielanych licencji). Czas trwania ww. praw ochronnych wynosi 10 lat od daty zgłoszenia wzoru użytkowego w Urzędzie Patentowym.

14.2 Licencje

Na dzień 31 marca 2005 r., najistotniejszym dla Grupy PGNiG programem komputerowym jest oprogramowanie mySAP Business Suite. Krótka charakterystyka ww. oprogramowania została przedstawiona poniżej.

Oprogramowanie mySAP Business Suite

Licencja na oprogramowanie mySAP Business Suite, które zostało użyte w celu wykonania zintegrowanego systemu zarządzania na podstawie umowy w sprawie wykonania zintegrowanego systemu zarządzania z dnia 31 marca 2004 r., której opis znajduje się w pkt. 10.1.3 niniejszego Rozdziału, została udzielona przez SAP Polska Sp. z o.o. na podstawie umowy licencyjnej z dnia 31 marca 2004 r. Licencja ma charakter niewyłączny. Licencja upoważnia Emitenta do korzystania z oprogramowania wyłącznie w celu przetwarzania transakcji Emitenta i jego 22 spółek zależnych (między innymi DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o.) w ramach prowadzonej przez te podmioty działalności statutowej. Licencja obejmuje terytorium Polski. Licencja została udzielona na czas nieokreślony.

Oprogramowanie mySAP Business Suite to zbiór rozwiązań informatycznych, które dostarczają aplikacji biznesowych zwiększających siłę istniejących relacji partnerskich poprzez integrację osób, informacji i procesów. Oprogramowanie to umożliwia osiąganie spójnych rezultatów w ramach całej sieci biznesowej, a jednocześnie gwarantuje elastyczność konieczną do sprostania stałym zmianom, nieodzownym we współczesnym środowisku biznesowym.

Oprogramowanie mySAP Business Suite umożliwi jednostkom organizacyjnym z Grupy PGNiG przystosowanie prowadzonej przez nie działalności do zmieniających się wymagań klientów oraz rynku. Oprogramowanie mySAP Business Suite wspomaga bowiem zarządzanie relacjami z klientami, dostawcami, partnerami logistycznymi, dostawcami usług finansowych oraz pracownikami. Dzięki temu gwarantuje zwiększenie efektywności tych relacji oraz wzrost ich rentowności. Oprogramowanie mySAP Business Suite zapewni Spółce możliwość natychmiastowego reagowania na zmieniające się wymogi klientów we wszystkich obszarach funkcjonalnych oraz w ramach całego przedsiębiorstwa.

Poza oprogramowaniem wskazanym powyżej, jednostki organizacyjne Grupy PGNiG korzystają z następujących istotnych systemów i aplikacji:

- systemów billingowych służących do rozliczania odbiorców gazu;
- systemów finansowo-księgowych (w tym programów SPRZEFAK, FK oraz KOSZTY udostępnionych przez PIĄTKA - Lewandowski, Nowacki, Rusiewicz-Rusiński, Szeleszyński, Zając Sp. j.);

- systemów umożliwiających prowadzenie gospodarki magazynowej, ewidencji stanów magazynowych i obrotów (w tym Systemu Gospodarki Magazynowej udostępnionego przez Grzegorza Komorowskiego prowadzącego działalność gospodarczą pod nazwą KomInfo Biuro Usług Informatyczno-Księgowych);
- systemów umożliwiających komunikację z bankiem i dokonywanie operacji bankowych;
- aplikacji wspierających pracę biurową (w tym standardowego oprogramowania Microsoft oraz programów antywirusowych);
- systemów wspomagających zarządzanie kadrami (w tym programów KADRY, PŁACE, ROZDZIELNIK KOSZTÓW, DZIAŁ SOCJALNY oraz KASA ZAPOMOGOWO-POŻYCZKOWA udostępnionych przez Przedsiębiorstwo Wdrażania Postępu Technicznego WarSoft Sp. z o.o.);
- aplikacji służących do obsługi map cyfrowych oraz ewidencji i odwzorowania w formie graficznej sieci gazowniczej;
- systemów służących do ewidencji danych dotyczących klientów jednostek organizacyjnych Grupy PGNiG, rejestracji warunków technicznych oraz umów podpisywanych z klientami;
- systemów służących do ewidencji zanieczyszczeń oraz opłat z nimi związanych (w tym oprogramowania Zakładowy Bank Zanieczyszczeń Środowiska udostępnionego przez ATMOTERM S.A.);
- systemów służących do ewidencji sprzedaży i fakturowania;
- systemów służących do ewidencji ilościowo-wartościowej środków trwałych; oraz
- systemów służących do zarządzania siecią oraz, między innymi, do monitorowania i odczytywania danych ze stacji pomiarowych gazu, bilansowania przepływów gazu.

Co do zasady licencje na oprogramowanie komputerowe udostępniane na rzecz jednostek organizacyjnych z Grupy PGNiG: (i) mają charakter niewyłączny, (ii) obejmują terytorium Polski, oraz (iii) są udzielane na czas nieokreślony.

Rola jaką odgrywają poszczególne aplikacje i systemy informatyczne w działalności jednostek organizacyjnych Grupy PGNiG jest uzależniona od funkcjonalności posiadanej przez każdą aplikację lub system. Rodzaje zadań i procesów jakie wspomagają poszczególne grupy aplikacji zostały wskazane powyżej.

14.3 Znaki towarowe

14.3.1 Emitent

Na dzień 31 marca 2005 r., najistotniejszym znakiem towarowym Emitenta był znak zarejestrowany na terytorium Polski w Urzędzie Patentowym pod numerem 98012, tj. aktualne oznaczenie Emitenta, wskazany w tabeli nr 1 poniżej. W najbliższych miesiącach znaczenie ww. znaku będzie systematycznie malało co jest związane z zaplanowanym przez Spółkę procesem rewitalizacji marki: począwszy od końca marca bieżącego roku aktualne oznaczenie Spółki jest zastępowane oznaczeniami zgłoszonymi przez Spółkę do rejestracji w Urzędzie Patentowym pod numerami 289940 oraz 289941, wskazanymi w tabeli nr 2 poniżej.

Ponadto, na dzień 31 marca 2005 r., Emitent oczekiwał na rejestrację kilkunastu znaków towarowych (zarówno na terytorium Polski, jak i poza jej granicami), z których najistotniejsze zostały wskazane w tabeli nr 2 poniżej.

Znaki towarowe Spółki określają pozycję Spółki na rynku, pozwalają wykreować wizerunek Spółki, jej produktów i usług. Znaki towarowe Spółki pozwalają odróżnić produkty i usługi oferowane przez Spółkę od analogicznych produktów i usług jej konkurentów.

Znak towarowy zarejestrowany w Urzędzie Patentowym pod pozycją 98012, tj. stare logo Spółki, jeszcze do niedawna był wykorzystywany jako podstawowe, oficjalne oznaczenie graficzne Spółki. Na dzień 31 marca 2005 r. jest on nadal wykorzystywany jako logo Spółki na wielu podstawowych nośnikach identyfikacji wizualnej takich jak akcydensy biurowe, oznakowanie architektoniczne, czy nośniki promocyjne – wytworzonych przed rozpoczęciem wskazanego powyżej procesu rewitalizacji marki PGNiG. W najbliższych miesiącach, w związku ze wspomnianym powyżej procesem mającym na celu repozycjonowanie marki PGNiG, a w konsekwencji wzrost wartości marki korporacyjnej, znaczenie tego znaku będzie jednakże malało. Znak jest stopniowo wycofywany i zastępowany znakami zgłoszonymi do rejestracji w Urzędzie Patentowym pod numerami 289940 oraz 289941.

Nowe oznaczenia Spółki, tj. znaki zgłoszone do rejestracji w Urzędzie Patentowym pod numerami 289940 oraz 289941, mają na celu identyfikację Spółki. Zgodnie z przyjętą strategią marki, wprowadzenie nowych znaków

identyfikujących Spółkę ma na celu repozycjonowanie marki PGNiG, nadanie jej nowych, bardziej nowoczesnych i dynamicznych atrybutów wizerunku, a w efekcie wzrost wartości marki. Wraz z postępem wdrażania nowego systemu identyfikacji wizualnej na poszczególnych nośnikach, nowe znaki stopniowo zastępują ww. stare logo Spółki. Nowe oznaczenia będą wykorzystywane we wszystkich przyszłych kampaniach reklamowych Spółki.

Znaki towarowe „GAZ ZIEMNY" oraz „ŹRÓDŁO PRZYJAZNEJ ENERGII" mają na celu identyfikację podstawowego produktu Spółki jakim jest gaz ziemny oraz budowanie pozytywnych skojarzeń związanych z ww. produktem. Znaki te są wykorzystywane do prowadzenia kampanii promocyjnych (w całej Grupie PGNiG) mających na celu niwelowanie negatywnych elementów percepcji produktu takich, jak niebezpieczeństwo, czy wysoka cena oraz do budowania wizerunku produktu zgodnego z jego rzeczywistymi atrybutami.

Tabela nr 1: Najistotniejsze zarejestrowane znaki towarowe PGNiG

Lp.	Nazwa znaku	Numer w rejestrze znaków towarowych	Data zgłoszenia	Rodzaj znaku oraz przykłady towarów lub usług
1.	logo Emitenta 	98012	12 stycznia 1995 r.	znak graficzny zarejestrowany w 39 (usługi w zakresie przesyłania gazu, magazynowania gazu) oraz 42 (usługi dotyczące opiniowania i ekspertyz w zakresie rurociągów wszystkich typów, przesyłu gazu, wierceń i wydobywania gazu i ropy naftowej) klasie towarowej

Tabela nr 2: Najistotniejsze znaki towarowe PGNiG zgłoszone do rejestracji

Lp.	Nazwa znaku	Numer zgłoszenia	Data zgłoszenia	Rodzaj znaku oraz przykłady towarów lub usług
1.	GAZ ZIEMNY 	244859 244860	2 stycznia 2002 r.	znak słowno-graficzny (dwie wersje kolorystyczne) zgłoszony do rejestracji w 4 (gaz ziemny zaazotowany, gaz ziemny wysokometanowy), 37 (usługi budowlane), 39 (przesyłanie paliw gazowych), 40 (poszukiwanie, zagospodarowanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego) oraz 42 (budowa podziemnych magazynów gazu) klasie towarowej
2.	ŹRÓDŁO PRZYJAZNEJ ENERGII 	272063 272064	31 października 2003 r.	znak słowno-graficzny (dwie wersje kolorystyczne) zgłoszony w 1 (produkty chemiczne przeznaczone dla celów przemysłowych), 4 (paliwa i materiały oświetleniowe), 35 (sprzedaż gazu ziemnego), 37 (budowa, remonty i konserwacja rurociągów i gazociągów), 39 (dystrybucja i przesyłanie gazu ziemnego), 40 (przetwarzanie ropy naftowej i gazu ziemnego) oraz 42 (poszukiwania ropy naftowej i gazu ziemnego) klasie towarowej
3.	PGNiG 	289940	14 stycznia 2005 r.	znak słowno-graficzny zgłoszony do rejestracji w 1 (produkty chemiczne przeznaczone dla przemysłu i prac badawczych), 4 (paliwa, paliwa gazowe), 6 (rudy metali), 7 (maszyny i obrabiarki dla górnictwa), 11 (urządzenia i instalacje gazowe do oświetlania, ogrzewania), 12 (pojazdy i części do nich), 16 (publikacje drukowane), 35 (usługi w zakresie sprzedaży paliw, paliw gazowych), 36 (usługi finansowe i ubezpieczeniowe, usługi w zakresie zarządzania nieruchomościami), 37 (usługi budowlane), 38 (usługi telekomunikacyjne), 39 (usługi w zakresie transportu i magazynowania towarów), 40 (usługi w zakresie wytwarzania energii, usługi w zakresie przetwarzania gazu ziemnego i ropy naftowej), 41 (usługi edukacyjne i szkoleniowe), 42 (usługi w zakresie poszukiwań geologicznych) oraz 43 (usługi restauracyjne, usługi hotelarskie) klasie towarowej
4.	nowe logo Emitenta	289941	14 stycznia 2005 r.	znak graficzny zgłoszony do rejestracji w 1 (produkty chemiczne przeznaczone dla przemysłu i prac badawczych), 4 (paliwa, paliwa gazowe), 6 (rudy

				metali), 7 (maszyny i obrabiarki dla górnictwa), 11 (urządzenia i instalacje gazowe do oświetlania, ogrzewania), 12 (pojazdy i części do nich), 16 (publikacje drukowane), 35 (usługi w zakresie sprzedaży paliw, paliw gazowych), 36 (usługi finansowe i ubezpieczeniowe, usługi w zakresie zarządzania nieruchomościami), 37 (usługi budowlane), 38 (usługi telekomunikacyjne), 39 (usługi w zakresie transportu i magazynowania towarów), 40 (usługi w zakresie wytwarzania energii, usługi w zakresie przetwarzania gazu ziemnego i ropy naftowej), 41 (usługi edukacyjne i szkoleniowe), 42 (usługi w zakresie poszukiwań geologicznych) oraz 43 (usługi restauracyjne, usługi hotelarskie) klasie towarowej

14.3.2 Spółki Gazownictwa oraz EuRoPol GAZ

Na dzień 31 marca 2005 r., Spółki Gazownictwa korzystały zarówno z oznaczeń zarejestrowanych na ich rzecz jako znaki towarowe, jak i zgłoszonych przez nie do rejestracji na terytorium Polski w Urzędzie Patentowym. Znaki te nie odgrywają jednak większej roli w działalności Grupy PGNiG.

Ponadto na dzień 31 marca 2005 r. DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o. korzystały ze znaku towarowego „ŹRÓDŁO PRZYJAZNEJ ENERGII", zgłoszonego do rejestracji w Urzędzie Patentowym pod numerem 272063 przez Emitenta, na podstawie odpowiednich umów licencyjnych.

15 INFORMACJE O PROWADZONYCH PRACACH BADAWCZO-ROZWOJOWYCH ORAZ WDROŻENIOWYCH W OKRESIE OSTATNICH 3 LAT I DOKONANIACH W TYM ZAKRESIE

15.1 Prace badawczo-rozwojowe

PGNiG w głównej mierze zleca prowadzenie prac badawczo-rozwojowych specjalistycznym jednostkom naukowym i uniwersytetom, do których należą między innymi następujące placówki:

- Akademia Górniczo–Hutnicza w Krakowie;
- Instytut Nafty i Gazu w Krakowie;
- Państwowy Instytut Geologiczny w Warszawie;
- Polska Akademia Nauk;
- Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego;
- Towarzystwo Geosynoptyków „GEOS" w Krakowie;
- Towarzystwo Badania Przemian Środowiska „Geosfera" w Krakowie;
- Uniwersytet Wrocławski.

Z wymienionymi instytucjami PGNiG współpracuje od lat przy rozwiązywaniu problemów z zakresu geologii naftowej oraz przy wdrażaniu nowych technik i technologii do praktycznego wykorzystania w poszukiwaniach i rozpoznawaniu złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz w innych dziedzinach takich jak geochemia, sejsmika, geofizyka wiertnicza, wiertnictwo oraz gazownictwo. Wykonane w ostatnich latach prace badawczo - rozwojowe znalazły zastosowanie między innymi do:

- zwiększenia dokładności analiz i ocen basenów sedymentacyjnych pod kątem zmienności środowiska sedymentacyjnego, możliwości powstawania struktur i pułapek złożowych, określenia wielkości potencjału generacyjnego skał macierzystych dla ropy i gazu ziemnego oraz modelowania procesów powstawania, migracji i akumulacji węglowodorów, tj. czynników determinujących możliwość powstawania złóż ropy i gazu;
- opracowania złożonych procedur przetwarzania i interpretacji wyników prac sejsmicznych 2D i 3D dla wiernego odwzorowania położenia i geometrii obiektów złożowych, występujących w skomplikowanych warunkach strukturalnych oraz wyboru obszarów do nowych prac sejsmicznych, w których formacje złożowe charakteryzują się dobrymi cechami zbiornikowymi, a ich ocena wskazuje na nasycenie płynami

złożowymi. Wyniki tych prac wykorzystuje się bezpośrednio w projektach nowych prac sejsmicznych i geologicznych, a zwłaszcza do uściślenia lokalizacji i cech zbiornikowych pułapki złożowej;

- rozpoznawania struktur geologicznych i ich rozwoju tektonicznego na podstawie głębokich sondowań sejsmicznych oraz prac grawimetrycznych i magnetotellurycznych;
- bieżącej interpretacji geofizyki wiertniczej w oparciu o specjalistyczne badania parametrów skał i płynów złożowych (np. jądrowy rezonans magnetyczny, dyfrakcja rentgenowska, spektrometria masowa i chromatografia gazowa, porozymetria, przepływy fazowe i inne rodzaje badań);
- badania własności zbiornikowych, filtracyjnych oraz charakterystyki systemu przepływów płynów w skałach zbiornikowych dla odkrywanych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego pod kątem przygotowania danych do budowy modelu statycznego i dynamicznego złoża oraz symulacji przyszłej eksploatacji złoża;
- doboru optymalnych parametrów wiercenia, opracowania nowych rodzajów płuczek, zaczynów cementowych, konstrukcji otworów i technologii wierceń z uwzględnieniem budowy geologicznej, ciśnień porowych i gradientów szczelinowania, czyli elementów, które mogą decydować o bezawaryjnym, bezpiecznym prowadzeniu wiercenia i dowiercania optymalną średnicą oraz odpowiednimi płuczkami do poszczególnych poziomów złożowych, jak również skutecznego cementowania kolumn rur okładzinowych;
- weryfikacji zatwierdzonych zasobów gazu ziemnego w Polsce z zastosowaniem kilku metod ich szacowania;
- badania stanu możliwych zanieczyszczeń i sposobów ograniczenia oraz usuwania i utylizacji wynikających z niekorzystnego wpływu prac poszukiwawczych i rozpoznawczych na środowisko naturalne. Prace te wykonywane były sukcesywnie na wytypowanych obszarach kilkunastu czynnych kopalń ropy i gazu oraz w ponad trzydziestu miejscach po zlikwidowanych wierceniach (głównie badań odpadów i ścieków), połączonych z dopracowaniem metodyki badań i interpretacji wyników dostosowanych do aktualnych krajowych i unijnych wymogów ochrony środowiska;
- zagospodarowania wód złożowych wydobywanych w procesie eksploatacji złóż, w sposób minimalizujący zanieczyszczenie wód powierzchniowych i gleby substancjami ropopochodnymi;
- wprowadzenia i praktycznego zastosowania w warunkach złożowych nowatorskich metod selektywnego odcięcia wody przy użyciu blokatorów (emulsji) żelujących;
- likwidacji dołów urobkowych znajdujących się na terenie działalności Oddziału w Sanoku przy użyciu flory autochtonicznej;
- usuwania osadów z odwiertów, udrażniania strefy przyodwiertowej oraz usuwania osadów parafinowych z wyposażenia wgłębnego przy użyciu technologii mikrobiologicznych;
- określania i wprowadzania do stosowania optymalnej metody ochrony rur z zawartością chromu podczas zabiegów kwasowania;
- wskazania optymalnych wariantów pozyskania gazu zaazotowanego z małych złóż na Niżu Polskim oraz do przeprowadzenia oceny ekonomicznej kilku metod odazotowania gazu ziemnego;
- optymalizacji procesów eksploatacyjnych w wyniku czego możliwe będzie osiągnięcie wysokiego stopnia sczerpania złóż.

Ogólny koszt poniesiony przez PGNiG na finansowanie prac badawczo-rozwojowych w okresie ostatnich trzech lat wyniósł 24.500 tys. zł.

15.2 Prace wdrożeniowe w latach 2002 – 2004

Oprócz prac badawczo-rozwojowych realizowanych przez PGNiG, w ostatnich latach przeprowadzono w ramach budowy marki i wizerunku firmy następujące istotne prace wdrożeniowe, na łączną kwotę 238,9 tys. zł:

- przeprowadzenie audytu bazowego marki PGNiG - wykonany przez Instytut Marki Polskiej. Koszt realizacji 93.500 zł;
- badanie wizerunku marki PGNiG wśród klientów - wykonane przez spółkę ARC Rynek i Opinia Sp. z o.o. Koszt realizacji 38.500 zł;
- badanie wizerunku marki PGNiG wśród pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG - wykonane przez CASE Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych. Koszt realizacji 38.800 zł;

- badanie postrzegania i ocena znaku firmowego PGNiG S.A. na tle innych znaków firmowych -wykonane przez Pentor Instytut Badania Opinii i Rynku S.A. Koszt realizacji 26.100 zł;
- badanie postrzegania dwóch znaków graficznych: Primen i Erga oraz świadomości marki - wykonane przez SMG/KRC Poland. Koszt realizacji 42.000 zł.

16 OPIS GŁÓWNYCH INWESTYCJI KRAJOWYCH I ZAGRANICZNYCH

16.1 Nakłady inwestycyjne w latach 2001 – 2004

W latach 2001 – 2004 nakłady inwestycyjne Grupy PGNiG wyniosły łącznie 5.115 mln. zł.

Poniższa tabela przedstawia zestawienie nakładów inwestycyjnych dla Grupy Kapitałowej PGNiG w podziale na główne segmenty działalności.

Nakłady inwestycyjne Grupy PGNiG w latach 2001–2004 (w mln PLN)

	2004	2003	2002	2001	Razem
Poszukiwanie i wydobycie	562	626	619	724	**2.531**
Przesył	215	227	166	274	**882**
Magazynowanie	32	43	113	141	**329**
Dystrybucja	430	356	293	294	**1.373**
Razem	**1.239**	**1.252**	**1.191**	**1.433**	**5.115**

Źródło: PGNiG.

W latach 2001 – 2004 inwestycje o największej wartości zrealizowano w segmencie poszukiwań i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej oraz w segmencie dystrybucji. W pierwszym kwartale 2005 roku poniesione przez Grupę PGNiG nakłady inwestycyjne w obszarach przesyłu, magazynowania oraz zagospodarowania i wydobycia wyniosły odpowiednio: 19.866,9 tys. zł, 2.992,1 tys. zł i 27.532,4 tys. zł. Nakłady inwestycyjne na poszukiwania wyniosły w pierwszym kwartale 2005 roku 62,2 mln zł.

Zestawienie nakładów inwestycyjnych w segmencie poszukiwań i wydobycia przedstawia poniższa tabela.

Nakłady inwestycyjne w zakresie poszukiwania i wydobycia w latach 2001-2004 (w mln PLN)

	Poszukiwania i rozpoznanie			Zagospodarowanie i wydobycie	Razem
	krajowe	Zagraniczne	Razem		
2001	539	21	560	164	**724**
2002	436	4	440	179	**619**
2003	443	1	444	182	**626**
2004	421	1	422	140	**562**
Razem	**1.839**	**27**	**1.866**	**665**	**2.531**

Źródło: PGNiG.

W latach 2001-2004 i pierwszym kwartale 2005 r. nakłady inwestycyjne w sektorze dystrybucji gazu poniesione przez jednostki organizacyjne - Spółki Gazownictwa wyniosły łącznie 1.417,1 mln PLN. Zestawienie nakładów inwestycyjnych w tym segmencie przedstawia poniższa tabela:

Nakłady inwestycyjne Spółek Gazownictwa (w mln PLN)

	I kw. 2005	2004	2003	2002*	2001*	Razem
KSG Sp. z o.o.	7,5	68,9	75,3	59,7	73,5	**284,9**
MSG Sp. z o.o.	10,7	86,3	64,6	66,9	64,9	**293,4**
WSG Sp. z o.o.	10,5	57,5	64,9	55,9	56,9	**245,7**
GSG Sp. z o.o.	6,7	75,9	57,8	33,7	38,0	**212,1**
DSG Sp. z o.o.	4,9	98,3	55,4	51,8	32,7	**243,1**
PSG Sp. z o.o.	3,1	43,8	37,6	25,0	28,4	**137,9**

Razem	**43,4**	**430,7**	**355,6**	**293,0**	**294,4**	**1.417,1**

Źródło:PGNiG.

**Do 1 stycznia 2003 r. – oddziały Spółki.*

W segmencie przesyłu i magazynowania inwestycje o największej wartości w latach 2001-2004 dotyczyły sieci gazociągowej oraz podziemnych magazynów gazu ziemnego.

Szczegółowe informacje w zakresie obszarów inwestycji w segmencie przesyłu i magazynowania prezentuje poniższa tabela.

Nakłady inwestycyjne w segmencie przesyłu i magazynowania w latach 2001-2004

w mln PLN

	2004	**2003**	**2002**	**2001**	**Razem**
Sieć gazociągowa	109,0	156,4	96,8	116,7	**478,9**
Obiekty systemowe	75,6	59,7	55,5	126,1	**316,9**
Magazyny	31,9	42,7	112,7	141,2	**328,5**
Inne	30,8	11,0	14,1	31,3	**87,2**
Razem	**247,3**	**269,8**	**279,1**	**415,3**	**1.211,5**

Źródło: PGNiG.

Emitent poprzez spółkę EuRoPol GAZ uczestniczył również w inwestycjach w budowę polskiej części Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, jednak nie ponosił on bezpośrednio kosztów związanych z programem inwestycyjnym dla tego projektu. Emitent udzielał pożyczek na rzecz EuRoPol GAZ na ten cel. Inwestycje w tym zakresie dokonywane były przez spółkę EuRoPol GAZ. Informacje o wartości nakładów inwestycyjnych dotyczących tego projektu w latach 2001–2004 przedstawia poniższa tabela.

Nakłady inwestycyjne na budowę części Gazociągu Jamał–Europa Zachodnia znajdującej się na terytorium Polski w latach 2001 – 2004 (w mln USD)

Rok	**w mln USD**
2001	39,6
2002	10,5
2003	126,0
2004	119,4
Razem	**295,5**

Szczegółowe zestawienie najważniejszych realizowanych w latach 2001 – 2004 projektów inwestycyjnych, w poszczególnych obszarach działalności Spółki, zawiera poniższa tabela.

w tys. PLN

Przesył i podziemne magazyny gazu (PMG)	**2004**	**2003**	**2002**	**2001**	**Razem 2001-2004**
Magazyny	-	-	-	-	-
PMG Wierzchowice	2.371	12.894	85.213	109.959	**210.526**
PMG Mogilno	29.436	29.341	24.889	25.805	**109.471**
Gazociągi systemowe	-	-	-	-	-
Układ przesyłowy DN 500 Włocławek - Gdynia	32.364	27.545	9.591	16.778	**86.277**
DN 1000 Wierzchowice - Odolanów	-	-	-	28.860	**28.860**
Modernizacja DN 200 Oświęcim - Zabierzów	-	-	-	9.686	**9.686**
DN 500 Goleniów - Nowogard	-	-	2.681	6.261	**8.942**
DN 500 Gliwice - Zabrze	-	-	8.952	1.968	**10.920**
DN 300 KGZ Kościan - EC Zielona Góra	20.695	83.806	6.116	-	**110.617**
Modernizacja DN 150 Płoty - Gorzysław	12.299	11.944	-	-	**24.244**
DN 400 Mory - Piotrków Trybunalski	3.866	2.469	-	265	**6.600**
Układy przyłączeniowe	-	-	-	-	-
EC Rzeszów	-	247	6.053	-	**6.300**
EC Lublin Wrotków	-	-	-	14.366	**14.366**

Obwodnica do EC Siedlce	-	-	2.815	7.793	**10.608**
KGZ Stężyca	-	-	7.693	766	**8.459**
Gazyfikacja gminy Police	4.468	-	-	3.216	**7.684**
DN 200 Skierniewice - Łowicz	9.099	2.152	-	-	**11.251**
Obiekty systemowe	-	-	-	-	-
Układy pomiarowe na SRP	11.034	10.989	6.375	-	**28.398**
System SCADA na SRP	6.296	4.827	-	-	**11.123**
Systemy łączności bezprzewodowej	-	-	4.222	9.914	**14.136**
Węzeł Lasów	-	-	-	62.181	**62.181**
Tłocznia Jeleniów	-	-	-	24.348	**24.348**
Tłocznia Krzywa	-	-	-	34.490	**34.490**
Instalacja osuszania gazu w tłoczni Maćkowice	14.690	-	-	-	**14 690**
Modernizacja węzła Końskowola	5.804	1.807	-	-	**7.611**
Pozostałe zadania	-	-	-	-	-
Budowa budynku COT	-	-	18.447	-	**18.447**
Przestawienia odbiorców	950	19.231	2.712	-	**22.893**
Wdrożenie ZSZ (zintegrowanego systemu zarządzania)	15 494	-	-	-	**15.494**
Poszukiwania i wydobycie	**2004**	**2003**	**2002**	**2001**	**2001-2004**
Zagospodarowanie złóż	-	-	-	-	-
Dębno	-	27.529	61.424	16.324	**105.277**
Stężyca	-	-	894	23.411	**24.305**
Mełgiew, Ciecierzyn	-	12.557	39.929	6.990	**59.476**
Kościan - Brońsko	47.922	43.734	33 085	49.211	**173.952**
Lubiatów - Międzychód - Grotów	10.425	-	-	-	**10.425**
Projekt Kostrzyń (KGZ Zielin, Górzyca)	5.222	2.307	-	-	**7.529**
Modernizacje i rozbudowa kopalń	-	-	-	-	-
Modernizacja tłoczni KGZ Załęcze	-	-	4.520	7.732	**12.252**
Modernizacja tłoczni KGZ Żuchlów	-	-	9.217	12.970	**22.187**
Rozbudowa KGZ Dzików	3.925	23.451	-	-	**27.376**
Rozbudowa KGZ Kuryłówka	8.445	7.911	-	-	**16.356**
Rozbudowa KGZ Wola Obszańska	3.303	20.898	-	-	**24.201**
Odazotowanie gazu	-	-	-	-	-
Modernizacja instalacji kriogenicznej Odolanów	-	2.543	2.755	-	**5.298**
Mieszalnia gazu Grodzisk	9.996	225	-	-	**10.221**
Rozbudowa tłoczni KRIO Odolanów	5.019	-	-	-	**5.019**

16.2 Nakłady kapitałowe PGNiG w latach 2001-2005

Tworzenie/podwyższanie kapitału zakładowego	**Lata**					**Metody finansowania**
	2005	**2004**	**2003**	**2003**	**2001**	
PGNiG Przesył	-	37.920.000 (37.920 udziałów)	-	-	-	gotówka 50.000 zł, aport 37.869.960,00
Geovita Sp. z o.o.	-	85.814.000 (85.814 udziałów)	50.000 (50 udziałów)	-	-	gotówka 50.000 zł, aport 85.814.000
DSG Sp. z o.o.	-	-	70.043.000 (70.043 udziałów)	481.065.000 (481.065 udziałów)	-	gotówka 50.000 zł, aport 551.058.000 zł
GSG Sp. z o.o.	-	-	74.062.000 (74.062 udziałów)	1.214.291.000 (1.214.291 udziałów)	-	gotówka 50.000 zł, aport 1288.353.000 zł
KSG Sp. z o.o.	-	-	155.306.000	1.410.849.000	-	gotówka 50.000 zł,

Tworzenie/podwyższanie kapitału zakładowego	Lata					Metody finansowania
	2005	2004	2003	2003	2001	
			(155.306 udziałów)	(1.410.849 udziałów)		aport 1.566.155.000 zł
MSG Sp. z o.o.	-	-	118.443.000 (118.443 udziałów)	879.348.000 (879.348 udziałów)	-	gotówka 50.000 zł, aport 997.791.000 zł
PSG Sp. z o.o.	-	-	45.406.000 (45.406 udziałów)	517.234.000 (517.234 udziałów)	-	gotówka 50.000 zł, aport 562.640.000 zł
WSG Sp. z o.o.	-	-	150.756.000 (150.756 udziałów)	713.265.000 (713.265 udziałów)	-	gotówka 50.000 zł, aport 864.021.000 zł
Dewon ZSA	-	-	-	-	179.490 USD (43.656 akcji)	gotówka
IZOSTAL S.A.	-	-	-	400.000 (4.000 akcji)	-	konwersja wierzytelności
Walcownia Rur "JEDNOŚĆ" Sp. z o.o.	-	-	5.800.000 (580 udziałów)	7.,000.000 (700 udziałów)	5.510.000 (551 udziałów)	gotówka 12.510.000 zł, aport 2.800 tys. zł (odsetki), 3.000.000 zł - przyjęcie udziałów Huty "Jedność" w ramach zastawu
Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	-	-	300.000 (300 udziałów)	-	864.000 (864 udziały)	gotówka - całość
TENET 7 Sp. z o.o.	-	4.600 (8 nowych udziałów+ podwyższenie wartości starych)	400 (2 udziały)	-	-	gotówka - całość
JARLAN S.A. w upadłości	103.488 (41.395 akcji)	-	-	-	-	konwersja wierzytelności objętych podwyższeniem kapitału
PNiG Jasło Sp. z o.o.	-	-	-	-	35.000.000 (35.000 udziałów)	aport - całość (w ramach połączenia przez przyjęcie PNiG Naftgaz Sp. z o.o. w Wołominie)
PGNiG Finance BV	-	-	-	-	75.702 (200 udziałów)	gotówka - całość
Huta "Ostrowiec" S.A. w upadłości	-	-	-	-	10.000.000 (1.000.000 akcji)	konwersja wierzytelności
MPWiK Sp. z o.o.	-	-	-	-	39.680 (40 udziałów)	konwersja wierzytelności
Polskie Huty Stali S.A.	-	-	-	71.379.310 (7.137.931 akcji)	-	konwersja wierzytelności
Dopłaty						
ZRUG Sp. z o.o. Pogórska Wola	-	200.000 (zwrot)	1.600.000	-	-	gotówka/potrącenie
BN Naftomontaż Sp. z o.o.	-	-	-	-	9.140.163,21	gotówka
Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	-	-	-	-	144.000	gotówka

Źródło finansowania inwestycji: wszystkie nakłady kapitałowe finansowane były ze środków własnych PGNiG.

16.3 Nakłady kapitałowe spółek z Grupy PGNiG w latach 2001-2005

MSG Sp. z o.o.:

Tworzenie/podwyższanie kapitału zakładowego	Lata					Metody finansowania
	2005	2004	2003	2002	2001	
ZRUG Warszawa S.A.	-	-	2.940.000 (294.000 akcje)	-	-	

Pozostałe spółki Grupy PGNiG nie dokonywały w latach 2001-2005 inwestycji kapitałowych.

17 INFORMACJE O UCZESTNICTWIE PGNiG WE WSPÓLNYCH PRZEDSIĘWZIĘCIACH, SPÓŁKACH, FUNDACJACH, STOWARZYSZENIACH ORAZ DZIAŁALNOŚCI SPONSORSKIEJ I CHARYTATYWNEJ

17.1 Uczestnictwo w spółkach

Uczestnictwo PGNiG w najważniejszych spółkach zależnych, współzależnych oraz stowarzyszonych zostało przedstawione w pkt. 27 Rozdziału IV Prospektu. Poniżej przedstawione zostały spółki z udziałem PGNiG:

1. Zakład Remontowy Urządzeń Gazowniczych Wrocław Sp. z o.o. (15,88%);
2. Polski Serwis Płynów Wiertniczych Sp. z o.o. (14%);
3. Polskie Konsorcjum Energetyczne Sp. z o.o. (9,50%);
4. Walcownia Rur "JEDNOŚĆ" Sp. z o.o. (8,30%);
5. Agencja Rynku Energii S.A. (7,27%);
6. Izostal S.A. (6,02%);
7. HSW – Zakład Mechaniczny Sp. z o.o. w upadłości (5,37%);
8. JARLAN S.A. w upadłości (4,24%);
9. Huta "Ostrowiec" S.A. w upadłości (3,54%);
10. Zakłady Metalowe Dezamet S.A. (2,67%);
11. Agencja Rozwoju Regionalnego "Karpaty" S.A. (1,96%);
12. Huta Stalowa Wola S.A. (1,63%);
13. HSW – Zakład Kuźnia Matrycowa Sp. z o.o. (1,49%);
14. Agencja Rozwoju Pomorza S.A. (0,80%);
15. WS IGLOOMEAT – SOKOŁÓW Sp. z o.o. (0,56%);
16. Bank Ochrony Środowiska S.A. (0,27%);
17. PZUO WARMA S.A. w upadłości (0,16%);
18. Huta ŁAZISKA S.A. (0,07%);
19. AUTOSAN S.A. (0,06%);
20. HSW – Zakład Hutniczy Sp. z o.o. w upadłości (0,01%).

17.2 Uczestnictwo w izbach gospodarczych

Nazwa podmiotu	Przedmiot działalności	Spółki uczestniczące
Izba Gospodarcza Gazownictwa	Głównym celem działania izby jest aktywne uczestnictwo w przygotowaniu programów rozwojowych gazownictwa i tworzenie aktów prawnych dotyczących tej branży oraz propagowanie gazu ziemnego jako paliwa nowoczesnego i ekologicznego.	Grupa PGNiG
Polski Klub Kogeneracji KOGEN Polska	Celem działania klubu jest promocja i rozwój skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej, oraz wspieranie osiągnięć technicznych i naukowych w zakresie gospodarki skojarzonej.	PGNiG

Związek Pracodawców „Lewiatan” (do września 2004 roku – Związek Polskiego Przemysłu, Handlu i Finansów)	Związek reprezentuje interesy jego członków wobec pracobiorców oraz ich federacji, władz ustawodawczych, organów administracji rządowej i samorządu terytorialnego.	PGNiG
Polska Izba Inżynierów Budownictwa	Polska Izba Inżynierów Budownictwa jest samorządem zawodowym inżynierów budownictwa powołanym w celu reprezentowania i ochrony interesów zawodowych jej członków.	PGNiG DSG Sp. z o.o. KSG Sp. z o.o. GSG Sp. z o.o. WSG Sp. z o.o.

17.3 Uczestnictwo w stowarzyszeniach

Nazwa podmiotu	Przedmiot działalności	Spółki uczestniczące
Klub Wschodni – Stowarzyszenie Wspierania Handlu z krajami WNP oraz Litwą, Łotwą i Estonią	Klub Wschodni jest stowarzyszeniem działającym na rzecz wspierania handlu z krajami Wspólnoty Niepodległych Państw oraz Litwą, Łotwą i Estonią. Przy Klubie Wschodnim działa Rada Biznesu Polska-Rosja. Celem jej działania jest intensyfikacja wspólnych inicjatyw gospodarczych oraz organizacja forum gospodarczego.	PGNiG
Stowarzyszenie „Prolinea Towarzystwo Rozwoju Infrastruktury”	Celem działania stowarzyszenia jest: organizowanie współpracy przedsiębiorców prowadzących inwestycje liniowe oraz reprezentowanie ich interesów wobec administracji państwowej i samorządu terytorialnego. Stowarzyszenie wspiera także badania na temat stopnia oddziaływania różnych inwestycji liniowych na środowisko.	PGNiG MSG Sp. z o.o. EuRoPol GAZ
Stowarzyszenie Użytkowników Pojazdów Zasilanych Gazem Ziemnym (NGV Polska)	Celem stowarzyszenia jest podejmowanie działań na rzecz rozwoju rynku gazu sprężonego dla pojazdów oraz rozpowszechnianie i propagowanie wiedzy oraz kultury technicznej w zakresie paliwa gazowego.	PGNiG MSG Sp. z o.o.
Europejskie Stowarzyszenie Pojazdów na Gaz Ziemny (*European Natural Gas Vehicle Association – ENGVA*)	Celem działania stowarzyszenia jest wspieranie rozwoju rynku gazu sprężonego dla pojazdów w całej Europie poprzez stworzenie odpowiedniego środowiska ekonomicznego jak i politycznego do wspierania technologii zasilania sprężonym gazem ziemnym pojazdów oraz infrastruktury stacji napełniania gazem.	PGNiG
Baltic Gas	Celem stowarzyszenia jest stworzenie lepszych warunków do współpracy między przedsiębiorstwami, rozwoju infrastruktury i budowania rynku gazu w krajach regionu. Baltic Gas prowadzi aktywny dialog z przedstawicielami administracji, którego ważnym elementem jest współpraca z BASREC (*Baltic Sea Region Energy Cooperation*).	PGNiG
EUROGAS	EUROGAS jest jedną z najbardziej prestiżowych i liczących się europejskich organizacji branżowych skupiających przedsiębiorstwa, federacje narodowe oraz stowarzyszenia działające w sektorze gazownictwa. Jego celem jest stworzenie platformy wymiany informacji i wiedzy na temat gazu ziemnego oraz promowanie przemysłu gazowniczego w Europie, w szczególności na forum Unii Europejskiej.	PGNiG
Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego	Stowarzyszenie jest pozarządową organizacją twórczą o charakterze naukowo-technicznym, której celem jest m. in. promocja tworów nowej techniki oraz inspirowanie przedsięwzięć naukowo-technicznych.	PGNiG DSG Sp. z o.o. GSG Sp. z o.o. PSG Sp. z o.o. KSG Sp. z o.o. WSG Sp. z o.o. MSG Sp. z o.o.
GIE (*Gas Infrastructure Europe*)	*Gas Infrastructure Europe* skupia oprócz operatorów systemu przesyłowego, również operatorów LNG oraz operatorów systemów magazynowych. Celem *GIE* jest reprezentowanie interesów operatorów poszczególnych systemów na forum Unii Europejskiej oraz budowanie warunków do rozwoju europejskiej infrastruktury gazowej oraz dalszego pomyślnego rozwoju wewnętrznego rynku gazu ziemnego.	PGNiG
UNECE Gas Centre (Centrum Gazownicze działające przy Europejskiej Komisji Gospodarczej ONZ)	Celem organizacji *UNECE Gas Centre* jest promocja i rozwój przemysłu gazowego w krajach Europy Centralnej i Wschodniej. Ma wspomagać rządy oraz spółki gazowe działające w tych państwach w tworzeniu zdecentralizowanego i rządzonego prawami rynku przemysłu gazowego.	PGNiG

17.4 Uczestnictwo w fundacjach

Nazwa podmiotu	Przedmiot działalności	Spółki uczestniczące
Fundacja PGNiG S.A. im. Ignacego Łukasiewicza z siedzibą w Warszawie	Celem fundacji jest prowadzenie działalności publicznej i społecznie użytecznej na rzecz promocji i wspierania kultury, szczególnych osiągnięć w zakresie nauk podstawowych i technicznych, ochrony zabytków przemysłu gazowniczego i muzeów.	PGNiG
Fundacja Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce	Fundacja prowadzi działania na rzecz utrzymania i rozwoju Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce, zabezpieczania obiektów technicznych, urządzeń i przedmiotów mających znaczenie historyczne, a związanych z przemysłem naftowym i gazowniczym.	PGNiG
Fundacja na Rzecz Rozwoju Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w Polsce (EKO-GAZ)	Celem Fundacji jest działalność w zakresie ochrony środowiska naturalnego poprzez rozwój gazownictwa, wspieranie działalności badawczej, naukowej i naukowo-technicznej mającej na celu wydobycie i wykorzystanie gazu ziemnego.	PGNiG MSG Sp. z o.o.

17.5 Działalność sponsorska i charytatywna Grupy PGNiG

17.5.1 Działalność sponsorska

W 2004 roku działania sponsorskie PGNiG i Spółek Gazownictwa były skoncentrowane głównie w obszarze kultury, nauki i sportu. Ogółem na działalność sponsorską w 2004 roku została wydana kwota ponad 3.900 tys. zł.

Struktura wydatków na działalność sponsorską w 2004 roku przedstawiała się następująco:

Obszar	Kwota w tys. zł
Sport	2.235,2
Kultura	1.475,0
Nauka	30,6
Inne	163,2
Razem	**3.904**

Do głównych wydatków PGNiG oraz Spółek Gazownictwa na działalność sponsorską należy przeznaczenie przez PGNiG kwoty 800 tys. zł na sponsorowanie działalności Teatru Wielkiego Opery Narodowej w sezonie artystycznym 2004/2005 oraz zawarcie umów z Pilskim Towarzystwem Piłki Siatkowej „Nafta Gaz Piła", na mocy których PGNiG oraz Spółki Gazownictwa przeznaczyły w sezonach 2003-2004 i 2004-2005 kwotę 3.800 tys. zł na sponsorowanie tej drużyny. Umowa z Pilskim Towarzystwem Piłki Siatkowej „Nafta Gaz Piła" zawarta przez PGNiG na sezon 2004/2005 wygasa 30 czerwca 2005 r.

17.5.2 Działalność charytatywna

W 2004 roku na cele charytatywne PGNiG S.A. i Spółki Gazownictwa wydały 1.984,8 tys. zł. Głównymi obszarami działalności charytatywnej były: pomoc społeczna, ratowanie zdrowia i życia, edukacja, kultura i sport.

Struktura wydatków na działalność charytatywną w 2004 roku przedstawiała się następująco:

Obszar	Kwota w tys. zł
Kultura	824,5
Pomoc społeczna	574,9
Ratowanie zdrowia i życia	275,2
Edukacja	208,7
Sport	14,0

Inne	87,5
Razem	**1.984,8**

Do głównych wydatków PGNiG oraz Spółek Gazownictwa na działalność charytatywną należy przeznaczanie w 2004 roku 668 tys. zł na działalność Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce.

18 OPIS ISTOTNYCH UMÓW KREDYTU, POŻYCZKI, PORĘCZENIA, GWARANCJI

18.1 Kredyty i pożyczki udzielone Emitentowi

Umowa nr 707-2020-4-17/II/3/138/98 o kredyt na działalność inwestycyjną z dnia 14 grudnia 1998 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Bankiem BPH S.A. wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest udzielenie przez bank kredytu długoterminowego na finansowanie projektu „Rozbudowy podziemnego magazynu gazu Husów – Horyzont XII" w kwocie 99.915,5 tys. zł. Kredyt podlega spłacie w 84 ratach miesięcznych. Ostateczny termin spłaty kredytu przypada na 25 października 2007 r. Zadłużenie PGNiG na podstawie tej umowy na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 28.439,7 tys. zł. Oprocentowanie kredytu jest zmienne i stanowi sumę stawki referencyjnej WIBOR z 25. dnia poprzedniego miesiąca dla terminów miesięcznych przyjętej w banku powiększonej o marżę, której wysokość objęta została wnioskiem o niepublikowanie. Wierzytelność banku została zabezpieczona: (i) siedmioma wekslami własnymi in blanco wraz z deklaracją wekslową, (ii) hipotekami kaucyjnymi na nieruchomościach położonych w Husowie, Markowie oraz Albigowie, (iii) przewłaszczeniem na zabezpieczenie nabywanych ze środków kredytowych ruchomych środków trwałych o wartości nie mniejszej niż 52.692,1 tys. zł na podstawie umów z dnia 25 września 2000 r. oraz 16 listopada 2000 r.

Spółka złożyła oświadczenie o poddaniu się egzekucji w trybie art. 97 ust. 1 i 2 Prawa Bankowego. Bank zastrzegł sobie prawo pokrywania w okresach obrachunkowych swych należności z tytułu odsetek od kredytów ze środków pieniężnych na rachunku bieżącym Spółki, a także pokrywania zadłużenia niespłaconego w umownym terminie z wpływów na rachunek bieżący Spółki, bez jej dyspozycji i przed wszystkimi innymi płatnościami, z wyjątkiem tytułów wykonawczych i dokumentów mających moc takich tytułów. Umowa może zostać wypowiedziana przez bank z zachowaniem 30. dniowego terminu wypowiedzenia w wypadkach przewidzianych w umowie.

Zgodnie z postanowieniami umowy restrukturyzacja Spółki zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. nie stanowi naruszenia umowy i nie może być przyczyną wypowiedzenia przez bank umowy, żądania przyspieszenia spłaty kredytu lub nieudostępnienia środków ani innych roszczeń ze strony banku.

Zmiana oraz rozwiązanie Umowy Leasingu, Umowy Przesyłowej czy umowy inwestycyjnej zdefiniowanej w umowie, jak również zmiana działań podejmowanych w ramach restrukturyzacji, z wyłączeniem przypadków określonych w umowie, wymaga zgody banku.

Umowa nr 680/KID/0569 konsorcjalnego kredytu inwestycyjnego z dnia 20 lutego 1997 r. zawarta pomiędzy PGNiG oraz Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. jako zleceniobiorcą i uczestnikiem konsorcjum oraz Bankiem Polska Kasa Opieki S.A. jako uczestnikiem konsorcjum wraz z aneksem

Przedmiotem umowy jest udzielenie przez banki uczestniczące w konsorcjum kredytu w łącznej wysokości 137.500 tys. USD, z przeznaczeniem na spłatę kredytu pomostowego i sfinansowanie budowy kompleksu kopalni Dębno. Zadłużenie PGNiG na podstawie tej umowy na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 47.604,1 tys. USD. Kredyt podlega spłacie w 34 kwartalnych ratach. Ostateczny termin spłaty kredytu przypada na 30 grudnia 2007 r. Oprocentowanie kredytu zostało objęte wnioskiem o niepublikowanie.

Wierzytelność banku została zabezpieczona: (i) cesją na rzecz banków wierzytelności Spółki wynikających z umowy sprzedaży gazu ziemnego z dnia 5 lipca 1996 r. zawartej z Elektrociepłownią Gorzów S.A. oraz wszystkich wierzytelności z umów dotyczących sprzedaży ropy naftowej i kondensatów produkowanych w wyniku eksploatacji kompleksu kopalni Dębno, (ii) cesją wierzytelności przyszłych z umów sprzedaży gazu handlowego wydobywanego i uzdatnianego do postaci handlowej w kompleksie kopalni Dębno, (iii) przewłaszczeniem rzeczy oznaczonych co do tożsamości należących do majątku kompleksu kopalni Dębno, (iv) siedmioma wekslami in blanco, (v) cesją praw z polis ubezpieczających rzeczowy majątek trwały wchodzący w skład kompleksu kopalni Dębno, (vi) oświadczeniem Spółki o dobrowolnym poddaniu się egzekucji w trybie art. 97 Prawa Bankowego oraz art. 777 §1 pkt. 5 i §2 KPC

Bank może wypowiedzieć umowę kredytu w przypadkach określonych w umowie, m. in. w przypadku zwłoki z płatnością kwot należnych w terminie 7 dni roboczych od ich wymagalności, wykorzystania kwoty kredytu niezgodnie z jego przeznaczeniem, podjęcia przez Spółkę działań związanych z podziałem, reorganizacją lub zmianami własnościowymi, które w opinii banków zagrozić mogą prawidłowej realizacji przez Spółkę postanowień umowy, podjęcia działań prawnych zmierzających do przekształcenia, likwidacji, upadłości lub zawarcia układu z wierzycielami lub w sytuacji wystąpienia zdarzenia, które w istotny sposób mogłoby zagrozić realizacji jej zobowiązań.

Zgodnie z postanowieniami umowy restrukturyzacja Spółki zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. nie stanowi naruszenia umowy i nie może być przyczyną wypowiedzenia przez bank umowy, żądania przyspieszenia spłaty kredytu lub nieudostępnienia środków ani innych roszczeń ze strony banku.

Zmiana oraz rozwiązanie Umowy Leasingu, Umowy Przesyłowej czy umowy inwestycyjnej zdefiniowanej w umowie, jak również zmiana działań podejmowanych w ramach restrukturyzacji, z wyłączeniem przypadków określonych w umowie, wymaga zgody banków.

Ponoszenie przez Spółkę wydatków na rzecz PGNiG Przesył oraz zaciąganie zadłużenia finansowego przez PGNiG oraz podmioty zależne na jakiekolwiek składniki majątku ruchomego, nieruchomego lub infrastrukturę do przesyłania gazu oraz zgoda na włączenie jakichkolwiek składników majątkowych służących do przesyłu gazu do Umowy Leasingu, uzależnione zostało od spełnienia określonych warunków m. in. od posiadania koncesji przez PGNiG Przesył na przesyłanie gazu w Polsce, zatwierdzenia planu rozwoju PGNiG Przesył przez Prezesa URE. Podejmowanie działań przewidzianych przez Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. uzależnione zostało od dostarczenia bankom w kwietniu 2005 roku ostatecznego raportu wyceny, nieróżniącego się istotnie od projektu raportu wyceny i określającego wartość składników majątkowych Spółki, które zostaną oddane w leasing PGNiG Przesył na podstawie Umowy Leasingu na kwotę, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Ostateczny raport wyceny został przekazany przez PGNiG 29 kwietnia 2005 r. Bankowi Handlowemu w Warszawie S.A., który w imieniu PGNiG jako doradca Spółki przekazał raport bankom.

Umowa nr 103 o kredyt inwestycyjny długoterminowy w złotych z dnia 10 września 1999 r. zawarta pomiędzy PGNiG Oddział w Sanoku a Bankiem Polska Kasa Opieki S.A. Oddział w Sanoku

Przedmiotem umowy jest udzielenie kredytu przez bank na kwotę 41.475,7 tys. zł na finansowanie zagospodarowania złoża gazu ziemnego Szczepanów (koszt inwestycji 45.685 tys. zł.). Zadłużenie PGNiG na podstawie tej umowy na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 5.655,8 tys. zł. Termin spłaty kredytu przypada na 25 grudnia 2005 r. Oprocentowanie kredytu jest zmienne i stanowi sumę referencyjnej stawki WIBOR dla depozytów jednomiesięcznych oraz marży banku, której wartość objęta została wnioskiem o niepublikowanie. Wierzytelność banku została zabezpieczona: (i) wekslem własnym in blanco wystawionym przez PGNiG wraz z deklaracją wekslową do kwoty kredytu wraz z odsetkami, prowizjami i innymi należnościami banku, (ii) pełnomocnictwem do potrącania kwoty niespłaconego kredytu z bankowego rachunku bieżącego banku, (iii) oświadczeniem Spółki o poddaniu się egzekucji.

Umowa przewiduje możliwość przeprowadzenia restrukturyzacji Spółki w ramach Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., która to okoliczność nie stanowi naruszenia umowy i nie może być przyczyną wypowiedzenia przez bank umowy, żądania przyspieszenia spłaty kredytu lub nieudostępnienia środków ani innych roszczeń ze strony banku.

Umowa kredytowa z dnia 12 grudnia 2003 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Bankiem Austria Creditanstalt AG, Bankiem Przemysłowo–Handlowym PBK S.A., Bankiem Tokyo-Mitsubishi LTD, BNP Paribas, Bankiem Handlowym w Warszawie S.A., Credit Agricole Indosuez, Deutsche Bank AG, KBC Bank, Kredyt Bankiem S.A., Mizuho Corporate Bank LTD, Powszechną Kasą Oszczędności Bank Polski S.A., Bankiem Polska Kasa Opieki S.A., Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited, Westlb AG, London Branch, a Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited jako agentem

Przedmiotem umowy jest kredyt do łącznej wysokości 600.000 tys. EUR, który może zostać udzielony w okresie 23 lub 35 miesięcy po dniu podpisania umowy z przeznaczeniem na finansowanie zobowiązań Spółki powstałych w czasie realizacji przez obligatariuszy opcji „*put*", z uwagi na utratę przez Spółkę ratingu inwestycyjnego lub wcześniejszy wykup lub umorzenie obligacji. Umowa określa procedury związane z uruchomieniem i uzyskaniem kwot kredytu w razie zaistnienia okoliczności uzasadniających jego otrzymanie. Termin spłaty kredytu przypada po upływie 24 miesięcy po dniu podpisania umowy. Powyższy termin może zostać przedłużony na pisemne żądanie Spółki o kolejne 12 miesięcy. Zadłużenie PGNiG na podstawie tej umowy na dzień 30 kwietnia 2005 r. wyniosło 600.000 tys. EUR. Spółka ma prawo do wcześniejszej spłaty kredytu w całości lub w części, nie mniejszej jednak niż 25.000 tys. EUR lub wielokrotności 5.000 tys. EUR.

Oprocentowanie kredytu jest zmienne w okresie odsetkowym wynoszącym jeden lub trzy miesiące (albo inny okres uzgodniony z agentem, na który banki wyraziły zgodę). Oprocentowanie ustalane jest dla każdego kredytu w danym okresie odsetkowym jako łączna suma marży, której wartość objęta została wnioskiem o niepublikowanie i referencyjnej stopy EURIBOR. Bank może zażądać wcześniejszej spłaty kredytu w części lub całości, w przypadku (i) utraty przez Skarb Państwa posiadania lub kontroli (bezpośredniej albo pośredniej) nad co najmniej 51% kapitału zakładowego Spółki lub (ii) utraty przez Spółkę posiadania lub kontroli (bezpośredniej albo pośredniej) nad co najmniej 51% kapitału zakładowego Spółek Gazownictwa, (iii) emisji akcji przez Spółkę lub Spółki Gazownictwa po dniu podpisania umowy, gdy środki pozyskane z takiej emisji będą wykorzystane do spłaty równorzędnych zobowiązań Grupy Kapitałowej PGNiG, (iv) rozporządzenia przez Spółkę udziałami Spółek Gazownictwa będących gwarantami niniejszej umowy. Umowa nakłada na Spółkę oraz Spółki Gazownictwa liczne restrykcje związane z obciążaniem majątku, generowaniem zadłużenia, dysponowania majątkiem, udzielaniem gwarancji, dokonywaniem zmian w zakresie przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności, zmian struktury, a także zobowiązania dotyczące ubezpieczenia przedsiębiorstw, utrzymania statusu i prowadzenia działalności gospodarczej, uzyskania koniecznych pozwoleń w zakresie ochrony środowiska i przestrzegania przepisów z zakresu ochrony środowiska oraz utrzymywania warunków finansowych na poziomie określonym w umowie.

Umowa przewiduje możliwość przeprowadzenia przez Spółkę restrukturyzacji, zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., zgodnie z którym ma nastąpić m. in. oddanie PGNiG Przesył przez PGNiG w leasing sieci przesyłowej z opcją sprzedaży PGNiG Przesył składników majątkowych tworzących sieci przesyłowe w trakcie trwania Umowy Lesingu po ich wartości rynkowej, a także nieodpłatne przeniesienie przez PGNiG na rzecz Skarbu Państwa wszystkich udziałów w PGNiG Przesył.

Ponoszenie przez Spółkę wydatków na rzecz PGNiG Przesył oraz zaciąganie zadłużenia finansowego przez PGNiG oraz podmioty zależne na jakiekolwiek składniki majątku ruchomego, nieruchomego lub infrastrukturę do przesyłania gazu oraz zgoda na włączenie jakichkolwiek składników majątkowych służących do przesyłu gazu do Umowy Leasingu, uzależnione zostały od spełnienia określonych warunków m. in. od posiadania koncesji przez PGNiG Przesył na przesyłanie gazu w Polsce, zatwierdzenia planu rozwoju PGNiG Przesył przez Prezesa URE. Podejmowanie działań przewidzianych przez Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. uzależnione zostało od dostarczenia bankom w kwietniu 2005 roku ostatecznego raportu wyceny nieróżniącego się istotnie od projektu raportu wyceny i określającego wartość składników majątkowych Spółki, które zostaną oddane w leasing PGNiG Przesył na podstawie Umowy Leasingu na kwotę, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Ostateczny raport wyceny został przekazany przez PGNiG 29 kwietnia 2005 r. Bankowi Handlowemu w Warszawie S.A., który w imieniu PGNiG jako doradca Spółki przekazał raport bankom.

Umowa podlega prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie.

Umowa została zabezpieczona gwarancją z dnia 6 kwietnia 2005 r. udzielona przez DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o. Umowa została opisana w pkt. 18.2.1 niniejszego Rozdziału.

Spółka w dniu 31 marca 2005 r. złożyła oświadczenie w formie aktu notarialnego w trybie art. 777 § 1 pkt. 5 KPC w stosunku do banków zagranicznych – uczestników konsorcjum, a w dniu 30 marca 2005 r., w trybie art. 97 Prawa Bankowego, w stosunku do banków krajowych – uczestników konsorcjum o poddaniu się egzekucji, do kwoty stanowiącej 150% zaangażowania kredytowego danego banku.

Umowa z dnia 14 sierpnia 2000 r. zawarta pomiędzy PGNiG a ABN Amro Bank N.V. jako organizatorem oraz Bank Tokyo – Mistsubishi LTD. i Fuji Bank Limited, Banca Nazionale del Lavoro International, Bankiem Śląskim S.A., Fortis Bankiem Polska S.A., Kredyt Bankiem S.A., Norddeutsche Landesbank Luxemburg S.A.

Przedmiotem umowy jest udzielenie Spółce kredytów do łącznej wysokości stanowiącej równowartość 200.000 tys. EUR w okresie 12 miesięcy od dnia podpisania umowy, z przeznaczeniem na ogólne cele związane z prowadzeniem działalności. Spółka zaciągnęła na podstawie umowy kredyt w wysokości 180.000 tys. EUR. Zadłużenie PGNiG na podstawie tej umowy na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 36.000 tys. EUR. Spółka zobowiązana jest do spłaty kwoty kredytu w całości w 5 równych ratach płatnych co pół roku, przy czym pierwsza rata spłaty powinna nastąpić 36 miesięcy po dniu podpisania umowy, a kolejne raty powinny zostać spłacone z zachowaniem sześciomiesięcznych odstępów. Termin spłaty ostatniej raty kredytu przypada 14 sierpnia 2005 r. Bank może zażądać wcześniejszej spłaty pożyczki w przypadku: (i) utraty przez Skarb Państwa posiadania lub kontroli (bezpośredniej albo pośredniej) nad co najmniej 51% kapitału zakładowego Spółki lub (ii) decyzji polskiego Rządu lub Spółki w kwestii reorganizacji, innej niż dopuszczalna reorganizacja zdefiniowana w umowie. Oprocentowanie kredytu jest zmienne w okresie odsetkowym wynoszącym jeden lub trzy miesiące (albo innym okresie uzgodnionym z agentem, na który banki wyraziły zgodę). Oprocentowanie

ustalane jest przez agenta dla każdego kredytu w danym okresie odsetkowym jako łączna suma marży, której wartość objęta została wnioskiem o niepublikowanie oraz referencyjnej stawki EURIBOR lub LIBOR. Odsetki narosłe na kwocie każdego kredytu płatne są w ostatnim dniu każdego okresu odsetkowego dla danego kredytu. Umowa nakłada na Spółkę oraz spółki zależne liczne restrykcje związane z obciążaniem majątku, udzielaniem gwarancji, dysponowaniem znaczącą częścią majątku, dokonywaniem zmian przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności, z wyłączeniem zmian wynikających z restrukturyzacji w ramach Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., zmian struktury, a także zobowiązania dotyczące ubezpieczenia przedsiębiorstw, utrzymania statusu i prowadzenia działalności gospodarczej, uzyskania koniecznych pozwoleń w zakresie ochrony środowiska i przestrzegania przepisów z zakresu ochrony środowiska oraz utrzymywania warunków finansowych na poziomie określonym w umowie.

Banki wyraziły zgodę na przeprowadzenie przez Spółkę restrukturyzacji, zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., zgodnie z którym ma nastąpić m. in. oddanie PGNiG Przesył przez PGNiG w leasing sieci przesyłowej z opcją sprzedaży PGNiG Przesył składników majątkowych tworzących sieci przesyłowe w trakcie trwania Umowy Lesingu po ich wartości rynkowej, a także nieodpłatne przeniesienie przez PGNiG na rzecz Skarbu Państwa wszystkich udziałów w PGNiG Przesył.

Ponoszenie przez Spółkę wydatków na rzecz PGNiG Przesył oraz zaciąganie zadłużenia finansowego przez PGNiG oraz podmioty zależne na jakiekolwiek składniki majątku ruchomego, nieruchomego lub infrastrukturę do przesyłania gazu oraz zgoda na włączenie jakichkolwiek składników majątkowych służących do przesyłu gazu do Umowy Leasingu, uzależnione zostało od spełnienia określonych warunków m. in. od posiadania koncesji przez PGNiG Przesył na przesyłanie gazu w Polsce, zatwierdzenia planu rozwoju PGNiG Przesył przez Prezesa URE.

Podejmowanie działań przewidzianych przez Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. uzależnione zostało od dostarczenia bankom w kwietniu 2005 roku ostatecznego raportu wyceny, nieróżniącego się istotnie od projektu raportu wyceny i określającego wartość składników majątkowych Spółki, które zostaną oddane w leasing PGNiG Przesył na podstawie Umowy Leasingu na kwotę, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Ostateczny raport wyceny został przekazany przez PGNiG 29 kwietnia 2005 r. Bankowi Handlowemu w Warszawie S.A., który w imieniu PGNiG jako doradca Spółki przekazał raport bankom.

Banki zrzekły się praw i roszczeń w związku z naruszeniami umowy kredytowej wynikającymi z zawarcia lub wykonywania czynności lub transakcji stanowiących przedmiot restrukturyzacji w ramach Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. i kredytu udzielonego na podstawie umowy z 12 grudnia 2003 r., zabezpieczonego poddaniem się przez PGNiG egzekucji zgodnie z art. 777 § 1 pkt 5 KPC oraz związanymi z gwarancjami Spółek Gazownictwa z 6 kwietnia 2005 r. zabezpieczonych poddaniem się przez Spółkę egzekucji, w celu sfinansowania przedterminowej spłaty Euroobligacji.

Umowa podlega prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy z podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie, a na żądanie banków spory rozstrzygane będą przez Londyński Sąd Arbitrażu Międzynarodowego. Umowa została zabezpieczona gwarancją udzieloną 24 grudnia 2002 r. przez DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o., WSG Sp. o.o. Umowa została opisana w pkt. 18.2.1 niniejszego Rozdziału.

Umowa z dnia 15 stycznia 2003 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Bankiem Handlowym w Warszawie S.A., Bankiem Polska Kasa Opieki S.A., Kredyt Bankiem S.A., ING Bankiem Śląskim S.A., Bankiem Gospodarki Żywnościowej S.A., Nardea Bank Polska S.A., Credit Lyonnais Bank Polska S.A., Danske Bank Polska S.A., Nord.LB Bank Polska Norddeutsche Landesbank S.A., Bankiem Ochrony Środowiska S.A., Bankiem Zachodnim WBK S.A. jako bankami oraz Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. jako agentem, wraz z umową zmieniającą z dnia 5 maja 2004 r. oraz aneksami

Przedmiotem umowy jest udzielenie Spółce linii kredytowej na kwotę stanowiącą ekwiwalent 150.000 tys. USD na okres do 15 sierpnia 2005 r. z przeznaczeniem na finansowanie linii kredytowej uruchomionej na podstawie umowy z dnia 19 lipca 2001 r. Bank Tokyo – Mitsubishi LTD, Credit Agricole Idosuez, ING Bank N.V. Oddział w Warszawie, Mizuho Bank Nederland N.V., San Paolo SpA i Societe Generale Oddział w Warszawie w kwocie 150.000 tys. USD. Zadłużenie PGNiG na podstawie tej umowy na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 570.355 tys. zł. Termin spłaty kredytu przypada w dniu 15 sierpnia 2005 r. Spółka może dokonać wcześniejszej spłaty kredytu w całości lub w części nie mniejszej jednak niż 5.000 tys. zł lub wielokrotności tej kwoty. W przypadku utraty przez Skarb Państwa posiadania lub kontroli (bezpośredniej albo pośredniej) nad co najmniej 51% kapitału zakładowego Spółki lub decyzji polskiego Rządu lub Spółki w kwestii reorganizacji, innej niż zdefiniowana w umowie dopuszczalna reorganizacja, bank może bezzwłocznie unieważnić linię kredytową i zażądać spłaty całości lub części kwoty udzielonego kredytu. Umowa przewiduje, iż w razie emisji akcji i przeznaczenia środków z tego tytułu na spłatę równorzędnych zobowiązań Spółki, kwoty kredytu podlegają spłacie proporcjonalnie do zobowiązań spłaconych ze środków pochodzących z emisji. Oprocentowanie kredytu

jest zmienne w okresie odsetkowym wynoszącym trzy miesiące. Oprocentowanie ustalane jest przez agenta i stanowi sumę marży, której wartość objęta jest wnioskiem o niepublikowanie, referencyjnej stawki WIBOR oraz kosztów obowiązkowych. Umowa nakłada na Spółkę oraz spółki zależne liczne restrykcje związane z obciążaniem majątku, udzielaniem gwarancji, dysponowaniem znaczącą częścią majątku, dokonywaniem zmian przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności, zmianami struktury, a także zobowiązania dotyczące ubezpieczenia przedsiębiorstw, utrzymania statusu i prowadzenia działalności gospodarczej, uzyskania koniecznych pozwoleń w zakresie ochrony środowiska i przestrzegania przepisów z zakresu ochrony środowiska oraz utrzymywania warunków finansowych na poziomie określonym w umowie.

Banki wyraziły zgodę na przeprowadzenie przez Spółkę restrukturyzacji, zgodnej z Programem Prywatyzacji i Restrukturyzacji PGNiG z 2004 r., zgodnie z którym ma nastąpić m. in. oddanie PGNiG Przesył przez PGNiG w leasing sieci przesyłowej z opcją sprzedaży składników majątkowych tworzących sieci przesyłowe w trakcie trwania Umowy Leasingu po ich wartości rynkowej, a także nieodpłatne przeniesienie przez PGNiG na rzecz Skarbu Państwa wszystkich udziałów w PGNiG Przesył.

Ponoszenie przez Spółkę wydatków na rzecz PGNiG Przesył oraz zaciąganie zadłużenia finansowego przez PGNiG oraz podmioty zależne na jakiekolwiek składniki majątku ruchomego, nieruchomego lub infrastrukturę do przesyłania gazu oraz zgoda na włączenie jakichkolwiek składników majątkowych służących do przesyłu gazu do Umowy Leasingu, uzależnione zostało od spełnienia określonych warunków m. in. od posiadania koncesji przez PGNiG Przesył na przesyłanie gazu w Polsce, zatwierdzenia planu rozwoju PGNiG Przesył przez Prezesa URE.

Podejmowanie działań przewidzianych przez Program Prywatyzacji i Restrukturyzacji PGNiG z 2004 r. uzależnione zostało od dostarczenia bankom w kwietniu 2005 roku ostatecznego raportu wyceny nieróżniącego się istotnie od projektu raportu wyceny, określającego wartość składników majątkowych Spółki, które zostaną oddane w leasing PGNiG Przesył na podstawie Umowy Leasingu na kwotę, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Ostateczny raport wyceny został przekazany przez PGNiG 29 kwietnia 2005 r. Bankowi Handlowemu w Warszawie S.A., który w imieniu PGNiG jako doradca Spółki przekazał raport bankom.

Umowa podlega prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie.

Umowa została zabezpieczona gwarancją z dnia 15 stycznia 2003 r. udzieloną przez DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG SP. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o. Umowa została opisana w pkt. 18.2.1 niniejszego Rozdziału.

<u>Umowa finansowa z dnia 30 lipca 1990 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Europejskim Bankiem Inwestycyjnym wraz z aneksem</u>

Przedmiotem umowy jest kredyt w wysokości równej równowartości 50.000 tys. ECU (63.428,5 tys. USD według średniego kursu ważonego na dzień ciągnienia poszczególnych transzy kredytu - 1.2686) z przeznaczeniem na projekt rozwoju polskiego systemu gazu, szczegółowo opisany w załączniku do umowy, obejmujący m. in. rozwój złóż gazu, finansowanie skomputeryzowanego systemu nadzoru i gromadzenia danych SCADA, a także rozbudowy infrastruktury przesyłowej i sprężania gazu oraz szkolenia i seminaria. Średnie oprocentowanie kredytu zostało objęte wnioskiem o niepublikowanie. Zadłużenie PGNiG na podstawie tej umowy na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 13.214,3 tys. USD. Termin spłaty kredytu przypada na dzień 20 kwietnia 2007 r. Stopa odsetek, według której oprocentowane są pozostające do spłaty kwoty kredytu ustalana jest przez bank według powszechnie stosowanych w danym okresie zasad dotyczących udzielania kredytów na podobnych warunkach oraz walucie innym pożyczkobiorcom. Odsetki od rat kredytu są płatne dwa razy w roku z dołu. Umowa może być rozwiązana w przypadku nieterminowej spłaty kwoty należności, dostarczenia dokumentów zawierających nieprawdziwe informacje, zaprzestania prowadzenia działalności przez Spółkę, niewypłacalności, naruszenia postanowień umowy.

Umowa została zabezpieczona gwarancją udzieloną przez Skarb Państwa umową z dnia 3 lipca 1990 r. Umowa podlega prawu luksemburskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez Trybunał Sprawiedliwości Wspólnot Europejskich.

Bank wyraził zgodę na restrukturyzację PGNiG zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. i zrzekł się dochodzenia praw w związku z naruszeniami postanowień umowy wynikającymi m. in. z umowy kredytu z dnia 12 grudnia 2003 r., zabezpieczonego poddaniem się egzekucji przez PGNiG zgodnie z art. 777 § 1 pkt 5 KPC oraz związanymi z gwarancjami Spółek Gazownictwa z dnia 6 kwietnia 2005 r. zabezpieczonych poddaniem się egzekucji przez Spółkę na sfinansowanie wykupu Euroobligacji.

Umowa kredytowa z dnia 19 czerwca 2001 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Credit Suisse First Boston International wraz z aneksem

Przedmiotem umowy jest linia kredytowa w wysokości 100.000 tys. USD z przeznaczeniem na zakup gazu na warunkach rynkowych. Kwota kredytu może zostać zwiększona, jednakże łączna kwota kredytu nie może przekroczyć kwoty 200.000 tys. USD. Dodatkowa kwota kredytu może zostać przeznaczona na finansowanie zakupu gazu lub infrastruktury zaakceptowanej przez udzielającego kredytu. Kwota kredytu powinna zostać spłacona w 12 równych ratach. Spółka może dokonać wcześniejszej spłaty kredytu w całości lub w części nie mniejszej niż 10.000 tys. USD lub wielokrotność tej kwoty za pisemną zgodą wyrażoną przez bank. Zadłużenie Spółki z tytułu umowy na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 91.666,7 tys. USD. Termin spłaty pierwszej transzy kredytu przypada 22 czerwca 2006 r., a drugiej transzy kredytu 6 września 2006 r. Kredyt podlega oprocentowaniu według rocznej stopy oprocentowania, na którą składa się suma marży, której wartość objęta jest wnioskiem o niepublikowanie, kosztów oraz stawki referencyjnej LIBOR. Umowa nakłada na Spółkę oraz spółki zależne liczne restrykcje związane z obciążaniem majątku, udzielaniem pożyczek gwarancji, dysponowaniem majątkiem, dokonywaniem zmian przedmiotu prowadzonej działalności, a także zobowiązania dotyczące działania zgodnego z obowiązującym prawem, wykonywania postanowień zawartych w umowach dostawy gazu, utrzymywaniem warunków finansowych na poziomie określonym w umowie.

Bank wyraził zgodę na przeprowadzenie przez Spółkę restrukturyzacji, zgodnej z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., zgodnie z którym ma nastąpić m. in. oddanie PGNiG Przesył przez PGNiG w leasing sieci przesyłowej z opcją sprzedaży składników majątkowych tworzących sieci przesyłowe w trakcie trwania Umowy Leasingu po ich wartości rynkowej, a także nieodpłatne przeniesienie przez PGNiG na rzecz Skarbu Państwa wszystkich udziałów w PGNiG Przesył.

Ponoszenie przez Spółkę wydatków na rzecz PGNiG Przesył oraz zaciąganie zadłużenia finansowego przez PGNiG oraz podmioty zależne na jakiekolwiek składniki majątku ruchomego, nieruchomego lub infrastrukturę do przesyłania gazu oraz zgoda na włączenie jakichkolwiek składników majątkowych służących do przesyłu gazu do Umowy Leasingu, uzależnione zostało od spełnienia określonych warunków m. in. od posiadania koncesji przez PGNiG Przesył na przesyłanie gazu w Polsce, zatwierdzenia planu rozwoju PGNiG Przesył przez Prezesa URE.

Podejmowanie działań przewidzianych przez Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. uzależnione zostało od dostarczenia bankowi w kwietniu 2005 roku ostatecznego raportu wyceny, nieróżniącego się od projektu raportu wyceny, określającego wartość składników majątkowych Spółki, które zostaną oddane w leasing PGNiG Przesył na podstawie Umowy Leasingu na kwotę, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Ostateczny raport wyceny został przekazany przez PGNiG 29 kwietnia 2005 r. Bankowi Handlowemu w Warszawie S.A., który w imieniu PGNiG jako doradca Spółki przekazał raport bankowi.

Bank zrzekł się praw związanych z naruszeniami umowy kredytowej spowodowanymi zawarciem lub wykonywaniem czynności lub transakcji stanowiących przedmiot restrukturyzacji w ramach Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. kredytu udzielonego na podstawie umowy z 12 grudnia 2003 r., zabezpieczonego poddaniem się egzekucji przez Spółkę zgodnie z art. 777 § 1 pkt 5 KPC oraz gwarancjami Spółek Gazownictwa z dnia 6 kwietnia 2005 r., zabezpieczonych poddaniem się egzekucji przez Spółkę w celu sfinansowania przedterminowej spłaty Euroobligacji.

Umowa podlega prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie.

Umowa została zabezpieczona gwarancją z dnia 24 grudnia 2002 r. udzieloną przez DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o. Umowa została opisana w pkt. 18.2.1 niniejszego Rozdziału.

18.2 Gwarancje na zabezpieczenie zobowiązań PGNiG

18.2.1 Gwarancje udzielone przez Spółki Gazownictwa

Umowa w sprawie udzielenia gwarancji z dnia 24 grudnia 2002 r. zawarta pomiędzy PGNiG a DSG Sp. z o.o., GSG. SP. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o. wraz z aneksem

Przedmiotem umowy jest zobowiązanie Spółek Gazownictwa do udzielenia solidarnie nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji terminowej spłaty całkowitych zobowiązań wynikających z emisji Euroobligacji przez PGNiG Finance B.V. o łącznej wartości nominalnej na dzień zawarcia umowy gwarancji 700.000 tys. EUR oraz nieodwołalnych i bezwarunkowych gwarancji terminowej spłaty zobowiązań wynikających z następujących umów kredytowych PGNiG:

- umowy z dnia 14 sierpnia 2000 r. dwuwalutowego kredytu terminowego w wysokości 200.000 tys. EUR z ABN Amro Bank N.V. oraz konsorcjum banków;
- umowy kredytowej z dnia 19 czerwca 2001 r. w wysokości 200.000 tys. USD z Credit Suisse First Boston International;
- umowy z dnia 19 lipca 2001 r. kredytu terminowego w wysokości 150.000 tys. USD z Societe Generale, Oddział w Warszawie oraz konsorcjum banków. Umowa ta została spłacona 17 stycznia 2003 r.;
- umowy kredytu dwuwalutowego w wysokości 200.000 tys. USD, która miała zastąpić umowę z 19 lipca 2001 r. zawartą z Societe Generale Oddział w Warszawie. Umowa została zawarta 15 stycznia 2003 r. z Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. i została opisana w pkt. 18.1 niniejszego Rozdziału.

Maksymalna kwota zobowiązań z tytułu gwarancji wynosi 2.469.000 tys. EUR. Każda ze Spółek Gazownictwa zobowiązana jest w przypadku niezapłacenia przez PGNiG lub PGNiG Finance B.V. jakiejkolwiek kwoty przypadającej do zapłaty, zapłacić taką kwotę na żądanie wierzyciela oraz pokryć na żądanie wierzyciela wszelkie straty i zobowiązania poniesione lub zaciągnięte przez wierzyciela w przypadku gdyby którekolwiek ze zobowiązań PGNiG lub PGNiG Finance B.V. objętych gwarancją udzieloną przez Spółkę Gazownictwa przestało być skuteczne. PGNiG zobowiązany jest do zapłaty kwartalnego wynagrodzenia w kwocie stanowiącej 0,1875% kwoty zadłużenia PGNiG objętego gwarancją według stanu i wyceny tego zadłużenia w ewidencji księgowej PGNiG na koniec poprzedniego kwartału. Płatność wynagrodzenia następuje kwartalnie na rzecz każdej ze Spółek Gazownictwa w wysokości 1/6 wartości wynagrodzenia. Celem zabezpieczenia ewentualnych roszczeń Spółek Gazownictwa, PGNiG zobowiązany był do złożenia w stosunku do Spółek Gazownictwa oświadczenia o dobrowolnym poddaniu się egzekucji w formie aktu notarialnego do kwoty 2.469.000 tys. EUR, które nie zostało złożone.

Umowa gwarancji z dnia 24 grudnia 2002 r. zawarta pomiędzy DSG Sp. z o.o., GSG. Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o. PSG Sp. z o.o., WSG Sp. z o.o. a ABN Amro Bank N.V.

Przedmiotem umowy jest gwarancja wykonania przez PGNiG zobowiązań wynikających z umowy kredytowej z dnia 14 sierpnia 2000 r. dotyczącej kredytu w wysokości 200.000 tys. EUR. Spółki Gazownictwa udzieliły nieodwołalnej, bezwarunkowej i solidarnej gwarancji terminowego wykonania przez PGNiG wszystkich zobowiązań wynikających z umowy kredytowej, a w przypadku niezapłacenia przez PGNiG jakiejkolwiek kwoty przypadającej do zapłaty, uiszczenia kwoty zobowiązania oraz pokrycia na żądanie agenta wszelkich strat i zobowiązań poniesionych lub zaciągniętych przez strony finansujące, w przypadku gdyby którekolwiek ze zobowiązań PGNiG objętych gwarancją przestało być skuteczne, ważne czy zgodne z prawem. Łączna kwota zobowiązania każdego z gwarantów wynosi 300.000 tys. USD. Gwarancja została udzielona do dnia spłaty zobowiązań PGNiG lub do dnia 30 października 2006 r. w zależności od tego, które ze zdarzeń nastąpi wcześniej. Wszelkie roszczenia związane z gwarancją powinny zostać zgłoszone przez strony finansujące najpóźniej do 30 października 2007 r. Spółki Gazownictwa zobowiązały się do podejmowania działań mających na celu zachowanie swojej osobowości prawnej, zapewnienia kwalifikacji do prowadzenia działalności oraz zapewnienia by zobowiązania wynikające z gwarancji były co najmniej równoważne wszystkim innym niezabezpieczonym zobowiązaniom. Gwaranci nie mają prawa dokonać cesji, przeniesienia, nowacji praw i obowiązków wynikających z umowy na inną osobę. Umowa podlega prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie i na żądanie banków mogą zostać przekazane do rozstrzygnięcia Londyńskiemu Sądowi Arbitrażu Międzynarodowego.

Umowa gwarancji z dnia 24 grudnia 2002 r. zawarta pomiędzy dodatkowymi gwarantami DSG Sp. z o.o., GSG. sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o., WSG Sp. z o.o. a Citicorp Trustee Company Limited

Gwarancja została udzielona w związku z emisją obligacji przez PGNiG Finance B.V., gwarancji której udzieliło PGNiG. Spółki Gazownictwa jako dodatkowi gwaranci udzieliły nieodwołalnej bezwarunkowej i solidarnej gwarancji terminowego wykonania przez PGNiG Finance B.V. zobowiązań wynikających z umowy powierniczej z dnia 30 października 2001 r., zapłaty jakiejkolwiek części kwoty głównej, premii emisyjnej, nieuiszczonych odsetek, pokrycia na żądanie powiernika wszelkich strat i zobowiązań poniesionych lub zaciągniętych przez powiernika, w przypadku gdyby którekolwiek ze zobowiązań PGNiG Finance B.V. objętych gwarancją przestało być skuteczne, ważne lub zgodne z prawem. Łączna kwota zobowiązań Spółek Gazownictwa nie może przekroczyć 1.374.000 tys. EUR. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie i na żądanie banków mogą zostać przekazane do rozstrzygnięcia Londyńskiemu Sądowi Arbitrażu Międzynarodowego.

Umowa gwarancji z dnia 24 grudnia 2002 r. zawarta pomiędzy DSG Sp. z o.o., GSG. sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o., WSG Sp. z o.o. a Credit Suisse First Boston International

Przedmiotem umowy jest gwarancja wykonania przez PGNiG zobowiązań wynikających z umowy kredytowej z dnia 19 czerwca 2001 r. dotyczącej kredytu w wysokości 200.000 tys. USD. Spółki Gazownictwa udzieliły nieodwołalnej, bezwarunkowej i solidarnej gwarancji terminowego wykonania przez PGNiG wszystkich zobowiązań wynikających z umowy kredytowej, a w przypadku niezapłacenia przez PGNiG jakiejkolwiek kwoty przypadającej do zapłaty, kwoty zobowiązania oraz pokrycia na żądanie agenta wszelkich strat i zobowiązań poniesionych lub zaciągniętych przez strony finansujące, w przypadku gdyby którekolwiek ze zobowiązań PGNiG objętych gwarancją przestało być skuteczne, ważne czy zgodne z prawem. Łączna kwota zobowiązania każdego z gwarantów wynosi 225.000 tys. USD. Gwarancja została udzielona do dnia spłaty zobowiązań PGNiG lub do dnia 30 października 2006 r., w zależności od tego, które ze zdarzeń nastąpi wcześniej. Wszelkie roszczenia związane z gwarancją powinny zostać zgłoszone przez strony finansujące najpóźniej do 30 października 2007 r. Spółki Gazownictwa zobowiązały się do podejmowania działań mających na celu zachowanie swojej osobowości prawnej, zapewnienia kwalifikacji do prowadzenia działalności oraz zapewnienia, by zobowiązania wynikające z gwarancji były co najmniej równoważne wszystkim innym niezabezpieczonym zobowiązaniom. Spółki Gazownictwa nie mają prawa dokonać cesji, przeniesienia, nowacji praw i obowiązków wynikających z umowy na inną osobę. Umowa podlega prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie.

Umowa gwarancji z dnia 15 stycznia 2003 r. zawarta pomiędzy DSG Sp. z o.o., GSG. sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o., WSG Sp. z o.o. a Bankiem Handlowym w Warszawie S.A.

Przedmiotem umowy jest udzielenie gwarancji do umowy kredytowej z dnia 15 stycznia 2003 r. dotyczącej kredytu w wysokości 150.000 tys. USD. Spółki Gazownictwa udzieliły nieodwołalnej, bezwarunkowej i solidarnej gwarancji terminowego wykonania przez PGNiG wszystkich zobowiązań wynikających z umowy kredytowej, a w przypadku niezapłacenia przez PGNiG jakiejkolwiek kwoty przypadającej do zapłaty, kwoty zobowiązania oraz pokrycia na żądanie agenta wszelkich strat i zobowiązań poniesionych lub zaciągniętych przez strony finansujące, w przypadku gdyby którekolwiek ze zobowiązań PGNiG objętych gwarancją przestało być skuteczne, ważne czy zgodne z prawem. Łączna kwota zobowiązania każdego z gwarantów została ograniczona do 225.000 tys. USD. Gwarancja została udzielona do dnia spłaty zobowiązań PGNiG lub do dnia 15 lutego 2006 r. w zależności od tego, które ze zdarzeń nastąpi wcześniej. Wszelkie roszczenia związane z gwarancją powinny zostać zgłoszone przez strony finansujące najpóźniej do 15 lutego 2006 r. Umowa podlega prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie i na żądanie banków mogą zostać przekazane do rozstrzygnięcia Londyńskiemu Sądowi Arbitrażu Międzynarodowego.

Umowa w sprawie udzielenia gwarancji z dnia 23 marca 2005 r. zawarta pomiędzy PGNiG a DSG Sp. z o.o., GSG. SP. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o.

Przedmiotem umowy jest zobowiązanie Spółek Gazownictwa do udzielenia solidarnie Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited, nieodwołalnych i bezwarunkowych gwarancji terminowej spłaty zobowiązań PGNiG z umowy kredytowej zawartej przez PGNiG w dniu 12 grudnia 2003 r. z konsorcjum banków, w tym Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited jako agentem.

Na podstawie gwarancji każda ze Spółek Gazownictwa zobowiązana będzie (i) w przypadku niezapłacenia przez PGNiG jakiejkolwiek kwoty przypadającej do zapłaty, zapłacić taką kwotę na żądanie wierzyciela, (ii) naprawić poniesioną szkodę lub zwolnić wierzyciela z odpowiedzialności w przypadku gdyby którekolwiek ze zobowiązań PGNiG objętych gwarancją przestało być wykonalne, ważne lub zgodne z prawem. Gwarancje udzielone zostaną do kwoty 900.000 tys. EUR na okres do 12 czerwca 2007 r. Udzielenie gwarancji wymaga zgody ministra właściwego ds. finansów. PGNiG zobowiązany jest do zapłaty kwartalnego wynagrodzenia w łącznej wysokości 0,1875% w PLN kwoty zadłużenia PGNiG objętego gwarancją według stanu tego zadłużenia w ewidencji księgowej PGNiG na ostatni dzień poprzedniego kwartału kalendarzowego, a w przypadku kwartału, w którym gwarancje zostaną udzielone – na dzień następujący po dacie zaciągnięcia kredytu oraz kursu średniego NBP z tego dnia. Płatność wynagrodzenia następuje kwartalnie na rzecz każdej ze Spółek Gazownictwa w wysokości 1/6 wartości wynagrodzenia z dołu w terminie dwóch tygodni od ostatniego dnia roboczego danego kwartału. W przypadku wykonania przez którąkolwiek ze Spółek Gazownictwa zobowiązań jako gwaranta, Spółce Gazownictwa będzie przysługiwało prawo regresu w stosunku do PGNiG w wysokości odpowiadającej wysokości świadczenia przez nią spełnionego, z zachowaniem wszelkich ograniczeń w zakresie dopuszczalności egzekwowania roszczeń regresowych wynikających z gwarancji. W celu zabezpieczenia ewentualnych roszczeń Spółek Gazownictwa w stosunku do PGNiG, PGNiG zobowiązany został do złożenia oświadczenia o dobrowolnym poddaniu się egzekucji w formie aktu notarialnego do kwoty 900.000 tys. EUR.

PGNIG dnia 31 marca 2005 r. złożył w formie aktu notarialnego oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji w trybie art. 777 § 1 pkt 5 KPC do maksymalnej kwoty 900.000 tys. EUR.

Umowa gwarancji zawarta pomiędzy DSG Sp. z o.o., GSG. Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o. PSG Sp. z o.o., WSG Sp. z o.o. a Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited jako agentem z dnia 6 kwietnia 2005 r.

Przedmiotem umowy jest gwarancja terminowego wykonania przez PGNiG zobowiązań wynikających z umowy kredytowej z dnia 12 grudnia 2003 r. dotyczącej kredytu w wysokości 600.000 tys. EUR. Spółki Gazownictwa udzieliły nieodwołalnej, bezwarunkowej i solidarnej gwarancji terminowego wykonania przez PGNiG wszystkich zobowiązań wynikających z umowy kredytowej, a w przypadku niezapłacenia przez PGNiG jakiejkolwiek kwoty przypadającej do zapłaty, na żądanie agenta zapłaty takiej kwoty, naprawienia szkody lub zwolnienia agenta ze zobowiązań poniesionych lub zaciągniętych przez agenta w przypadku, gdyby którekolwiek ze zobowiązań PGNiG objętych gwarancją przestało być wykonalne, ważne czy zgodne z prawem. Gwarancja oraz inne zobowiązania określone umową obejmują wszystkie świadczenia pieniężne PGNiG wynikające z umowy kredytowej z dnia 12 grudnia 2003 r., z tym że łączna kwota, której można dochodzić od każdego z gwarantów wynosi maksymalnie 900.000 tys. EUR. Gwarancja pozostaje skuteczna od dnia jej zawarcia i wygaśnie w terminie, który nadejdzie wcześniej: (i) dzień, w którym wszystkie kwoty należne od PGNiG na podstawie umowy kredytowej z dnia 12 grudnia 2003 r. zostały spłacone w sposób nieodwołalny i bezwarunkowy albo (ii) 42 miesiące od daty umowy kredytowej z dnia 12 grudnia 2003 r. o północy czasu środkowoeuropejskiego. Wygaśnięcie gwarancji nie będzie miało wpływu na zobowiązania wynikające z umów, które są niewykonane lub zostały zaciągnięte w chwili wygaśnięcia gwarancji. Gwarancja pozostanie w pełni ważna i skuteczna w zakresie takich zobowiązań do czasu ostatecznego i nieodwołalnego wykonania wszystkich świadczeń pieniężnych z tytułu takich zobowiązań. Wszelkie roszczenia związane z gwarancją powinny zostać zgłoszone przez strony finansujące w terminie 42 miesięcy od daty umowy kredytowej z dnia 12 grudnia 2003 r. Spółki Gazownictwa zrzekły się prawa żądania od strony finansującej, powiernika lub agenta zaspokajania swych roszczeń w pierwszej kolejności z innych praw lub zabezpieczeń, żądania spłaty, wnoszenia roszczeń w ramach postępowania związanego z niewypłacalnością, ustanowieniem zarządu przymusowego, rozwiązaniem lub likwidacją PGNiG lub innej osoby zanim zażąda płatności od Spółki Gazownictwa z tytułu gwarancji. Spółki Gazownictwa zobowiązały się do podejmowania działań mających na celu zachowanie swojej osobowości prawnej, zapewnienia sobie prawa i kwalifikacji do prowadzenia działalności oraz zapewnienia, by zobowiązania wynikające z gwarancji były co najmniej równoważne wszystkim innym niezabezpieczonym zobowiązaniom. Gwaranci nie mają prawa dokonać cesji, przeniesienia, nowacji praw i obowiązków wynikających z umowy na inną osobę. Umowa podlega prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie i na żądanie banków mogą zostać przekazane do rozstrzygnięcia Londyńskiemu Sądowi Arbitrażu Międzynarodowego.

18.2.2 Inne gwarancje

Gwarancja z dnia 20 listopada 2000 r. udzielona Republice Pakistanu przez Societe Generale Oddział w Polsce

Societe Generale Oddział w Polsce udzielił gwarancji Rządowi Republiki Pakistanu na prowadzenie poszukiwań złóż węglowodorów prowadzonych przez PGNiG, Oddział w Pakistanie, na bloku Mekhtar w Pakistanie. Gwarancja udzielona została na kwotę 2.316 tys. USD do dnia 31 grudnia 2005 r.

Gwarancja z dnia 8 lipca 2004 r. udzielona Sądowi Najwyższemu w Pakistanie przez Societe Generale S.A. Oddział w Polsce

W związku z gwarancją wystawioną przez Meezan Bank Limited na rzecz i na żądanie Sądu Najwyższego w Pakistanie, Societe Generale Oddział w Polsce na zlecenie PGNiG udzielił regwarancji. Gwarancja stanowi zabezpieczenie ewentualnych roszczeń Tullow Pakistan Ltd. w związku z postępowaniem z powództwa Tullow Pakistan Ltd. przeciwko PGNiG o likwidację Oddziału w Pakistanie toczącym się przed Sądem Najwyższym w Pakistanie. Gwarancja została udzielona w kwocie nie przekraczającej 1.122,5 tys. USD do dnia 30 stycznia 2008 r.

Gwarancje udzielone za zobowiązania Spółki na rzecz Gazexport Ltd:

- Gwarancja z dnia 17 grudnia 2004 r. udzielona Gazexport Ltd. przez Bank Handlowy w Warszawie S.A.
- Gwarancja z dnia 17 grudnia 2004 r. udzielona Gazexport Ltd. przez BNP Paribas (Suisse) S.A.

Gwarancje wystawione zostały przez Bank Handlowy w Warszawie S.A. oraz BNP Paribas (Suisse) S.A. i zabezpieczają łącznie płatność z tytułu dostaw gazu w roku 2005 na podstawie Kontraktu Jamalskiego. Gwarancje zostały udzielone na okres od 1 stycznia 2005 r. do 8 lutego 2006 r. na łączną kwotę, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

18.3 Pożyczki udzielone przez Emitenta

Umowa DF/33/95 w sprawie pożyczki i gwarancji na sfinansowanie budowy systemu gazociągów tranzytowych z dnia 25 września 1995 r. zawarta pomiędzy PGNiG a EuRoPol GAZ wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest udzielenie spółce EuRoPol GAZ pożyczki oraz gwarancji dla kredytów zaciągniętych w celu sfinansowania wydatków związanych z budową systemu gazociągów tranzytowych na terytorium RP. Spółka udzieliła dodatkowo pożyczki oraz gwarancji na kredyt w kwocie równoważnej 38.000 tys. USD na sfinansowanie wydatków związanych z budową gazociągu. Łączna kwota pożyczki oraz gwarancji na podstawie umowy nie może przekroczyć równowartości 138.000 tys. USD. Pożyczka podlega spłacie w ciągu 4 lat począwszy od 1 marca 2001 r., w 8 równych półrocznych ratach płatnych 1 marca i 1 września. Każda transza pożyczki podlega oprocentowaniu w skali rocznej, którego wysokość objęta została wnioskiem o niepublikowanie. PGNiG nie pobiera opłat związanych z udzieleniem gwarancji, jednakże w przypadku wystąpienia kosztów związanych z udzieleniem gwarancji, EuRoPol GAZ zobowiązany jest do ich pokrycia. Tytułem zabezpieczenia udzielonej pożyczki EuRoPol GAZ zobowiązał się do przekazania cesji należności z kontraktów na usługę transportu gazu. PGNiG zobowiązał się do udzielenia do czasu uzyskania przez EuRoPol GAZ ulg celnych i odroczeń płatności VAT od towarów importowanych, poręczeń lub innych zabezpieczeń w formie umożliwiających składowanie importowanych materiałów w składach celnych.

Zadłużenie EuRoPol GAZ zostało zrestrukturyzowane w kwocie nie przekraczającej 80.000 tys. USD, na którą składa się kwota kapitału pożyczki i odsetek. Stan zadłużenia EuRoPol GAZ na dzień 31 marca 2005 r. wynosił 85.427 tys. USD z tytułu kapitału oraz 9.360,1 tys. USD z tytułu odsetek (w tym odsetek spornych). Ostateczna wartość zadłużenia zostanie określona po rozstrzygnięciu przez sąd sprawy naliczania odsetek od kapitału oraz odsetek karnych, które są przedmiotem sporu pomiędzy PGNiG a EuRoPol GAZ. Przyczyną sporu sądowego w kwestii naliczania odsetek jest rozbieżność interpretacji postanowień umowy pożyczki przez jej strony. Spłata pożyczki została rozłożona na 96 równych miesięcznych rat płatnych ostatniego dnia roboczego każdego miesiąca począwszy od 31 stycznia 2005 r. Kwota odsetek płatnych przez EuRoPol GAZ do momentu prawomocnego rozstrzygnięcia sądu została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa pożyczki z dnia 14 września 1998 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Poszukiwaniami Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.

Przedmiotem umowy jest pożyczka w wysokości 9.099 tys. zł z przeznaczeniem na dokończenie budowy stanu surowego Bazy Noclegowej Centrum Szkolenia i Doskonalenia Zawodowego Górnictwa Naftowego w Krakowie. Pożyczka jest oprocentowana według stawki, której wartość objęta jest wnioskiem o niepublikowanie. Umowa nie przewiduje zabezpieczenia spłaty pożyczki. Termin spłaty pożyczki przypada 31 marca 2006 r. Stan zadłużenia spółki Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. z tytułu niezapłaconych rat powiększonych o naliczone odsetki na dzień 31 marca 2005 r. wyniósł 14.925,2 tys. zł.

Umowa pożyczki z dnia 5 listopada 2003 r. zawarta pomiędzy PGNiG a DSG Sp. z o.o. wraz z aneksem

Przedmiotem umowy jest pożyczka w wysokości 17.200 tys. zł na finansowanie bieżącej działalności operacyjnej DSG Sp. z o.o. Pożyczka jest oprocentowana według stawki zmiennej w stosunku rocznym w oparciu o stawkę WIBOR 3M plus stała marża w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie. Umowa nie przewiduje zabezpieczenia spłaty pożyczki. Termin spłaty pożyczki przypada 30 czerwca 2005 r. Zadłużenie DSG Sp. z o.o. na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 17.318,9 tys. zł, w tym z tytułu niespłaconych odsetek 118,9 tys. zł.

Umowa pożyczki z dnia 20 stycznia 2003 r. zawarta pomiędzy PGNiG a DSG Sp. z o.o. wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest pożyczka w wysokości 40.000 tys. zł na finansowanie bieżącej działalności DSG Sp. z o.o. Pożyczka jest oprocentowana według stawki zmiennej ustalonej w stosunku rocznym w oparciu o stawkę WIBOR 3M plus stała marża w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie. Umowa nie przewiduje zabezpieczenia spłaty pożyczki. Termin spłaty pożyczki przypada 31 grudnia 2005 r. Zadłużenie DSG Sp. z o.o. na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 22.957,6 tys. zł, w tym 157,6 tys. zł z tytułu niespłaconych odsetek.

Umowa pożyczki z dnia 17 grudnia 2003 r. zawarta pomiędzy PGNiG a WSG Sp. z o.o. wraz z aneksem

Przedmiotem umowy jest pożyczka w wysokości 15.000 tys. zł na finansowanie bieżącej działalności WSG Sp. z o.o. Pożyczka jest oprocentowana według stawki zmiennej ustalonej w stosunku rocznym w oparciu o stawkę WIBOR 3M plus stała marża w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie. Umowa nie przewiduje zabezpieczenia spłaty pożyczki. Termin spłaty pożyczki przypadał 30 kwietnia 2005 r. Pożyczka została spłacona w dniu 29 kwietnia 2005 r. WSG Sp. z o.o. zobowiązana jest do zapłaty PGNiG kwoty niespłaconych odsetek, które na dzień 10 maja 2005 r. wynoszą 531,6 tys. zł.

Umowa pożyczki z dnia 20 stycznia 2003 r. zawarta pomiędzy PGNiG a WSG Sp. z o.o. wraz z aneksem

Przedmiotem umowy jest pożyczka w wysokości 25.000 tys. zł na finansowanie bieżącej działalności WSG Sp. z o.o. Pożyczka jest oprocentowana według stawki zmiennej ustalonej w stosunku rocznym w oparciu o stawkę WIBOR 3M plus stała marża w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie. Umowa nie przewiduje zabezpieczenia spłaty pożyczki. Termin spłaty pożyczki przypada 30 czerwca 2005 r. Zadłużenie WSG Sp. z o.o. na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 26.186,8 tys. zł, w tym 1.186,9 tys. zł z tytułu niespłaconych odsetek.

Umowa pożyczki na sfinansowanie prac poszukiwawczych na złożu „Sachalinskoje" w Obwodzie Charkowskim na Ukrainie z dnia 25 kwietnia 2001 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Spółką Akcyjną Zamkniętego Typu „Dewon" z siedzibą na Ukrainie, wraz z aneksem

Przedmiotem umowy jest udzielenie pożyczki spółce Dewon, której akcjonariuszem jest PGNiG, w wysokości 3.096,6 tys. USD z przeznaczeniem na sfinansowanie prac pierwszego etapu zagospodarowania złoża na złożu Sachalińskim w Obwodzie Charkowskim. Pożyczka podlega oprocentowaniu, którego wysokość objęta jest wnioskiem o niepublikowanie. Pożyczka podlega spłacie do końca września 2005 roku. W przypadku opóźnienia w spłacie Spółka ma prawo żądać oprócz zapłaty odsetek umownych, dodatkowych odsetek, których wysokość objęta została wnioskiem o niepublikowanie. Zabezpieczenie pożyczki mają stanowić weksle bez protestu wystawiane każdorazowo przed przekazaniem części pożyczki. Spółka Dewon zobowiązała się, iż w przypadku braku spłaty pożyczki lub jej części w terminie, przeniesie prawo własności i dostarczy gaz do miejsca wskazanego przez PGNiG w ilości równej kwocie zadłużenia. Zadłużenie Spółki Akcyjnej Zamkniętego Typu „Dewon" na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 4.151,6 tys. USD.

18.4 Poręczenia i gwarancje udzielone przez Spółkę

Poręczenie z dnia 11 października 1996 r. udzielone przez PGNiG Bankowi Gdańskiemu S.A., Bankowi Inicjatyw Gospodarczych S.A. oraz Pomorskiemu Bankowi Kredytowemu S.A.

Spółka udzieliła poręczenia spłaty przez EuRoPol GAZ kredytu udzielonego 8 października 1996 r. przez konsorcjum bankowe (Bank Gdański S.A. w Gdańsku, Bank Inicjatyw Gospodarczych S.A. w Warszawie, Pomorski Bank Kredytowy S.A. w Szczecinie) w kwocie 56.000 tys. zł. Poręczenie obowiązuje do 30 września 2009 r. i zostało udzielone na kwotę 56.000 tys. zł.

Poręczenie wekslowe z dnia 10 stycznia 2004 r. udzielone Budownictwu Naftowemu „Naftomontaż" Sp. z o.o. na rzecz ING Bank Śląski S.A.

PGNiG udzielił poręczenia za zobowiązania Budownictwa Naftowego „Naftomontaż" Sp. z o.o. w formie złożenia podpisów na wekslu in blanco oraz na deklaracji wekslowej Budownictwa Naftowego „Naftomontaż" Sp. z o.o. jako solidarny poręczyciel spłaty kredytu udzielonego Budownictwu Naftowemu „Naftomontaż" Sp. z.o.o. w dniu 10 stycznia 2004 r. w kwocie 7.000 tys. zł. Oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji do kwoty 10.500 tys. zł stanowi, iż bankowy tytuł egzekucyjny może zostać wystawiony najpóźniej do 7 października 2010 r.

Umowa powiernicza z dnia 30 października 2001 r. zawarta pomiędzy PGNiG Finance B.V., PGNiG oraz Citicorp Trustee Company Ltd.

Przedmiotem umowy jest emisja obligacji gwarantowanych o wartości 800.000 tys. EUR o oprocentowaniu w wysokości 6,75%. Spółka udzieliła nieodwołalnej, bezwarunkowej gwarancji spłaty zobowiązań PGNiG Finance B.V. wynikających z emisji obligacji. W przypadku niezapłacenia przez PGNiG Finance B.V. jakiejkolwiek kwoty przypadającej do zapłaty, PGNiG gwarantuje kwotę główną obligacji, zapłacenie premii oprocentowania oraz pokrycie wszelkich należności, do uiszczenia których zobowiązane jest PGNiG Finance B.V. Łączna kwota zobowiązania Spółki wynosi 1.374.000 tys. EUR. Gwarancja została udzielona do dnia 30 października 2016 r. Umowa nakłada na Spółkę oraz PGNiG Finance B.V. obowiązki związane z przekazywaniem powiernikowi obligacji, czyli Citicorp Trustee Company Ltd., bieżących informacji finansowych. Umowa podlega prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie, a na żądanie Citicorp Trustee Company Ltd., posiadaczy obligacji lub kuponów mogą być rozstrzygane przez Sąd Arbitrażu w Londynie zgodnie z zasadami UNCITRAL.

18.5 Umowy dotyczące praw pochodnych oraz innych instrumentów finansowych

18.5.1 Umowy dotyczące praw pochodnych oraz innych instrumentów finansowych zawierane z polskimi bankami

Spółka jest stroną umów zawartych z polskimi bankami dotyczących transakcji instrumentami rynku finansowego. Na dzień sporządzenia Prospektu Spółka była stroną umów zawartych z następującymi bankami polskimi:

- z Bankiem Pekao S.A. - z dnia 19 grudnia 2002 r. oraz z dnia 14 czerwca 2004 r., z aneksem z 6 stycznia 2005 r.;
- z BNP Paribas Bank Polska S.A. - z dnia 30 maja 2003 r.;
- z Bankiem BPH S.A. - z dnia 22 listopada 2004 r., z aneksem z 15 marca 2005 r.;
- z Calyon Bank Polska S.A. - z dnia 15 września 2004 r.;
- z WestLB Bank Polska S.A. – z dnia 29 września 2004 r.;
- z Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. - z dnia 17 października 2002 r. oraz 29 października 2002 r., jak również aneksem z dnia 15 lipca 2004 r.;
- z Deutsche Bank Polska S.A. – z dnia 30 września 2002 r.

Transakcje realizowane są na podstawie umów ramowych zawieranych z bankami oraz umów dodatkowych. Przedmiotem umów ramowych zawieranych przez Spółkę jest uregulowanie zasad zawierania i rozliczania transakcji. Szczegółowe kwestie związane z transakcjami określają umowy dodatkowe. Spółka dokonuje m. in. następujących rodzajów transakcji: (i) swap odsetkowy, (ii) forward, (iii) swap walutowy. Część umów zawiera postanowienie, zgodnie z którym okoliczność utraty przez Skarb Państwa 50 lub 51% udziału w kapitale zakładowym Spółki stanowi przypadek uzasadniający rozwiązanie umowy.

Spółka zawarła 23 marca 2005 r. z BNP Paribas Bank Polska S.A., Bankiem BPH S.A., West LB Bank Polska S.A., Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. oraz Deutsche Bank Polska S.A. (24 marca 2005 r. z Bankiem Pekao S.A.) aneksy do umów ramowych z ww. bankami, zgodnie z którymi Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. nie stanowi przypadku naruszenia umów ramowych lub umów dodatkowych i nie może być przyczyną wypowiedzenia, przyspieszenia spłaty lub nieudostępnienia środków ani podstawą innych roszczeń ze strony banków.

18.5.2 Umowy dotyczące praw pochodnych oraz innych instrumentów finansowych zawierane z bankami zagranicznymi

Spółka jest stroną umów dotyczących transakcji prawami pochodnymi oraz innymi instrumentami finansowymi zawartymi z bankami zagranicznymi. Na dzień sporządzenia Prospektu Spółka była stroną umów zawartych z następującymi bankami zagranicznymi;

- z Deutsche Bank AG - z dnia 25 marca 2003 r., z aneksem z dnia 14 października 2004 r.;
- z Goldman Sachs International - z dnia 3 czerwca 2003 r.;
- z SMBC Capital Markets, INC - z dnia 15 marca 2004 r., z aneksem z dnia 20 września 2004 r.;
- z Morgan Stanley Capital Services Inc. - z dnia 6 maja 2003 r.;
- z ABN Amro Bank N.V. - z dnia 21 sierpnia 2000 r.;
- z Societe Generale - z dnia 5 lutego 2003 r.;
- z Calyon - z dnia 15 czerwca 2004 r.;
- z Dresdner Bank AG - z dnia 3 sierpnia 2004 r.;
- z Credit Suisse First Boston International - z dnia 3 lipca 2001 r., z aneksem z dnia 25 marca 2003 r.

Transakcje realizowane są na podstawie umów ramowych ISDA Master Agreement zawieranych z bankami oraz uzupełniających umów dodatkowych. W przypadku niezgodności umów ramowych z towarzyszącymi im umowami dodatkowymi, pierwszeństwo mają umowy dodatkowe. Wśród transakcji finansowych, do dokonywania których strony są uprawnione, znajdują się m. in. następujące rodzaje transakcji: (i) opcje na walutę, (ii) transakcje swapa walutowego, (iii) transakcje typu forward na stopę procentową, (iv) transakcje typu forward na kurs walutowy. Umowy podlegają prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez Sąd Arbitrażowy w Londynie.

Umowy wskazują okoliczności uprawniające drugą stronę do rozwiązania umowy. Część umów zawiera postanowienia, zgodnie z którymi okolicznością uprawniającą do rozwiązania umowy jest tzw. *Additional Termination Event,* zgodnie z którym druga strona może rozwiązać umowę w przypadku utraty posiadania przez Skarb Państwa 51% udziałów w kapitale zakładowym Spółki lub głosów.

Dodatkowo Spółka zawarła umowy zabezpieczające – Credit Support Annex: 6 maja 2003 r. do umowy z Morgan Stanley Capital Services Inc., 3 sierpnia 2004 r. do umowy z Dresdner Bank AG, 15 czerwca 2004 r. do umowy z Calyon, 25 marca 2003 r. do umowy z Deutsche Bank AG, Margin Annex z dnia 3 czerwca 2003 r. z Goldman Sachs Int., Collateral Appendix z dnia 3 lipca 2001 r. do umowy z Credit Suisse First Boston International.

23 marca 2005 r. Spółka zawarła z Credit Suisse First Boston International aneks do umowy głównej ISDA, zgodnie z którym Credit Suisse First Boston International wyraził zgodę na przeprowadzenie przez Spółkę działań określonych Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. i zrzekł się praw w odniesieniu do jakichkolwiek naruszeń umowy głównej lub innych umów zawartych na jej podstawie związanych lub wynikających z Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. lub poprzez wypłaty kwot kredytu na podstawie umowy z dnia 12 grudnia 2003 r., poddanie się przez PGNiG egzekucji zgodnie z art. 777 § 1 pkt 5 KPC oraz udzielenie przez Spółki Gazownictwa gwarancji w celu sfinansowania wykupu Euroobligacji.

Część ww. umów zawartych przez PGNiG dotyczących praw pochodnych i instrumentów finansowych może być bezskuteczna z powodu braku prawidłowej reprezentacji PGNiG przy ich zawieraniu. Brak prawidłowej reprezentacji wynika z faktu wygaśnięcia mandatu jednego z podpisujących ww. umowy członków Zarządu przed ich podpisaniem. Kwestie związane z wygaśnięciem mandatów członków Zarządu zostały opisane w Rozdziale VII Prospektu.

18.6 Emisja papierów wartościowych

W dniu 30 października 2001 r. PGNiG Finance B.V., spółka, w której 100% udziałów posiada PGNiG, dokonała emisji Euroobligacji o nominałach 1 tys. EUR, 10 tys. EUR, 100 tys. EUR w nominalnej wartości 800.000 tys. EUR. Termin wykupu wszystkich serii Euroobligacji był określony na 30 października 2006 r., natomiast w roku 2002 Spółka umorzyła Euroobligacje o łącznej wartości nominalnej 100.000 tys. EUR i w roku 2003 kolejne 22.300 tys. EUR. W efekcie tych działań kwota pozostała do wykupu wynosiła 678.700 tys. EUR. Obligacje były oprocentowane w wysokości 6,75% rocznie.

Środki uzyskane z emisji Euroobligacji zostały przekazane przez PGNiG Finance B.V. Spółce na podstawie umowy pożyczki. Oprocentowanie pożyczki wynosiło 6,75% + 0,125%. Termin spłaty pożyczki został ustalony w dacie wykupu obligacji, tj. 30 października 2006 r. Zgodnie z postanowieniami umowy pożyczki PGNiG zobowiązany był do spłaty pożyczki udzielonej przez PGNiG Finance B.V. również w przypadku konieczności wcześniejszego wykupu obligacji zgodnie z warunkami tych obligacji. Prawem właściwym dla umowy pożyczki było prawo angielskie. Wszelkie spory wynikające z postanowień umowy pożyczki poddane były rozstrzygnięciu przez sąd polubowny w Londynie zgodnie z zasadami sądownictwa polubownego UNCITRAL.

W związku z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., Spółka zobowiązana była do przeniesienia części swojego majątku na PGNiG Przesył oraz wprowadzenia określonych rozwiązań restrukturyzacyjnych. Mając na uwadze warunki obligacji wyemitowanych przez PGNiG Finance B.V., gwarantem których był PGNiG, Spółka przedsięwzięła działania zmierzające do sfinansowania nabycia i umorzenia Euroobligacji. W celu spłaty Euroobligacji Spółka musiała spełnić szereg warunków. W dniu 29 marca 2005 r. obligatariusze wyrazili zgodę na wcześniejsze umorzenie Euroobligacji o łącznej wartości nominalnej 678.700 tys. EUR. Konieczne było również uzyskanie zgody banków na wykorzystanie kredytu udzielonego Spółce przez konsorcjum banków 12 grudnia 2003 r. w kwocie 600.000 tys. EUR z przeznaczeniem na wykup obligacji. Spółka zawarła stosowne aneksy do umów kredytowych. Euroobligacje zostały umorzone 6 kwietnia 2005 r., a do sfinansowania tej transakcji został wykorzystany ww. kredyt oraz środki własne Spółki. W związku z przeprowadzonym umorzeniem Euroobligacji, poza ceną umorzenia i należnymi odsetkami, Spółka poniosła dodatkowe koszty tzn. koszty premii dla obligatariuszy za wyrażenie zgody na wcześniejsze umorzenie Euroobligacji w wysokości 5 EUR za 1.000 EUR nominału obligacji – łącznie 2.783.635 EUR oraz pozostałe koszty, w tym koszty wynagrodzenia doradcy finansowego, doradców prawnych oraz agenta do spraw płatności, a także koszty ogłoszeń prasowych w wysokości około 1.120.000 EUR.

19 OPIS NIERUCHOMOŚCI POSIADANYCH PRZEZ GRUPĘ PGNiG

W niniejszym punkcie przedstawione zostały informacje, aktualne na dzień 31 marca 2005 r., dotyczące nieruchomości posiadanych przez Spółkę oraz przez spółki z Grupy PGNiG: (i) DSG Sp. z o.o., (ii) GSG Sp. z o.o., (iii) KSG Sp. z o.o., (iv) MSG Sp. z o.o., (v) PSG Sp. z o.o., (vi) WSG Sp. z o.o. oraz (vii) EuRoPol GAZ. Zestawienie nieruchomości Spółki uwzględnia zbiorczo nieruchomości, które znajdują się w posiadaniu jednostek organizacyjnych Spółki: (i) Centrali, (ii) Oddziału w Sanoku, (iii) Oddziału Zakład Robót Górniczych w Krosnie, (iv) Oddziału w Zielonej Górze, (v) Oddziału w Odolanowie, (vi) Regionalnego Oddziału Przesyłu

we Wrocławiu, (vii) Regionalnego Oddziału Przesyłu w Świerklanach, (viii) Regionalnego Oddziału Przesyłu w Tarnowie, (ix) Regionalnego Oddziału Przesyłu w Warszawie, (x) Regionalnego Oddziału Przesyłu w Gdańsku oraz (xi) Regionalnego Oddziału Przesyłu w Poznaniu. Poza siedzibami spółek Grupy PGNiG, na nieruchomościach Grupy PGNiG położone są w szczególności stacje redukcyjno-pomiarowe, tłocznie gazu, układy zasuw, rozdzielnie gazu, węzły systemowe, mieszalnie gazu, punkty zdawczo-odbiorcze, magazyny, kopalnie oraz ośrodki kopalń.

19.1 Informacje ogólne

Poniższa tabela przedstawia ogólne dane dotyczące liczby oraz łącznej powierzchni nieruchomości, którymi Spółka oraz spółki: (i) DSG Sp. z o.o., (ii) GSG Sp. z o.o., (iii) KSG Sp. z o.o., (iv) MSG Sp. z o.o., (v) PSG Sp. z o.o., (vi) WSG Sp. z o.o. oraz (vii) EuRoPol GAZ dysponują w charakterze właściciela, wieczystego użytkownika, na podstawie ograniczonych praw rzeczowych, względnie w charakterze dzierżawcy bądź najemcy.

Podmiot	Liczba nieruchomości	Łączna powierzchnia nieruchomości
Spółka	8.457	14.082.728 m^2
DSG Sp. z o.o.	381	550.361 m^2
GSG Sp. z o.o.	422	699.147 m^2
KSG Sp. z o.o.	750	840.844 m^2
MSG Sp. z o.o.	358	597.878 m^2
PSG Sp. z o.o.	564	799.505 m^2
WSG Sp. z o.o.	835	888.986 m^2
EuRoPol GAZ	106	1.881.331 m^2

19.1.1 Nieruchomości posiadane w oparciu o prawa rzeczowe

Poniższa tabela przedstawia ogólne dane dotyczące liczby oraz łącznej powierzchni nieruchomości, którymi Spółka oraz spółki: (i) DSG Sp. z o.o., (ii) GSG Sp. z o.o., (iii) KSG Sp. z o.o., (iv) MSG Sp. z o.o., (v) PSG Sp. z o.o., (vi) WSG Sp. z o.o., (vii) EuRoPol GAZ dysponują w charakterze właściciela lub wieczystego użytkownika.

Podmiot	Liczba nieruchomości posiadanych na podstawie tytułu własności	Łączna powierzchnia nieruchomości posiadanych na podstawie tytułu własności	Liczba nieruchomości posiadanych na podstawie tytułu użytkowania wieczystego	Łączna powierzchnia nieruchomości posiadanych na podstawie tytułu użytkowania wieczystego
Spółka	1.674	2.996.655 m^2	1.872	7.697.608 m^2
DSG Sp. z o.o.	42	24.526 m^2	125	171.388 m^2
GSG Sp. z o.o.	30	36.715 m^2	180	339.983 m^2
KSG Sp. z o.o.	142	146.392 m^2	297	435.673 m^2
MSG Sp. z o.o.	48	65.137 m^2	117	385.008 m^2
PSG Sp. z o.o.	77	57.095 m^2	269	535.310 m^2
WSG Sp. z o.o.	52	51.968 m^2	228	515.559 m^2
EuRoPol GAZ	58	1.325.274 m^2	2	20.215 m^2

19.1.2 Nieruchomości posiadane w oparciu o tytuły obligacyjne

Poniższa tabela przedstawia ogólne dane dotyczące liczby oraz łącznej powierzchni nieruchomości, którymi Spółka oraz spółki: (i) DSG Sp. z o.o., (ii) GSG Sp. z o.o., (iii) KSG Sp. z o.o., (iv) MSG Sp. z o.o., (v) PSG Sp. z o.o., (vi) WSG Sp. z o.o. oraz (vii) EuRoPol GAZ dysponują w oparciu o tytuły obligacyjne, tj. umowy najmu, dzierżawy lub użyczenia.

Podmiot	Liczba nieruchomości	Łączna powierzchnia nieruchomości
Spółka	3.407	2.470.328 m^2
DSG Sp. z o.o.	166	345.732 m^2
GSG Sp. z o.o.	184	297.448 m^2
KSG Sp. z o.o.	261	225.144 m^2

MSG Sp. z o.o.	154	137.986 m^2
PSG Sp. z o.o.	117	101.243 m^2
WSG Sp. z o.o.	89	254.288 m^2
EuRoPol GAZ	46	535.842 m^2

19.1.3 Pozostałe nieruchomości

Poniższa tabela przedstawia ogólne dane dotyczące liczby oraz łącznej powierzchni nieruchomości, którymi Spółka oraz spółki: (i) DSG Sp. z o.o., (ii) GSG Sp. z o.o., (iii) KSG Sp. z o.o., (iv) MSG Sp. z o.o., (v) PSG Sp. z o.o., (vi) WSG Sp. z o.o., (vii) EuRoPol GAZ dysponują w charakterze posiadacza samoistnego pomimo faktu, iż stan prawny tych nieruchomości nie jest uregulowany.

Brak uregulowanego stanu prawnego w przypadku nieruchomości posiadanych przez spółki Grupy PGNiG wynika przede wszystkim z faktu posadowienia przez spółki obiektów technologicznych na gruntach stanowiących własność osób trzecich. Jako nieruchomości o nieuregulowanym stanie prawnym traktowane są także nieruchomości, których wieczyste użytkowanie spółki nabyły z mocy prawa na podstawie Ustawy o Zmianie Ustawy o Gospodarce Gruntami i Wywłaszczaniu Nieruchomości, jednakże nie uzyskały do dnia 31 grudnia 2004 r. decyzji właściwego organu, stwierdzającej ten fakt, w związku z czym nie mogą zostać ujawnione jako wieczyści użytkownicy w księdze wieczystej, a tym samym nie mogą zbyć tego prawa.

Podmiot	Liczba nieruchomości	Łączna powierzchnia nieruchomości
Spółka	1.483*	903.233(1)
DSG Sp. z o.o.	48	8.715 m^2
GSG Sp. z o.o.	28	25.001 m^2
KSG Sp. z o.o.	50	33.635 m^2
MSG Sp. z o.o.	39	9.747 m^2
PSG Sp. z o.o.	101	105.857 m^2
WSG Sp. z o.o.	466	67.171 m^2
EuRoPol GAZ	-	-

** Dane dotyczące liczby oraz łącznej powierzchni nieruchomości Spółki, posiadających nieuregulowany stan prawny, są jedynie szacunkowe. W przypadku ROP w Świerklanach określenie powierzchni 116 nieruchomości jest niemożliwe ze względu na brak podziałów geodezyjnych. Natomiast w przypadku ROP w Tarnowie istnieje ok. 800 nieruchomości o łącznej powierzchni 17 tys. m^2, na których położone są obiekty technologiczne, a których regulacja prawna następuje sukcesywnie.*

Oprócz powyższych nieruchomości istotną rolę dla działalności Spółki odgrywają nieruchomości, na których ustanowione zostało prawo użytkowania górniczego na rzecz Spółki. Nieruchomości, na których zostało ustanowione prawo użytkowania górniczego podzielić można na cztery następujące grupy: (i) nieruchomości, na których ustanowiono prawo użytkowania górniczego na poszukiwanie złóż, (ii) nieruchomości, na których ustanowiono prawo użytkowania górniczego na eksploatację złóż, (iii) nieruchomości, na których ustanowiono prawo użytkowania górniczego na podziemne magazynowanie gazu, oraz (iv) nieruchomości, na których ustanowiono prawo użytkowania górniczego na składowanie odpadów. Poniższa tabela przedstawia zestawienie powierzchni nieruchomości, na których zostało ustanowione prawo użytkowania wieczystego w podziale na cztery powyższe grupy nieruchomości.

Powierzchnia użytkowania górniczego (koncesji) na poszukiwanie złóż	Powierzchnia użytkowania górniczego (koncesji) na eksploatację złóż	Powierzchnia użytkowania górniczego (koncesji) na podziemne magazynowanie gazu	Powierzchnia użytkowania górniczego (koncesji) na składowanie odpadów
51410,5 km^2	1458,5 km^2	64,5 km^2	22,7 km^2

19.2 Nieruchomości istotne dla działalności Grupy PGNiG

Opisane poniżej nieruchomości wskazane zostały przez Spółkę jako istotne dla działalności Grupy PGNiG przede wszystkim ze względu na fakt, iż wykorzystywane są na potrzeby głównych ośrodków decyzyjnych dla spółek Grupy PGNiG jako rejestrowe siedziby Spółki oraz istotnych dla jej działalności spółek zależnych: (i) DSG Sp. z o.o., (ii) GSG Sp. z o.o., (iii) KSG Sp. z o.o., (iv) MSG Sp. z o.o., (v) PSG Sp. z o.o., (vi) WSG Sp. z o.o., (vii) EuRoPol GAZ.

19.2.1 Warszawa, ul. Kasprzaka 25

Nieruchomość położona w Warszawie przy ul. Kasprzaka 25 jest istotna dla Grupy PGNiG przede wszystkim ze względu na fakt, iż znajdują się na niej budynki, w których mieszczą się biura Centrali Spółki, jak i jej spółki zależnej MSG Sp. z o.o.

własność budynków, użytkowanie wieczyste gruntów – nieuregulowany stan prawny

własność gruntów – Miasto Stołeczne Warszawa

nieruchomość zabudowana

pow. gruntu – działki nr 7 oraz 8 – 150.817 m^2

pow. budynków mieszkalnych - 3.219,79 m^2

pow. budynków biurowych i magazynów - 31.385,51 m^2

obciążenia – bez obciążeń

KW 227834 - prowadzona przez Sąd Rejonowy dla Warszawy-Mokotowa, VI Wydział Ksiąg Wieczystych

Wojewoda Mazowiecki decyzją nr 102/02 z dnia 29 maja 2002 r. stwierdził nabycie przez Spółkę z mocy prawa z dniem 5 grudnia 1990 r. prawa użytkowania wieczystego nieruchomości. Od decyzji tej odwołanie złożył Zarząd Gminy Warszawa Centrum wskazując na komunalizację nieruchomości z mocy prawa. Prezes Urzędu Mieszkalnictwa i Rozwoju Miast, z urzędu, w dniu 16 października 2002 r. zawiesił postępowanie do czasu rozstrzygnięcia sprawy komunalizacji nieruchomości. W postępowaniu dotyczącym komunalizacji wyjaśniono, że na mocy decyzji Wojewody Mazowieckiego nr 63192 z dnia 10 października 2003 r., utrzymanej w mocy przez decyzję Krajowej Komisji Uwłaszczeniowej nr KKU-236/03 z dnia 6 stycznia 2004 r., nieruchomość stała się z mocy prawa, tj. z dniem 27 maja 1990 r., własnością Dzielnicy – Gminy Warszawa-Wola. Skutkiem takiego rozstrzygnięcia było uchylenie przez Ministra Infrastruktury, decyzją z dnia 7 września 2004 r., decyzji nr 102/02 Wojewody Mazowieckiego, ponieważ, biorąc pod uwagę fakt, że od dnia 27 maja 1990 r. nieruchomość stanowiła własność gminy, to organ wojewódzki był niewłaściwy do wydania decyzji uwłaszczeniowej.

W chwili obecnej toczy się postępowanie w sprawie uregulowania stanu prawnego nieruchomości. W dniu 3 marca 2004 r. Spółka złożyła do Prezydenta m. st. Warszawy wnioski o przyznanie prawa użytkowania wieczystego nieruchomości i nieodpłatnego przyznania prawa własności budynków i budowli znajdujących się na nieruchomości.

19.2.2 Warszawa, ul. Krucza 6/14

Nieruchomość położona w Warszawie przy ul. Kruczej 6/14 jest istotna dla Grupy PGNiG przede wszystkim ze względu na fakt, iż znajduje się tam siedziba rejestrowa Spółki oraz część biur Centrali Spółki.

własność budynków - Spółka w 1/2 części i Biuro Studiów i Projektów Energetycznych „Energoprojekt" w 1/2 części

współużytkowanie gruntów – Spółka w 1/2 części oraz Biuro Studiów i Projektów Energetycznych „Energoprojekt" w 1/2 części do dnia 5 grudnia 2089 r.

własność gruntów – Skarb Państwa

nieruchomość zabudowana

pow. gruntu – działki nr 145 – 3.138 m^2

pow. budynków biurowych - 3.605,50 m^2

pow. garażu - 463,60 m^2

obciążenia – bez obciążeń

KW 162879 - prowadzona przez Sąd Rejonowy dla Warszawy-Mokotowa, X Wydział Ksiąg Wieczystych

19.2.3 Wrocław, ul. Ziębicka 44

Nieruchomość położona we Wrocławiu przy ul. Ziębickiej 44 jest istotna dla Grupy PGNiG przede wszystkim ze względu na fakt, iż pełni ona rolę rejestrowej siedziby DSG Sp. z o.o.

własność budynków, użytkowanie wieczyste gruntu do dnia 5 grudnia 2089 r. – DSG Sp. z o.o.

własność gruntów – Skarb Państwa

nieruchomość zabudowana

pow. gruntu – działki nr 3/3 oraz 3/4 – 4.871 m^2

pow. biurowe - 2.868 m^2

pow. budynkowe inne – 1.070 m^2

obciążenia – bez obciążeń

KW 53177 - prowadzona przez Sąd Rejonowy dla Wrocławia-Krzyki, IV Wydział Ksiąg Wieczystych

19.2.4 Zabrze, ul. Szczęść Boże 11

Nieruchomość położona w Zabrzu przy ul. Szczęść Boże 11 jest istotna dla Grupy PGNiG przede wszystkim ze względu na fakt, iż pełni ona rolę rejestrowej siedziby GSG Sp. z o.o.

własność budynków – GSG Sp. z o.o.

użytkowanie wieczyste gruntu - działki nr 565/50, 567/54 oraz 910/6 – GSG Sp. z o.o. do dnia 4 grudnia 2089 r.; działki nr 655/6 oraz 809/6 – GSG Sp. z o.o. do dnia 2 sierpnia 2092 r.; działki nr 577/45, 775/45, 909/6, 777/50, 787/47, 789/45 oraz 579/47 – GSG Sp. z o.o. do dnia 18 lutego 2096 r.

własność gruntów – działki nr 655/6, 809/6, 565/50, 567/54 oraz 910/6 - Skarb Państwa; działki nr 577/45, 775/45, 909/6, 777/50, 787/47, 789/45 oraz 579/47 – Gmina Zabrze

nieruchomość zabudowana

pow. gruntu – działka nr 655/6 – 989 m^2; działka nr 809/6 – 509 m^2; działka nr 577/45 – 399 m^2; działka nr 775/45 – 34 m^2; działka nr 909/6 – 42 m^2; działka nr 777/50 – 213 m^2; działka nr 787/47 – 229 m^2; działka nr 789/45 – 212 m^2; działka nr 579/47 – 476 m^2; działka nr 565/50 – 480 m^2; działka nr 567/54 – 482 m^2; działka nr 910/6 – 59 m^2

pow. budynku -3.222 m^2

obciążenia – bez obciążeń

KW 14915 (działki nr 655/6 oraz 809/6); KW 7890 (działki nr 577/45, 775/45, 909/6, 777/50, 787/47, 789/45 oraz 579/47); KW 11660 (działki nr 565/50, 567/54 oraz 910/6) - prowadzone przez Sąd Rejonowy w Zabrzu, Wydział Ksiąg Wieczystych

19.2.5 Tarnów, ul. Wita Stwosza 7

Nieruchomość położona w Tarnowie przy ul. Wita Stwosza 7 jest istotna dla Grupy PGNiG przede wszystkim ze względu na fakt, iż pełni ona rolę rejestrowej siedziby KSG Sp. z o.o.

własność budynków – KSG Sp. z o.o.

użytkowanie wieczyste gruntu - działki nr 14/5, 15/22 oraz 15/25 - KSG Sp. z o.o. do dnia 4 grudnia 2089 r.

własność gruntów – działki nr 19/2 oraz 19/3 - KSG Sp. z o.o.; działki nr 14/5, 15/22 oraz 15/25 – Skarb Państwa

nieruchomość zabudowana

pow. gruntu – działki nr 19/2 oraz 19/3 - 577 m^2; działki nr 14/5, 15/22 oraz 15/25 – 2.474 m^2

pow. budynków położonych na działkach nr 19/2, 19/3, nr 14/5, 15/22 oraz 15/25 - budynek administracyjny – 1.977,20 m^2; budynek warsztatowo-socjalny – 971 m^2; budynek akumulatorowni – 8,20 m^2

obciążenia – bez obciążeń

KW 30626 prowadzona przez Sąd Rejonowy w Tarnowie, Wydział Ksiąg Wieczystych – dla działek nr 19/2 oraz 19/3 oraz KW 107735 prowadzona przez Sąd Rejonowy w Tarnowie, Wydział Ksiąg Wieczystych – dla działek nr 14/5, 15/22 oraz 15/25

19.2.6 Gdańsk, ul. Wałowa

Nieruchomość położona w Gdańsku przy ul. Wałowej jest istotna dla Grupy PGNiG przede wszystkim ze względu na fakt, iż pełni ona rolę rejestrowej siedziby PSG Sp. z o.o.

własność budynków, użytkowanie wieczyste gruntu do dnia 5 grudnia 2030 r. - PSG Sp. z o.o

własność gruntów – Skarb Państwa

nieruchomość zabudowana

pow. gruntu – działka nr 209 – 4.383 m^2, działka nr 210/1 – 28.256 m^2, działka nr 214/1 – 65.804 m^2

pow. budynków – 6.664,5 m^2

obciążenia – bez obciążeń

KW 62298 - prowadzona przez Sąd Rejonowy w Gdańsku, X Wydział Ksiąg Wieczystych

19.2.7 Poznań, ul. Grobla 10-16

Nieruchomość położona w Poznaniu przy ul. Grobla 10-16 jest istotna dla Grupy PGNiG przede wszystkim ze względu na fakt, iż pełni ona rolę rejestrowej siedziby WSG Sp. z o.o.

Nieruchomość jest wykorzystywana przez WSG Sp. z o.o. na podstawie umowy dzierżawy z dnia 1 stycznia 2003 r. zawartej ze Spółką na czas oznaczony do dnia 31 maja 2005 r.

własność budynków - Spółka

użytkowanie wieczyste gruntu – Spółka

własność gruntów – Skarb Państwa

nieruchomość zabudowana

pow. gruntu – działki nr 48/3, 46/5, 38/2, 34/5, 44/8, 33/4, 32/1, 44/9, 34/3, 35, 36, 37, 44/6, 41, 42/3, 44/5, 45, 46/3, 47/2, 48/1, 49, 50/3, 51, 52, 53, 54 oraz 55 - 46.367 m^2

pow. budynków – 15.004,37 m^2

obciążenia – bez obciążeń

KW 110034 prowadzona przez Sąd Rejonowy w Poznaniu, Wydział Ksiąg Wieczystych

19.2.8 Warszawa, ul. Literacka 11

Nieruchomość położona w Warszawie przy ul. Literackiej 11 jest istotna dla Grupy PGNiG przede wszystkim ze względu na fakt, iż w bliskiej przyszłości pełnić będzie rolę rejestrowej siedziby EuRoPol GAZ. Nieruchomości budynkowe mające być miejscem siedziby rejestrowej EuRoPol GAZ są aktualnie w budowie. Budowę nowej siedziby EuRoPol GAZ rozpoczęto w 1999 roku na podstawie decyzji nr 86/99 Urzędu Gminy Bielany z dnia 22 września 1999 r. o pozwoleniu na budowę.

własność budowanych nieruchomości budynkowych – Spółka

własność gruntów – działki 47, 48/1 – 2.493 m^2 – Spółka; działki 49/1, 50 – 20.215 m^2 Gmina Warszawa-Bielany

użytkowanie wieczyste gruntów o powierzchni 20.215 m^2 – Spółka do dnia 30 września 2097 r.

nieruchomość zabudowana

pow. budowanych nieruchomości budynkowych – ok. 32 tys. m^2

pow. łączna gruntów: działki 47, 48/1, 49/1, 50 – 22.708 m^2

KW 218705 i KW 338444 prowadzone przez Sąd Rejonowy dla Warszawy Mokotowa, VI Wydział Ksiąg Wieczystych

obciążenia – bez obciążeń

Na dzień 24 maja 2005 r. siedziba rejestrowa EuRoPol GAZ mieści się w Warszawie przy Al. Stanów Zjednoczonych 61. Nieruchomość ta jest użytkowana przez EuRoPol GAZ na podstawie porozumienia z dnia 11 grudnia 2003 r. w sprawie najmu pomieszczeń biurowych i magazynowych zawartego ze spółką BEL Leasing Sp. z o.o., będącej właścicielem budynku. Przedmiotem najmu jest 2.083,50 m² powierzchni biurowej oraz 216 m² powierzchni magazynowej. Wynajmowana powierzchnia mieści się w budynku biurowym o powierzchni całkowitej 6.098,14 m², położonym na działce nr 43/1 o powierzchni całkowitej 3.371 m², będącej w użytkowaniu wieczystym. Właścicielem gruntu jest Skarb Państwa. Księga wieczysta KW 139077 prowadzona jest przez Sąd Rejonowy dla Warszawy Mokotowa.

19.2.9 Gazociąg Jamał – Europa Zachodnia

Budowa Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia o całkowitej długości ok. 4 tys. km ma na celu połączenie Europy Zachodniej ze złożami gazu ziemnego na półwyspie Jamał. Gazociąg tranzytowy posiada istotne znaczenie dla Spółki ze względu na fakt, iż polski odcinek gazociągu budowany jest przez spółkę EuRoPol GAZ, w której Spółka posiada 48% akcji w kapitale zakładowym.

Realizowany przez EuRoPol GAZ projekt zakłada, że polski odcinek gazociągu tranzytowego będzie składał się z dwóch równoległych nitek o długości ok. 684,8 km każda i pięciu tłoczni gazu. Jego trasa przebiega przez 67 gmin pięciu województw: lubuskiego, wielkopolskiego, kujawsko-pomorskiego, mazowieckiego i podlaskiego.

Grunty na czas budowy gazociągu tranzytowego pozyskiwane były na podstawie standardowych umów cywilnoprawnych zawieranych przez EuRoPol GAZ z ich właścicielami lub posiadaczami. Umowy zawierane były w latach 1996-1999. Łącznie zawarto ok. 4.200 tego typu umów.

Dostęp do 31 nieruchomości, w związku z brakiem możliwości zawarcia umowy cywilnoprawnej, EuRoPol GAZ uzyskał na podstawie decyzji administracyjnych, wydanych na podstawie art. 70 uchylonej Ustawy o Gospodarce Gruntami i Wywłaszczaniu Nieruchomości oraz art. 124 Ustawy o Gospodarce Nieruchomościami. W powyższych przypadkach należne odszkodowanie ustalane było w postępowaniu administracyjnym przez organ, który te decyzje wydał. W związku z brakiem akceptacji przez część właścicieli gruntów wysokości odszkodowań toczy się wciąż 10 postępowań administracyjnych w tych sprawach. Łączna wysokość należnych odszkodowań, według wycen rzeczoznawców, wynosi ok. 150 tys. zł.

Po zakończeniu budowy Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia grunty rolne, po wykonaniu na nich rekultywacji, zwrócone zostały właścicielom do dalszego rolniczego użytkowania, zaś grunty leśne w części podlegającej czasowemu wyłączeniu z produkcji leśnej do ponownego zalesienia. Grunty leśne będące własnością Skarbu Państwa położone nad Gazociągiem Jamał-Europa Zachodnia, trwale wyłączone z produkcji leśnej, pozostają niezalesione i są dzierżawione przez EuRoPol GAZ na podstawie zawartych z poszczególnymi nadleśnictwami umów. Jednocześnie EuRoPol GAZ ma zagwarantowane prawo wchodzenia na teren nieruchomości, w obrębie której przebiega Gazociąg Jamał-Europa Zachodnia, w celu wykonywania prac remontowo–konserwacyjnych. Obciążenie to jest skuteczne również w stosunku do następców prawnych właścicieli lub posiadaczy nieruchomości.

20 OPIS WSZCZĘTYCH POSTĘPOWAŃ

20.1 Dochodzenie należności

PGNiG dochodzi należności na podstawie przepisów prawa i umów zawartych z odbiorcami gazu, nie korzystając w tym zakresie z usług zewnętrznych firm windykacyjnych. Procedura windykacji należności prowadzona jest w oparciu o wewnętrzne regulacje PGNiG.

PGNiG przekazał Spółkom Gazownictwa procedurę windykacyjną stanowiącą wytyczne kierunkowe dla zbudowania wewnętrznych procedur w tym zakresie. Na podstawie przekazanych wytycznych poszczególne Spółki Gazownictwa uchwaliły własne regulaminy odzyskiwania należności z uwzględnieniem lokalnej specyfiki odbiorców i stosowanymi w spółkach aplikacjami informatycznymi i bilingowymi. Spółki Gazownictwa podobnie jak PGNiG nie korzystają z usług zewnętrznych firm windykacyjnych prowadzących obrót wierzytelnościami.

Część należności PGNiG została przekazana Spółkom Gazownictwa do windykacji na mocy zawartych w dniu 2 stycznia 2003 r. umów o świadczenie usług w zakresie windykacji należności. Spółki Gazownictwa realizują bieżącą współpracę z dotychczasowymi odbiorcami PGNiG i windykują dług powstały przed dniem 1 stycznia 2003 r. w imieniu i na rzecz PGNiG. Przekazane Spółkom Gazownictwa wierzytelności były monitorowane przez PGNiG w szczególności na podstawie raportów otrzymywanych od Spółek Gazownictwa. PGNiG kontroluje bieżące należności z tytułu sprzedaży gazu do Spółek Gazownictwa oraz monitoruje sprzedaż wierzytelności.

Stan należności PGNiG na dzień 31 marca 2005 r. przedstawia poniższa tabela.

Ogólna kwota należności na dzień 31.03.2005 r.	
1.334.164,8 tys. zł	
W tym należności przeterminowane niebędące przedmiotem postępowań sądowych	**W tym należności przeterminowane będące przedmiotem postępowań sądowych**
317.819 tys. zł	324.035,7 tys. zł

Dodatkowo PGNiG posiada należności, których windykacja w imieniu i na rzecz PGNiG została powierzona Spółkom Gazownictwa. Stan przedmiotowych należności prezentuje poniższa tabela.

Należności dochodzone przez Spółki Gazownictwa w imieniu i na rzecz PGNiG	
155.506,9 tys. zł	
W tym należności będące przedmiotem postępowań windykacyjnych	**W tym należności będące przedmiotem postępowań egzekucyjnych**
77.884,4 tys. zł	77.622, 4 tys. zł

Zgodnie z Ustawą o Rachunkowości PGNiG aktualizuje wartość należności dokonując odpisów aktualizujących uwzględniających stopień prawdopodobieństwa zapłaty należności. Jako spółka dominująca PGNiG tworzy odpisy aktualizujące na należności przeterminowane powyżej 90 dni od wszystkich odbiorców. Na należności od kontrahentów przemysłowych odbierających znaczne ilości dobowe gazu, których kondycja finansowa jest zła PGNiG ustala wysokość odpisów aktualizacyjnych indywidualnie dla każdego odbiorcy. W Spółkach Gazownictwa odpisy aktualizujące należności z tytułu dostaw gazu dla odbiorców drobnych, o małym zużyciu gazu, rozliczanych według grup taryfowych 1-4 kalkulowane są statystycznie. Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności w okresie roku. Na bazie analizy wyliczane są wskaźniki opłacalności, które służą ustaleniu odpisów według struktury wiekowej należności.

Na dzień 31 grudnia 2004 r. wysokość odpisów aktualizacyjnych według danych przed zbadaniem wynosi 860.657 tys. PLN w przypadku PGNiG, a 1.006.619 tys. PLN w przypadku Grupy Kapitałowej PGNiG.

20.2 Postępowania sądowe PGNiG

W okresie ostatnich 5 lat obrotowych do dnia sporządzenia Prospektu nie toczyły się, ani też nie zostały wszczęte wobec PGNiG postępowania upadłościowe, układowe, ugodowe, egzekucyjne lub likwidacyjne (z wyjątkiem postępowania o likwidację Oddziału w Pakistanie), których wynik mógłby mieć istotne znaczenie dla działalności PGNiG.

Poniżej został przedstawiony wykaz postępowań, których stroną jest PGNiG a które mogą mieć istotne znaczenie dla działalności Grupy PGNiG z uwagi na wysoką wartość przedmiotu sporu, bądź względy ekonomiczno – strategiczne.

20.2.1 Postępowania, w których PGNiG występuje jako powód

Poniżej został przedstawiony opis postępowań istotnych z punktu widzenia działalności Grupy PGNiG, w których PGNiG występuje jako powód.

1. Sprawa z powództwa PGNiG przeciwko EuRoPol GAZ o zapłatę odsetek należnych z tytułu zawartej między stronami umowy z dnia 25 września 1995 r. nr DF/33/95 w sprawie pożyczki i gwarancji na sfinansowanie budowy systemu gazociągów tranzytowych (szczegółowe informacje dotyczące ww. umowy zostały zawarte w pkt. 18.3 niniejszego Rozdziału). Pożyczka stanowiła część finansowania inwestycji realizowanej przez EuRoPol GAZ, polegającej na budowie Gazociągu Jamał–Europa Zachodnia. Wartość przedmiotu sporu wynosi 8.317.675,16 USD. Powód dochodzi zapłaty odsetek za zwłokę w spłacie sześciu rat kapitału pożyczki za okres od 2 marca 2001 r. do 27 lutego 2004 r. W odpowiedzi na pozew z dnia 16 czerwca 2004 r. pozwany wniósł o oddalenie powództwa z uwagi na błędną metodę obliczenia przez PGNiG odsetek. Rozprawa mająca odbyć się przed Sądem Okręgowym w Warszawie w dniu 8 kwietnia 2005 r. została zdjęta z wokandy z uwagi na odbywający się w tym dniu pogrzeb Papieża Jana Pawła II. Do dnia 24 maja 2005 r. nowy termin rozprawy nie został wyznaczony.
2. Sprawa z powództwa PGNiG przeciwko Przedsiębiorstwu Inwestycyjnemu „GAZOTECH" Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie przy ul. Pogranicznej 8 o stwierdzenie nieważności dwóch uchwał zwyczajnego zgromadzenia wspólników pozwanego podjętych w dniu 23 kwietnia 2004 r. Wartość przedmiotu sporu wynosi 52.000 tys. PLN. Zaskarżone uchwały zostały, zdaniem PGNiG, podjęte z naruszeniem postanowień umowy spółki „GAZOTECH" Sp. z o.o. oraz przepisów KSH. Pierwszą uchwałą zgromadzenie wspólników nieodpłatnie umorzyło, z ogólnej ilości 926 udziałów, 854 udziały należące do Agnieszki Brzostowskiej-Waloch nabyte przez pozwaną spółkę w dniu 22 kwietnia 2004 r. W wyniku ww. umorzenia PGNiG, które posiadało w spółce 50 udziałów, stanowiących 5,4% kapitału zakładowego stało się największym udziałowcem w spółce „GAZOTECH" Sp. z o.o. Pozostali wspólnicy posiadali: (i) 18 udziałów - Fundusz Kapitałowy ABIT-INVEST S.A., (ii) 2 udziały - Veris Invest Sp. z o.o. oraz (iii) 2 udziały - Stanisław Jakubowski. Z uwagi na uprzywilejowanie Funduszu Kapitałowego ABIT-INVEST S.A co do głosu (3 głosy na udział) PGNiG w wyniku podjętej uchwały posiada 69,4% udziałów i tylko 46,2% głosów. Druga z zaskarżonych uchwał zobowiązała PGNiG do dokonania dopłat na rzecz pozwanej spółki

w łącznej kwocie 52.000 tys. PLN do końca 2004 roku. Sąd Apelacyjny w Warszawie postanowieniem z dnia 28 października 2004 r. zabezpieczył powództwo o stwierdzenie nieważności uchwały o dopłatach poprzez wstrzymanie w całości wykonania tej uchwały. W uzasadnieniu wyżej wymienionego postanowienia Sąd Apelacyjny uznał, że uchwała zobowiązująca powoda do dokonania dopłat została podjęta z naruszeniem art. 238 KSH, gdyż porządek obrad winien zawierać informację o wysokości i terminach dopłat. Zdaniem Spółki do czasu zakończenia przedmiotowego postępowania o stwierdzenie nieważności uchwały o dopłatach pozwany nie podejmie działań przeciwko PGNiG w celu wyegzekwowania kwot dopłat. Pierwsza rozprawa przed Sądem Okręgowym odbyła się w dniu 18 kwietnia 2005 r. Do dnia 24 maja 2005 r. termin kolejnej rozprawy nie został wyznaczony.

3. Sprawa z powództwa PGNiG przeciwko Przedsiębiorstwu Inwestycyjnemu „GAZOTECH" Sp. z o.o. o stwierdzenie nieważności uchwały nr 1 nadzwyczajnego zgromadzenia wspólników pozwanej spółki dotyczącej zobowiązania wspólników do wniesienia dopłat podjętej w dniu 19 stycznia 2005 r. Wartość przedmiotu sporu wynosi 26.000 tys. PLN i stanowi ona równowartość dopłaty do jakiej PGNiG został zobowiązany na mocy zaskarżonej uchwały. Wysokość nałożonych na PGNiG dopłat jest skutkiem zmiany struktury kapitałowej wynikającej z uchwały o umorzeniu udziałów podjętej przez walne zgromadzenie wspólników w dniu 23 kwietnia 2004 r. Przedmiotowe postępowanie pozostaje w związku ze sprawą o stwierdzenie nieważności uchwał pozwanego podjętych w dniu 23 kwietnia 2004 r. bowiem ewentualne uwzględnienie tegoż powództwa będzie miało ten skutek, że siła głosów PGNiG na zgromadzeniach wspólników ulegnie redukcji przez co podjęcie zaskarżonej przedmiotowym pozwem uchwały będzie naruszało umowę pozwanej spółki. W pozwie PGNiG złożył wniosek o wydanie zarządzenia tymczasowego nakazującego wstrzymanie wykonania zaskarżonej uchwały w całości. Do dnia 24 maja 2005 r. Spółka nie otrzymała żadnej informacji w przedmiocie rozpoznania ww. wniosku.

20.2.2 Postępowania, w których PGNiG występuje jako pozwany

Poniżej został przedstawiony opis postępowań istotnych z punktu widzenia działalności Grupy PGNiG, w których PGNiG występuje jako pozwany.

1. Sprawa z powództwa EuRoPol GAZ o zapłatę części kwot opłat za przesył gazu należnych za okres od dnia 1 września 2002 r. do dnia 31 grudnia 2003 r. Wartość przedmiotu sporu wynosi 40.506,3 tys. zł. Dochodzone przez powoda roszczenie wynika z zawartej między stronami w dniu 31 grudnia 1999 r. umowy na wykonanie usługi przesyłu gazu ziemnego, na mocy której powód przesyłał gaz ziemny administrowanymi przez siebie systemami gazociągów tranzytowych na terytorium RP od granicy Republiki Białorusi i RP do punktu odbioru gazu we Włocławku, a począwszy od 30 września 2002 r. także do punktu odbioru gazu we Lwówku. Kwestią sporną pomiędzy stronami niniejszego postępowania jest stawka, według której powinny być naliczane opłaty za gaz w okresie objętym pozwem. Zdaniem powoda od dnia 1 września 2002 r. do dnia 31 grudnia 2003 r. opłaty za przesył gazu winny być naliczane w oparciu o stawki określone w taryfie zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 14 sierpnia 2002 r., a nie jak poprzednio – w oparciu o stawkę określoną w umowie. PGNiG wniósł o oddalenie powództwa w całości podnosząc m. in., iż EuRoPol GAZ nie doprowadził do zmiany zasad rozliczeń przewidzianych w umowie i bezpodstawnie przyjął, iż samo zatwierdzenie taryfy przez Prezesa URE oznaczało automatyczną zmianę rozliczeń pomiędzy stronami. Na wniosek EuRoPol GAZ, motywowany zamiarem podjęcia próby ugodowego rozwiązania przedmiotowego sporu, Sąd Arbitrażowy przy KIG w Warszawie zniósł pierwszy termin rozprawy wyznaczony na dzień 26 kwietnia 2005 r. PGNiG wyraził zgodę na zniesienie terminu rozprawy i oczekuje na przedstawienie przez EuRoPol GAZ propozycji ugodowych.

2. Sprawa z powództwa PHZ Bartimpex S.A. przeciwko Skarbowi Państwa i podsekretarzowi stanu w Ministerstwie Gospodarki Janowi Szlęzakowi o zapłatę odszkodowania za niewywiązanie się pozwanych ze zobowiązań ujętych w zawartym pomiędzy PGNiG, spółką IRB Sp. z o.o. oraz spółką Ruhrgas AG liście intencyjnym z dnia 28 stycznia 1999 r. dotyczącym inwestycji budowy gazociągu biegnącego z Bernau do Szczecina. Wartość przedmiotu sporu wynosi 6.404 tys. zł. Powód podnosi, iż wskutek bezprawnych działań funkcjonariusza administracji publicznej, PGNiG został zmuszony do zerwania negocjacji dotyczących wspólnej inwestycji budowy gazociągu, a nakłady poniesione przez powoda w związku z negocjacjami i otwartym procesem inwestycyjnym zostały stracone. Pozwani wnieśli o oddalenie powództwa w całości. Sąd Okręgowy w Warszawie postanowieniem z dnia 15 stycznia 2003 r. wezwał PGNiG do udziału w niniejszej sprawie w charakterze pozwanego. W odpowiedzi na pozew z dnia 23 kwietnia 2003 r. PGNiG wniósł o oddalenie powództwa w całości stwierdzając m. in., iż list intencyjny obowiązywał jedynie w okresie jednego roku i nie stanowił wiążącej umowy, a wszelkie wydatki poniesione przez powoda były przedwczesne. Ponadto PGNiG podniósł, iż przy ocenie niniejszej sprawy należy wziąć pod uwagę specyfikę jego działalności, obowiązek zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, jego uwarunkowania właścicielskie oraz „Założenia polityki energetycznej Polski do

2020 r." przyjęte przez Rząd w dniu 22 lutego 2000 r. PGNiG jako jednoosobowa spółka Skarbu Państwa zobowiązany jest bowiem wykonywać zalecenia odpowiednich organów państwowych, które w niniejszym przypadku nakazywały wstrzymanie ewentualnego podpisania umowy z firmą Ruhrgas AG na przesył gazu norweskiego do Polski do czasu wyrażenia zgody przez ministra właściwego ds. gospodarki. Sąd Okręgowy wyznaczył kolejny termin rozprawy na dzień 9 czerwca 2005 r.

3. Sprawa z powództwa Romana Reinish i Zbigniewa Lorenc o zapłatę wynagrodzenia za korzystanie przez pozwanego z patentu PL 181633 udzielonego powodom na wynalazek pt. „Sposób i układ do wykorzystania wyeksploatowanych złóż gazu zaazotowanego dla magazynowania różnych gazów". Wartość przedmiotu sporu wynosi 1.994 tys. zł. Powodowie domagają się wynagrodzenia za korzystanie przez PGNiG w podziemnym magazynie gazu Wierzchowice z wynalazku, na który powodowie uzyskali patent w dniu 14 lutego 2001 r. Postanowieniem z dnia 8 października 2004 r. Sąd Okręgowy w Warszawie zawiesił niniejsze postępowanie do czasu rozstrzygnięcia przez Urząd Patentowy wniosku PGNiG z dnia 15 lipca 2003 r. o unieważnienie przedmiotowego wynalazku z uwagi na fakt, iż rozwiązanie przedstawione w opisie patentowym nr 181633 nie spełniało w dacie zgłoszenia do Urzędu Patentowego (tj. 25 listopada 1996 r.) ustawowych warunków określonych w art. 10 ustawy z dnia 19 października 1972 r. o wynalazczości (tekst jednolity: Dz. U Nr 26, poz. 117, z późn. zm.), tj.: (i) nowości sposobu, (ii) nieoczywistości sposobu, (iii) nieoczywistości układu, oraz (iv) zastosowalności sposobu. W dniu 15 listopada 2004 r. powodowie złożyli zażalenie na powyższe postanowienie. Sąd Apelacyjny w Warszawie postanowieniem z dnia 17 grudnia 2004 r. oddalił zażalenie powodów jako nieuzasadnione, podtrzymując tym samym postanowienie Sądu Okręgowego o zawieszeniu postępowania.

   Dnia 29 grudnia 2004 r. siedem z pozostałych osób formalnie uprawnionych z patentu 181633 złożyło pozew do Sądu Okręgowego w Warszawie z analogicznymi roszczeniami jak Roman Reinish i Zbigniew Lorenc, określając łączną wartość przedmiotu sporu na 6.979 tys. zł. W dniu 21 lutego 2005 r. PGNiG złożył odpowiedź na pozew, w której wniósł o oddalenie powództwa w całości, a w przypadku nieuwzględnienia powyższego wniosku o połączenie niniejszej sprawy ze sprawą z powództwa Romana Reinish i Zbigniewa Lorenc i zawieszenie postępowania.

   Postanowieniem z dnia 16 marca 2005 r. Urząd Patentowy RP uznał za uzasadnione wszystkie podniesione przez PGNiG zarzuty i unieważnił patent. Na dzień 24 maja 2005 r. postanowienie nie jest prawomocne.

4. Sprawa z powództwa Tullow Pakistan (Developments) Ltd. przeciwko PGNiG (Oddział w Pakistanie) o likwidację ww. Oddziału. Wartość przedmiotu sporu wynosi 1.122,5 tys. USD. W latach 2000-2001 PGNiG był partnerem powoda przy realizacji koncesji Nawabshah w Pakistanie dotyczącej poszukiwania złóż. W trakcie ww. współpracy powstał spór dotyczący wzajemnych rozliczeń pomiędzy stronami. Zdaniem PGNiG, Tullow Pakistan (Developments) Ltd. domaga się od PGNiG zapłaty kwot w nieuzasadnionej wysokości, co w opinii PGNiG było wynikiem nieprzestrzegania przez Tullow Pakistan (Developments) Ltd. zapisów umowy koncesyjnej z rządem Pakistanu, której sygnatariuszem jest również PGNiG. Przeprowadzony w 2004 roku audyt nieoperatorski ksiąg rachunkowych Tullow Pakistan (Developments) Ltd. za lata 2000-2001 potwierdził, iż żądania Tullow Pakistan (Developments) Ltd. są wygórowane. Wyrokiem z dnia 11 marca 2004 r. Sąd Wyższej Instancji w Lahore w Pakistanie pod rygorem ustanowienia likwidatora dla Oddziału w Pakistanie nakazał pozwanemu zapłacenie żądanej przez powoda kwoty do dnia 30 kwietnia 2004 r. Powyższy wyrok został przez PGNiG zaskarżony do Sądu Najwyższego Pakistanu w dniu 13 kwietnia 2004 r. Spółka wystawiła na rzecz Sekretarza Sądu Najwyższego gwarancję bankową zabezpieczającą roszczenia powoda. Po wystawieniu gwarancji Sąd Najwyższy postanowieniem z dnia 15 lipca 2004 r. przyjął apelację PGNiG do rozpoznania wstrzymując jednocześnie wykonanie postanowień Sądu I Instancji do czasu wydania przez Sąd Najwyższy ostatecznego wyroku w sprawie. Na dzień 24 maja 2005 r. komisja powołana przez Zarząd prowadzi negocjacje z Tullow Pakistan (Developments) Ltd. celem zawarcia ugody, która doprowadziłaby do zapłaty pewnej uzgodnionej przez strony kwoty na rzecz Tullow Pakistan (Developments) Ltd. oraz cofnięcia przez Tullow Pakistan (Developments) Ltd. powództwa o likwidację Oddziału w Pakistanie.

20.2.3 Postępowania upadłościowe, w których PGNiG występuje jako wierzyciel

Poniżej zostało przedstawione zestawienie najistotniejszych postępowań upadłościowych, w których PGNiG występuje jako wierzyciel.

1. Postępowanie upadłościowe Huty Batory S.A. Kwota dochodzonej przez PGNiG wierzytelności wynosi 62.098 tys. zł. Postanowieniem Sądu Rejonowego w Katowicach z dnia 4 czerwca 2003 r. została ogłoszona upadłość Huty Batory S.A.;

2. Postępowanie upadłościowe Huty Ostrowiec S.A. Kwota dochodzonej przez PGNiG wierzytelności wynosi 50.012,2 tys. zł. Postanowieniem Sądu Rejonowego w Kielcach z dnia 5 lipca 2002 r. została ogłoszona upadłość Huty Ostrowiec S.A.;

3. Postępowanie upadłościowe z opcją likwidacyjną Huty Jedność S.A. Kwota dochodzonej przez PGNiG wierzytelności wynosi 44.991,2 tys. zł. Postanowieniem Sądu Rejonowego w Katowicach z dnia 30 października 2003 r. r. została ogłoszona upadłość Huty Jedność S.A.;

4. Postępowanie upadłościowe Huty Szkła „Szczakowa" S.A. Kwota dochodzonej przez PGNiG wierzytelności wynosi 39.044,8 tys. zł. Postanowieniem Sądu Rejonowego w Katowicach z dnia 21 maja 2002 r. została ogłoszona upadłość Huty Szkła „Szczakowa" S.A.

5. Postępowanie upadłościowe Obszaru Przemysłowego Zakłady Ostrowieckie S.A. Kwota dochodzonej przez PGNiG wierzytelności wynosi 11.382,2 tys. zł. Postanowieniem Sądu Rejonowego w Kielcach z dnia 18 września 2003 r. została ogłoszona upadłość Obszaru Przemysłowego Zakłady Ostrowieckie S.A.

6. Postępowanie w przedmiocie ogłoszenia upadłości Budownictwa Naftowego Naftomontaż Sp. z o.o. spółki zależnej od PGNiG. Łączna kwota wierzytelności PGNiG wynosi 33.018,9. tys. zł. Wierzytelności pozostałych wierzycieli wynoszą łącznie 21.160,9 tys. zł. W dniu 14 grudnia 2004 r. Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o. złożyło do Sądu Rejonowego w Krośnie wniosek o ogłoszenie upadłości obejmującej likwidację majątku. Postanowieniem z dnia 17 stycznia 2005 r. Sąd Rejonowy zabezpieczył majątek dłużnika przez ustanowienie tymczasowego nadzorcy sądowego. W dniu 8 marca 2005 r. Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o. złożyło do Sądu Rejonowego propozycję układową obejmującą sposób restrukturyzacji zobowiązań. Postanowieniem z dnia 15 marca 2005 r. Sąd Rejonowy zwołał wstępne zgromadzenie wierzycieli dłużnika na dzień 18 kwietnia 2005 r. w przedmiocie podjęcia uchwał co do: (i) prowadzenia dalszego postępowania upadłościowego z możliwością zawarcia układu albo likwidacji majątku, (ii) wyboru rady wierzycieli, (iii) zawarcia układu według propozycji układowych przedłożonych przez dłużnika. Dnia 5 maja 2005 r. Sąd Rejonowy wydał postanowienie o zatwierdzeniu układu zawartego przez Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o. z wierzycielami w dniu 18 kwietnia 2005 r. Postanowienie jest prawomocne. Układ przewiduje restrukturyzację wierzytelności poprzez: (i) konwersję na udziały Budownictwa Naftowego Naftomontaż Sp. z o.o. kwoty 19.000 tys. zł (w tym kwota wierzytelności PGNiG objętych konwersją wynosi 14.000 tys. zł), (ii) spłatę przez PGNiG na rzecz pozostałych wierzycieli wierzytelności, za które odpowiada jako dłużnik solidarny w kwocie 16.160,9 tys. zł, (iii) spłatę wierzytelności PGNiG nie objętych konwersją w kwocie 1.477,3 tys. zł do dnia 31 grudnia 2005 r., (iv) spłatę wierzytelności PGNiG w kwocie 17.541,6 tys. zł (w tym ww. wierzytelności powstałej z tytułu spłat) w 32 ratach kwartalnych począwszy od dnia 31 marca 2007 r.

20.2.4 Postępowania układowe oraz zawarte z dłużnikami PGNiG układy

Łączna kwota 15 najistotniejszych wierzytelności objętych układami/postępowaniami układowymi, w których PGNiG występuje jako wierzyciel wynosi 154.268,6 tys. zł z czego na dzień 31 marca 2005 r. do spłaty pozostało 86.883,6 tys. zł. Poniżej zostało przedstawione zestawienie najistotniejszych postępowań układowych, w których PGNiG występuje jako wierzyciel oraz układów zawartych pomiędzy PGNiG a jego dłużnikami.

1. Postępowanie układowe Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A. Kwota zgłoszonej przez Spółkę wierzytelności wynosi 54.442,5 tys. zł. Postanowieniem Sądu Rejonowego w Tarnowie z dnia 10 lipca 2003 r. zatwierdzony został układ zawarty z wierzycielami w dniu 11 czerwca 2003 r. Jeden z wierzycieli zaskarżył ww. postanowienie Sądu Rejonowego. Na dzień 31 marca 2005 r. sprawa jest poddana pod rozstrzygnięcie Sądu Najwyższego.

2. Układ pomiędzy wierzycielami (m. in. PGNiG) a Zakładami Azotowymi Kędzierzyn S.A. zatwierdzony postanowieniem Sądu Rejonowego w Opolu z dnia 15 października 1999 r. Wierzytelność PGNiG objęta układem wynosi 27.315,7 tys. zł. Kwota ta została zredukowana o 15%, a spłata pozostałej części rozłożona na okres 6 lat. Na dzień 31 marca 2005 r. do odzyskania pozostało 4.646,5 tys. PLN. Całkowita spłata wierzytelności objętych układem nastąpi do końca 2005 roku.

3. Układ pomiędzy wierzycielami (m.in. PGNiG) a Hutą im. Tadeusza Sendzimira zatwierdzony postanowieniem Sądu Rejonowego dla Krakowa-Śródmieścia w Krakowie z dnia 29 lipca 2002 r. Wierzytelność PGNiG objęta układem wynosi 48.903,9 tys. zł, z czego umorzone zostało 19.561,5 tys. zł. Spłatę pozostałej części rozłożono na okres 5 lat. Na dzień 31 marca 2005 r. do odzyskania pozostało 13.204 tys. zł.

4. Układ pomiędzy wierzycielami (m. in. PGNiG) a Hutą Częstochowa S.A. zatwierdzony postanowieniem Sądu Rejonowego w Częstochowie z dnia 28 grudnia 2001 r. Wierzytelność PGNiG objęta układem wynosi 9.495 tys. zł, a jej spłata została rozłożona na okres 9 lat. Dłużnik nie dokonał żadnej wpłaty, w związku z czym w dniu 13 października 2003 r. na podstawie ustawy z dnia 30 października 2002 r. o pomocy publicznej dla przedsiębiorców o szczególnym znaczeniu dla rynku pracy (Dz. U. z 2002 r., Nr 213, poz. 1800, z późn. zm.) została zawarta „Ugoda restrukturyzacyjna w zakresie zobowiązań cywilnoprawnych", której jedną ze stron był PGNiG. Dnia 25 listopada 2004 r. dziewięciu największych wierzycieli Huty Częstochowa S.A. podpisało porozumienie dotyczące współpracy w procesie sprzedaży udziałów spółek, które mają oni objąć za wierzytelności w drodze konwersji. Na podstawie ww. porozumienia wierzyciele mają głos doradczy dla prowadzących procedurę wyboru oferenta (inwestora dla Huty Częstochowa S.A.) - Towarzystwa Finansowego Silesia Sp. z o.o. oraz samej Huty Częstochowa S.A.

20.2.5 Największe wierzytelności PGNiG

Największy udział w wartości należności PGNiG stanowią zakłady azotowe, w stosunku do których PGNiG posiada wierzytelności w łącznej wysokości wynoszącej na dzień 31 marca 2005 r. 435.213 tys. zł. (w tym 283.245,3 tys. zł należności przeterminowanych). Największy udział w wartości należności PGNiG wśród zakładów azotowych stanowią jednoosobowe spółki Skarbu Państwa wchodzące w skład sektora tzw. Wielkiej Syntezy Chemicznej, tj. Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A., Zakłady Chemiczne Police S.A., Zakłady Azotowe Puławy S.A. oraz Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach S.A. Są one również najtrudniejszą grupą dłużników, którzy z racji wielu uwarunkowań nie mogą zostać poddani standardowej ścieżce windykacyjnej. Łączna wysokość należności w stosunku do wyżej wymienionych podmiotów wynosi 406.389,4 tys. zł (w tym 283.215,3 tys. zł należności z przekroczonym terminem płatności). Powyższe kwoty nie uwzględniają dokonanych po dniu 31 grudnia 2004 r. spłat (m. in. z tytułu zrealizowanych porozumień z Zakładami Azotowymi Puławy S.A. i Zakładami Chemicznymi Police S.A.). Poniżej został przedstawiony opis poszczególnych wierzytelności PGNiG wobec Zakładów Azotowych.

1. Wierzytelność PGNiG wobec Zakładów Azotowych Kędzierzyn S.A. Na dzień 31 marca 2005 r. wysokość wierzytelności wynosi 213.478,0 tys. zł. (w tym 188.004,3 tys. zł to kwota należności przeterminowanych). We współpracy z Naftą Polska prowadzona jest restrukturyzacja długu. Wykonywany jest również, zawarty między dłużnikiem a wierzycielami, układ sądowy z dnia 15 października 1999 r.
2. Wierzytelność PGNiG wobec Zakładów Azotowych Puławy S.A. Na dzień 31 grudnia 2004 r. wysokość wierzytelności wynosiła 122.466,4 tys. zł. Na mocy porozumienia z dnia 12 maja 2004 r. w sprawie warunków i terminów spłaty zadłużenia za odbiór gazu z tytułu umowy nr 4/S/99 z dnia 14 stycznia 1999 r., zmienionego aneksem nr 1 z dnia 29 grudnia 2004 r., spłata zadłużenia w kwocie 140.916,2 tys. zł (łącznie z odsetkami) została rozłożona na raty, a odsetki częściowo umorzone. W dniu 14 lutego 2005 r. porozumienie zostało zrealizowane w zakresie należności za gaz. Na dzień 31 marca 2005 r. do spłaty pozostała jedynie należność z tytułu odsetek, która na dzień sporządzenia Prospektu wynosi 9.880,7 tys. zł i ma zostać uregulowana w dwóch ratach – na koniec kwietnia i maja 2005 roku.
3. Wierzytelność PGNiG wobec Zakładów Chemicznych Police S.A. Na dzień 31 marca 2005 r. wysokość wierzytelności wynosi 35.105.851,83 tys. zł. i jest to należność bieżąca.
4. Wierzytelność PGNiG wobec Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A. Na dzień 31 marca 2005 r. wysokość wierzytelności wynosi 95.894,3 tys. zł. (w tym 85.330,3 tys. zł. to kwota należności przeterminowanych). We współpracy z Naftą Polska prowadzona jest restrukturyzacja długu. Zawarty między dłużnikiem a wierzycielami układ sądowy nie jest prawomocny.

Spółka rozważa możliwość odzyskania swoich należności poprzez konwersję wierzytelności na akcje spółek wchodzących w skład sektora tzw. Wielkiej Syntezy Chemicznej lub poprzez sprzedaż tych wierzytelności.

Drugą grupę dłużników stanowią huty żelaza i stali (w szczególności: Huta Częstochowa S.A., Huta Stalowa Wola S.A., Huta Batory S.A., Huta Ostrowiec S.A., Huta Jedność S.A., Huta Zgmunt S.A. oraz Mittal Steel Poland S.A. - dawniej: „Polskie Huty Stali" - Huta im. Tadeusza Sendzimira S.A.), wobec których Spółka posiada wierzytelności w łącznej kwocie wynoszącej na dzień 31 marca 2005 r. 227.310,4 tys. zł (w tym 223.139 tys. zł należności przeterminowanych). Huty: Częstochowa, Stalowa Wola, Ostrowiec oraz Zygmunt nie są już odbiorcami gazu. Wierzytelności PGNiG w stosunku do Huty Batory S.A. oraz Huty Jedność S.A. zostały przekazane do windykacji Spółkom Gazownictwa, które realizują bieżącą współpracę z dotychczasowymi odbiorcami PGNiG i windykują długi powstałe przed 1 stycznia 2003 r. w imieniu i na rzecz PGNiG.

Kolejną grupę stanowią huty szkła (Huta Szkła Kryształowego Violetta S.A., Huta Szkła Wymiarki S.A., Huta Szkła Okiennego Kara S.A., Huta Szkła Szczakowa S.A., Huta Szkła Orzesze), w stosunku do których PGNiG

posiada wierzytelności w łącznej kwocie wynoszącej na dzień 31 marca 2005 r. 57.270,3 tys. zł (w tym 56.660,4 tys. zł należności z przekroczonym terminem płatności). Wierzytelności PGNiG w stosunku do Huty Szkła Szczakowa S.A. oraz Huty Szkła Orzesze S.A. zostały przekazane do windykacji Spółkom Gazownictwa, które realizują bieżącą współpracę z dotychczasowymi odbiorcami PGNiG i windykują długi powstałe przed dniem 1 stycznia 2003 r. w imieniu i na rzecz PGNiG.

Ponadto po stronie PGNiG istnieje roszczenie w stosunku do Sinclair Technologies Company LLC z siedzibą w USA z tytułu niewywiązania się przez ww. przedsiębiorstwo z warunków umowy na dostawę gazu ziemnego nr PL/012216736/03-0026/DZ/ZG zawartej pomiędzy Sinclair Technologies Company LLC a PGNiG w dniu 1 sierpnia 2003 r. Przedmiotem umowy był zakup przez PGNiG gazu ziemnego pochodzącego z Krajów Azji Środkowej w ilości do 2 mld m^3. Dostawy miały być realizowane w okresie od sierpnia 2003 roku do 30 czerwca 2004 r. włącznie. Sinclair zobowiązany był do złożenia gwarancji bankowej tytułem zabezpieczenia kwoty za gaz niedostarczony. Umowa nie została wykonana, w związku z czym, po stronie PGNiG zaistniała konieczność zakupu gazu od innego przedsiębiorstwa. Szkoda powstała z tego tytułu wynosi w ocenie PGNiG 23.155,5 tys. USD (kwota nie uwzględnia gwarancji bankowej złożonej przez Sinclair, która została zrealizowana na rzecz PGNiG w wysokości 463,5 tys. USD). Na dzień 24 maja 2005 r. przedmiotowe roszczenie nie jest dochodzone w żadnym postępowaniu sądowym, jednak PGNiG podejmuje działania prawne i administracyjne, które będą podstawą do wystąpienia o zapłatę roszczenia.

20.3 Spółki Gazownictwa

20.3.1 DSG Sp. z o.o.

DSG Sp. z o.o. nie prowadzi postępowań sądowych, których wynik mógłby mieć istotne znaczenie dla działalności Grupy PGNiG. W stosunku do DSG Sp. z o.o. nie toczą się również postępowania likwidacyjne, upadłościowe, układowe, ugodowe, ani też postępowania egzekucyjne. Wobec DSG Sp. z o.o., ani też w stosunku do członków jej organów lub kadry kierowniczej nie zostały wydane żadne istotne orzeczenia sądowe lub decyzje administracyjne.

Na dzień 31 grudnia 2004 r. ogólna kwota wymagalnych roszczeń DSG Sp. z o.o. wynosi 35.282,1 tys. zł (w tym 22.378,8 tys. zł stanowią należności dochodzone w postępowaniach windykacyjnych, a 4.555,6 tys. zł to należności dochodzone w postępowaniach egzekucyjnych).

20.3.2 GSG Sp. z o.o.

GSG Sp. z o.o. nie prowadzi postępowań sądowych, których wynik mógłby mieć istotne znaczenie dla działalności Grupy PGNiG. W stosunku do GSG Sp. z o.o. nie toczą się również postępowania likwidacyjne, upadłościowe, układowe, ugodowe, ani też postępowania egzekucyjne. Wobec GSG Sp. z o.o., ani też w stosunku do członków jej organów lub kadry kierowniczej nie zostały wydane żadne istotne orzeczenia sądowe lub decyzje administracyjne.

Na dzień 31 grudnia 2004 r. ogólna kwota wymagalnych roszczeń GSG Sp. z o.o. wynosi 64.935 tys. zł (w tym kwota roszczeń będących przedmiotem postępowań sądowych wynosi 11.689,9 tys. zł).

20.3.3 KSG Sp. z o.o.

KSG Sp. z o.o. nie prowadzi postępowań sądowych, których wynik mógłby mieć istotne znaczenie dla działalności Grupy PGNiG. W stosunku do KSG Sp. z o.o. nie toczą się również postępowania likwidacyjne, upadłościowe, układowe, ugodowe, ani też postępowania egzekucyjne. Wobec KSG Sp. z o.o., ani też w stosunku do członków jej organów lub kadry kierowniczej nie zostały wydane żadne istotne orzeczenia sądowe lub decyzje administracyjne.

Na dzień 31 grudnia 2004 r. ogólna kwota wymagalnych roszczeń KSG Sp. z o.o. wynosi 54.518,9 tys. zł (w tym kwota roszczeń będących przedmiotem postępowań windykacyjnych wynosi 51.051,6 tys. zł, a kwota roszczeń będących przedmiotem postępowań egzekucyjnych wynosi 3.467,3 tys. zł).

20.3.4 MSG Sp. z o.o.

MSG Sp. z o.o. nie prowadzi postępowań sądowych, których wynik mógłby mieć istotne znaczenie dla działalności Grupy PGNiG. Wobec członków organów MSG Sp. z o.o. nie zostały wydane żadne istotne orzeczenia sądowe lub decyzje administracyjne.

Na dzień 31 grudnia 2004 r. ogólna kwota wymagalnych roszczeń MSG Sp. z o.o. wynosi 59.354,8 tys. zł (w tym kwota roszczeń będących przedmiotem windykacji przedsądowej wynosi 10.149 tys. zł, kwota roszczeń

objętych postępowaniami sądowymi wynosi 38.213,9 tys. zł, natomiast kwota 10.991,8 tys. zł stanowi roszczenia dochodzone na drodze postępowań egzekucyjnych).

20.3.5 PSG Sp. z o.o.

W stosunku do PSG Sp. z o.o. nie toczą się postępowania likwidacyjne, upadłościowe, układowe, ugodowe, ani też postępowania egzekucyjne. Wobec PSG Sp. z o.o., ani też w stosunku do członków jej organów lub kadry kierowniczej nie zostały wydane żadne istotne orzeczenia sądowe lub decyzje administracyjne.

Na dzień 31 grudnia 2004 r. ogólna kwota wymagalnych roszczeń PSG Sp. z o.o. wynosi 41.803,4 tys. zł (w tym kwota roszczeń będących przedmiotem postępowań windykacyjnych wynosi 32.490,9 tys. zł, kwota roszczeń będących przedmiotem postępowań egzekucyjnych wynosi 3.468,8 tys. zł, a kwota roszczeń nie objętych postępowaniem z uwagi na krótki termin płatności wynosi 5.843,7 tys. zł).

20.3.6 WSG Sp. z o.o.

WSG Sp. z o.o. nie prowadzi postępowań sądowych, których wynik mógłby mieć istotne znaczenie dla jej działalności. W stosunku do WSG Sp. z o.o. nie toczą się również postępowania likwidacyjne, upadłościowe, układowe, ugodowe, ani też postępowania egzekucyjne. Wobec WSG Sp. z o.o., ani też w stosunku do członków jej organów lub kadry kierowniczej nie zostały wydane żadne istotne orzeczenia sądowe lub decyzje administracyjne.

Na dzień 31 grudnia 2004 r. ogólna kwota wymagalnych roszczeń WSG Sp. z o.o. wynosi 50.810,2 tys. zł (w tym 9.957,9 tys. zł to kwota roszczeń będących przedmiotem postępowań windykacyjnych i egzekucyjnych).

20.4 EuRoPol GAZ

W stosunku do spółki EuRoPol GAZ nie toczą się postępowania likwidacyjne, upadłościowe, układowe, ugodowe, ani też postępowania egzekucyjne. Wobec EuRoPol GAZ, ani też w stosunku do członków jej organów lub kadry kierowniczej nie zostały wydane żadne istotne orzeczenia sądowe lub decyzje administracyjne.

Poniżej została przedstawiona lista najistotniejszych postępowań sądowych, których stroną/uczestnikiem jest EuRoPol GAZ. Informacje zawarte w niniejszym punkcie zostały przygotowane w oparciu o wykazy dostarczone PGNiG przez EuRoPol GAZ w związku z czym PGNiG nie miał dostępu do wszystkich dokumentów źródłowych dotyczących poniższych spraw.

1. Postępowanie w sprawie skargi EuRoPol GAZ o uchylenie i wstrzymanie wykonania wyroku Sądu Arbitrażowego przy KIG z dnia 27 sierpnia 2004 r., na mocy którego Sąd Arbitrażowy uwzględnił powództwo wniesione przez Naftowo-Gazowe Przedsiębiorstwo Budowlano-Montażowe Karpaty S.A. z siedzibą w Warszawie przeciwko EuRoPol GAZ o zapłatę za roboty dodatkowe wykonane na odcinku gazociągu tranzytowego o długości 181,76 km w związku z realizacją kontraktu nr P-010325645/98-0041 z dnia 26 maja 1998 r. na wykonanie Gazociągu Jamał – Europa Zachodnia na terytorium RP i zasądził na rzecz powoda kwotę 31.916,1 tys. zł wraz z ustawowymi odsetkami od dnia 12 czerwca 2002 r. Do dnia 24 maja 2005 r. Sąd Okręgowy w Warszawie nie rozpoznał przedmiotowej skargi. Postanowieniem Sądu Okręgowego w Warszawie została natomiast stwierdzona wykonalność zaskarżonego wyroku Sądu Arbitrażowego. EuRoPol GAZ wniósł zażalenie na powyższe postanowienie. Do dnia 24 maja 2005 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie nie rozpoznał zażalenia.
2. Postępowanie z powództwa Przedsiębiorstwa Innowacyjno-Wdrożeniowego „Bauwit" Sp. z o.o. z siedzibą w Kielcach przeciwko PHZ Bartimpex S.A. z siedzibą w Mariewie o zapłatę z tytułu strat i nieuzasadnionych kosztów poniesionych przez powoda oraz utraconych korzyści powstałych w wyniku zatrzymania realizacji kontraktu podwykonawczego na budowę dyspozytorni i budynku biurowo-administracyjnego EuRoPol GAZ przy ul. Literackiej w Warszawie. Przedsiębiorstwo Innowacyjno-Wdrożeniowego „Bauwit" Sp. z o.o. było podwykonawcą PHZ Bartimpex S.A. (generalnego wykonawcy) przy budowie obiektu na ul. Literackiej. Wartość przedmiotu sporu wynosi 28.385,8 tys. zł. EuRoPol GAZ nie jest stroną pozwaną w niniejszym postępowaniu, jednakże przystąpił do sprawy w charakterze uczestnika, bowiem w przypadku zasądzenia od pozwanego na rzecz powoda dochodzonej pozwem zapłaty, PHZ Bartimpex S.A. będzie mógł wystąpić przeciwko EuRoPol GAZ z roszczeniem regresowym (kontrakt, którego przedmiotem była budowa dyspozytorni i budynku biurowo-administracyjnego EuRoPol GAZ przy ul. Literackiej w Warszawie zawarty pomiędzy PHZ Bartimpex S.A. a EuRoPol GAZ w dniu 24 grudnia 1998 r., został rozwiązany wyrokiem Sądu Arbitrażowego przy KIG w Warszawie z dnia 5 lutego 2004 r.). Postępowanie toczy się przed Sądem Arbitrażowym przy KIG, który na wniosek powoda, mimo opozycji pozwanego i EuRoPol GAZ, wydał w dniu 20 lipca 2004 r. wyrok wstępny przyznający co do

zasady roszczenie powoda z tytułu utraconych korzyści w wyniku zatrzymania realizacji kontraktu podwykonawczego na budowę obiektu przy ul. Literackiej. Powyższy wyrok wstępny został przez PHZ Bartimpex S.A. zaskarżony do Sądu Okręgowego w Warszawie. W uzasadnieniu skargi pozwany wskazał, iż wyrok Sądu Arbitrażowego narusza praworządność, jest niezrozumiały i wewnętrznie sprzeczny oraz pozbawia strony przeciwne prawa do obrony. EuRoPol GAZ przyłączył się do skargi o uchylenie wyroku. Do dnia 24 maja 2005 r. Sąd Okręgowy nie rozpoznał przedmiotowej skargi. Kontynuując postępowanie Sąd Arbitrażowy przy KIG powołał biegłego rzeczoznawcę dla określenia wysokości kosztów poniesionych przez Przedsiębiorstwo Innowacyjno-Wdrożeniowe "Bauwit" Sp. z o.o. w wyniku zatrzymania robót. Do dnia 24 maja 2004 r. opinia biegłego nie została wydana.

Ponadto EuRoPol GAZ jest stroną w postępowaniach administracyjnych i sądowo-administracyjnych związanych z roszczeniami właścicieli nieruchomości, na których EuRoPol GAZ wybudował gazociąg. Roszczenia właścicieli wynikają z odmowy przyjęcia kwot odszkodowań proponowanych przez EuRoPol GAZ zgodnie z szacunkami rzeczoznawców. Właściciele ci odwołali się od decyzji administracyjnych w tych sprawach, na ogół nie precyzując wysokości roszczeń. Globalną kwotę niewypłaconych odszkodowań w wyniku powstałych sporów należy szacować na ok. 100 tys. zł.

W stosunku do członków organów spółki EuRoPol GAZ oraz jej kadry kierowniczej nie były wydane istotne orzeczenia administracyjne, karne i karno-skarbowe. W stosunku do EuRoPol GAZ zostało wydanych pięć istotnych orzeczeń, których wykaz został przedstawiony poniżej. Informacje zawarte w pkt. 1-3 zostały przygotowane w oparciu o wykazy dostarczone PGNiG przez EuRoPol GAZ w związku z czym PGNiG nie miał dostępu do dokumentów źródłowych dotyczących przedmiotowych spraw.

1. Wyrok Sądu Arbitrażowego w Moskwie z dnia 17 stycznia 2005 r. oddalający roszczenia EuRoPol GAZ wobec Gazexport wynikające z kontraktu nr 2102-15/7/DF/95 na przesył rosyjskiego gazu ziemnego przez terytorium RP do krajów Europy Zachodniej. W pozwie z dnia 27 lutego 2004 r. EuRoPol GAZ dochodził zapłaty od Gazexport kwoty 91.590,1 tys. USD. Wysokość dochodzonego przez EuRoPol GAZ roszczenia wynikała: (i) z różnic między kwotami wpłacanymi przez Gazexport i obliczanymi według umownej stawki za przesył gazu oraz stawkami określonymi w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE, (ii) z odmiennego (niż EuRoPol GAZ) definiowania umownego pojęcia mocy przesyłowej gazociągu. Roszczenie obejmowało również odsetki z tytułu niezapłacenia w terminie należnych EuRoPol GAZ kwot. EuRoPol Gaz dokonał odpisu aktualizującego ww. należność na kwotę 67.230 tys. zł.

2. Wyrok Sądu Arbitrażowego przy KIG z dnia 10 lipca 2001 r. zasądzający od EuRoPol GAZ na rzecz Habau Polska Sp. z o.o. kwotę 24.958,4 tys. zł tytułem wynagrodzenia za wykonanie robót dodatkowych (w trudniejszych od założonych w projekcie warunkach gruntowych dna rzeki) i awaryjnych przy budowie dwóch nitek gazociągu przez rzekę Wisłę pod Włocławkiem. Niniejszy wyrok został przez EuRoPol GAZ wykonany w lipcu 2001 roku. EuRoPol GAZ złożył do Sądu Okręgowego w Warszawie skargę o wznowienie postępowania z powództwa Habau Polska Sp. z o.o., która wyrokiem z dnia 25 stycznia 2005 r. została oddalona.

3. Wyrok Sądu Arbitrażowego przy KIG z dnia 5 lutego 2004 r., na mocy którego kontrakt nr P-010325645/98 zawarty pomiędzy PHZ Bartimpex S.A. a EuRoPol GAZ został rozwiązany, a EuRoPol GAZ został zobowiązany do zapłacenia na rzecz PHZ Bartimpex S.A. kwoty 20.533,4 tys. zł. Przedmiotowy kontrakt dotyczył prac budowlanych przy ul. Literackiej w Warszawie. EuRoPol GAZ nie składał skargi o uchylenie przedmiotowego wyroku.

4. Decyzja Prezesa URE z dnia 30 października 2001 r. nakładająca na EuRoPol GAZ grzywnę w wysokości 450 tys. PLN za to, że prowadząc działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych na podstawie koncesji z dnia 26 kwietnia 1999 r. w okresie od dnia 1 lutego do dnia 3 sierpnia 2000 r. stosował stawki opłat za usługę przesyłową nie przestrzegając wynikającego z art. 47 Prawa Energetycznego obowiązku przedstawienia Prezesowi URE taryfy do zatwierdzenia. Na skutek kolejno wnoszonych środków zaskarżenia ostateczne orzeczenie w niniejszej sprawie wydał w dniu 9 marca 2004 r. Sąd Najwyższy, który oddalił wniesioną przez EuRoPol GAZ kasację.

5. Decyzja Prezesa URE z dnia 27 października 2000 r. odmawiająca zatwierdzenia taryfy dla gazu ziemnego wysokometanowego ustalonej przez EuRoPol GAZ z uwagi na fakt, iż ustalona w taryfie stawka opłaty stałej za usługi przesyłowe wykonywane przez EuRoPol GAZ jest sprzeczna z Prawem Energetycznym. Na skutek kolejno wnoszonych środków zaskarżenia ostateczne orzeczenie w tej sprawie wydał w dniu 12 września 2003 r. Sąd Najwyższy, który oddalił kasację EuRoPol GAZ. W związku z ww. rozstrzygnięciem Sądu Najwyższego EuRoPol GAZ złożył w dniu 12 lutego 2004 r. skargę konstytucyjną do Trybunału Konstytucyjnego RP, w której wniósł o stwierdzenie, iż art. 45 ust. 5 Prawa Energetycznego jest niezgodny z art. 2 i 22 Konstytucji RP. Do dnia 24 maja 2005 r. skarga nie została rozpoznana.

Ogólna kwota roszczeń EuRoPol GAZ, dochodzonych w postępowaniach windykacyjnych i egzekucyjnych wynosi 40.578,7 tys. zł oraz 91.590,1 tys. USD (kwota roszczenia EuRoPol GAZ oddalonego przez Sąd Arbitrażowy w Moskwie wspomnianego powyżej).

20.5 Istotne postępowania przed Prezesem UOKiK w związku z działalnością prowadzoną przez spółki z Grupy PGNiG

20.5.1 Istotne postępowania w toku

20.5.1.1 Toczące się postępowania w sprawie stosowania praktyk ograniczających konkurencję

(a) Postępowanie w sprawie odmowy świadczenia na rzecz PHZ Bartimpex S.A. usług przesyłu gazu ziemnego dostarczanego do Polski planowanym gazociągiem Bernau-Szczecin

Obecnie przed Prezesem UOKiK toczy się jedno istotne postępowanie antymonopolowe w sprawie stosowania przez PGNiG praktyk ograniczających konkurencję. Postępowanie to zostało wszczęte w dniu 13 grudnia 2004 r. na wniosek PHZ Bartimpex S.A. z siedzibą w Mariewie i dotyczy nadużywania przez PGNiG pozycji dominującej na krajowym rynku przesyłu gazu ziemnego poprzez odmowę świadczenia na rzecz PHZ Bartimpex S.A. usług przesyłu gazu ziemnego. W powyższej sprawie została już raz wydana decyzja, w której Prezes UOKiK uznał, że odmowa świadczenia przez PGNiG usług przesyłowych gazu ziemnego wydobywanego poza granicami Polski, nie poprzedzona analizą pozwalającą na określenie możliwości technicznych świadczenia tej usługi, stanowi przejaw praktyk ograniczających konkurencję polegających na ograniczeniu zbytu ze szkodą dla kontrahentów oraz przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania i rozwoju konkurencji, i nakazał ich zaniechanie. Decyzja ta została jednak uchylona przez Sąd Okręgowy w Warszawie Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów w dniu 7 stycznia 2004 r. z przyczyn formalnych.

(b) Postępowanie w sprawie zwlekania z wydaniem warunków technicznych przyłączenia istniejącej kotłowni należącej do Gminy Miejskiej w Wysokiem Mazowieckiem

Ponadto przed Sądem Okręgowym w Warszawie Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów toczy się postępowanie z odwołania PGNiG od decyzji wydanej przez Prezesa UOKiK w dniu 29 września 2004 r. Decyzja dotyczy uznania, że PGNiG w okresie od 21 listopada 2001 r. do 7 czerwca 2002 r. nadużył pozycji dominującej zwlekając z wydaniem warunków technicznych przyłączenia istniejącej kotłowni należącej do Gminy Miejskiej w Wysokiem Mazowieckiem do istniejącej stacji pomiarowej, wbrew obowiązkowi wydania tych warunków w terminie 60 dni. Za nadużycie pozycji dominującej Prezes UOKiK nałożył na PGNiG karę pieniężną w wysokości 41.362 tys. zł. W dniu 14 października 2004 r. Spółka złożyła odwołanie od decyzji Prezesa UOKiK do Sądu Okręgowego w Warszawie-Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, zarzucając decyzji naruszenie przepisów prawa materialnego i proceduralnych, a także błędną ocenę dowodów, żądając jej uchylenia lub zmiany. Między stronami postępowania trwa wymiana pism procesowych, a wg stanu na dzień 24 maja 2005 r. termin rozprawy nie został wyznaczony.

(c) Postępowanie w sprawie narzucania w umowach sprzedaży paliwa gazowego dla odbiorców indywidualnych uciążliwych postanowień

Przed Sądem Okręgowym w Warszawie - Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów toczy się także postępowanie z odwołania MSG Sp. z o.o. od decyzji wydanej przez Prezesa UOKiK w dniu 29 listopada 2004 r. Decyzja dotyczy uznania, że MSG Sp. z o.o. nadużywa pozycji dominującej narzucając w umowach sprzedaży paliwa gazowego dla odbiorców indywidualnych uciążliwe dla nich postanowienia, zgodnie z którymi obowiązki i prawa strony umowy są określone m. in. w taryfie dla paliw gazowych. Zgodnie z uzasadnieniem decyzji, odsyłanie do postanowień taryfy, która nie jest konsumentowi doręczona przy zawarciu umowy lub z której wyciąg doręczany konsumentowi jest nieczytelny, utrudnia ustalenie treści umowy, stwarzając konsumentom uciążliwe warunki dochodzenia ich praw. Wydając decyzję, Prezes UOKiK nakazał zaniechanie stosowania powyższej praktyki i nałożył na MSG Sp. z o.o. karę pieniężną w wysokości 364,5 tys. zł. MSG Sp. z o.o. wnosząc w dniu 15 grudnia 2004 r. odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów zarzuciło nieprawidłowości w postępowaniu przy wydawaniu decyzji oraz niezgodność decyzji z przepisami Ustawy o Ochronie Konkurencji. Dnia 8 marca 2005 r. Prezes UOKiK wniósł do Sądu Okręgowego w Warszawie - Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów odpowiedź na odwołanie MSG Sp. z o.o., w którym wniósł o oddalenie odwołania od decyzji Prezesa UOKiK z dnia 29 listopada 2004 r. Według stanu na dzień 24 maja 2005 r. termin rozprawy nie został wyznaczony.

20.5.1.2 Toczące się postępowania w sprawie stosowania praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów

(a) Postępowanie wyjaśniające w sprawie zmian w sposobie dokonywania płatności za zużyte paliwo gazowe

Przed Prezesem UOKiK toczy się postępowanie wyjaśniające mające na celu ustalenie czy nastąpiło naruszenie uzasadniające wszczęcie postępowania w sprawie zakazu stosowania praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów, w związku z działaniem MSG Sp. z o.o. polegającym na wprowadzeniu zmian w sposobie dokonywania płatności za zużyte paliwo gazowe. MSG Sp. z o.o. została wezwana do przekazania Prezesowi UOKiK informacji i dokumentów związanych z wprowadzoną zmianą w systemie rozliczeń z odbiorcami paliwa gazowego, a także do ustosunkowania się do zarzutów sformułowanych w indywidualnych skargach konsumentów dotyczących nowego systemu dokonywania płatności za paliwo gazowe, tj. likwidacji przez MSG Sp. z o.o. możliwości dokonywania bezpośrednich wpłat u inkasenta oraz redukcji punktów kasowych MSG Sp. z o.o.

20.5.1.3 Inne istotne postępowania w toku

Obecnie UOKiK prowadzi jedno istotne postępowanie wyjaśniające, dotyczące działalności spółek z Grupy PGNiG. Postępowanie dotyczy MSG Sp. z o.o., a jego celem jest wstępne ustalenie, czy MSG Sp. z o.o. nie narusza zbiorowych interesów konsumentów - właścicieli lokali, którzy wynajęli lokal osobom trzecim. Analizowana przez UOKiK praktyka polega na zawieraniu przez MSG Sp. z o.o. w takich sytuacjach umów z właścicielami, zgodnie z którymi w przypadku, gdy najemca nie dokona w terminie zapłaty należności za gaz, Przedsiębiorstwo Energetyczne może dochodzić zapłaty tej należności od właściciela.

Uprawnienia przysługujące Prezesowi UOKiK w przypadku stwierdzenia przez niego, że przedsiębiorca stosuje praktyki ograniczające konkurencję lub praktyki ograniczające zbiorowe interesy konsumentów, a także uprawnienie do wytaczania powództw o uznanie za niedozwolone postanowień wzorców umów stosowanych przez przedsiębiorcę zostały opisane w pkt. 3.15 niniejszego Rozdziału.

20.6 Istotne decyzje wydane przez Prezesa UOKiK w stosunku do spółek z Grupy PGNiG

20.6.1 Decyzje dotyczące stosowania praktyk ograniczających konkurencję

Spółki z Grupy PGNiG są adresatami decyzji, w których Prezes UOKiK stwierdził stosowanie przez nie praktyk ograniczających konkurencję. Za niedozwolone praktyki spółek z Grupy PGNiG Prezes UOKiK uznał między innymi stosowanie preferencji wobec dostawców urządzeń przeznaczonych do dostarczania gazu, będących spółkami stowarzyszonymi albo zależnymi od PGNiG lub podmiotami realizującymi zamówienia w przeważającej części w oparciu o surowce i produkty pochodzące z Polski. Ponadto PGNiG jest adresatem decyzji, w której Prezes UOKiK uznał za praktykę ograniczającą konkurencję narzucanie odbiorcom przyłączonym do sieci po 1 lipca 2000 r. uciążliwych warunków umów poprzez ustalenie i pobieranie opłat za przyłączenie w wysokości wyższej niż opłaty wynikające z obowiązujących przepisów Prawa Energetycznego. KSG Sp. z o.o. jest adresatem decyzji uznającej za ograniczające konkurencję praktyki polegające na nadużywaniu pozycji dominującej na rynku lokalnym dostaw gazu ziemnego poprzez narzucanie konsumentom uczestnikom akcji promocyjnej "Czas na zmianę" uciążliwych warunków umów polegających na zobowiązaniu do przestrzegania regulaminu, który nie został dostarczony uczestnikom i nie informowaniu o treści regulaminu w postanowieniach wzorca umowy promocyjnej oraz niewprowadzenie obowiązku zmiany postanowień zawartych umów promocyjnych lub informowania uczestnika w przypadku zmiany treści regulaminu, stwarzaniu konsumentom w regulaminie akcji promocyjnej uciążliwych warunków dochodzenia ich praw, poprzez ograniczenia możliwości zgłoszenia reklamacji związanych z akcją promocyjną do formy pisemnej oraz ograniczenie czasu zgłaszania reklamacji – bez względu na czas zawarcia umowy promocyjnej. Decyzja stwierdza jednocześnie zaniechanie stosowania praktyk przez spółkę.

20.6.2 Decyzje dotyczące naruszania zbiorowych interesów konsumentów

Spółki z Grupy PGNiG są adresatami szeregu decyzji, w których Prezes UOKiK stwierdził stosowanie przez nie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów. Za naruszające zbiorowe interesy konsumentów Prezes UOKiK uznał między innymi praktyki spółek z Grupy PGNiG polegające na: (i) stosowaniu w umowach sprzedaży gazu zawieranych z konsumentami niedozwolonego postanowienia, zgodnie z którym spory wynikłe z umowy rozstrzyga sąd właściwy dla siedziby danej spółki, (ii) niezamieszczaniu w umowach sprzedaży gazu postanowień wymaganych przez przepisy, oraz (iii) stosowaniu w umowach sprzedaży gazu postanowień dotyczących warunków wstrzymania dostaw gazu, sprzecznych z Prawem Energetycznym. KSG Sp. z o.o. jest

adresatem decyzji uznającej za naruszające zbiorowe interesy konsumentów praktyki polegające na stosowaniu w obrocie konsumenckim umów, cenników oraz ulotek reklamowych akcji promocyjnej podających wyłącznie ceny netto towarów sprzedawanych w ramach promocji "Czas na zmianę". Decyzja ta stwierdza zaniechanie stosowania przez spółkę niedozwolonych praktyk.

20.6.3 Inne decyzje

Decyzja Urzędu Antymonopolowego nr PA4-410-9/IP/93 z dnia 12 marca 1993 r. w sprawie podziału PP PGNiG (zmieniona decyzją Urzędu Antymonopolowego z dnia 23 stycznia 1996 r.), zgodnie z którą PP PGNiG zostało zobowiązane do podziału w taki sposób, aby w wyniku podziału powstały warunki do rozwoju konkurencji. Podział powinien zostać dokonany poprzez utworzenie samodzielnych podmiotów gospodarczych w oparciu o wchodzące w skład PP PGNiG zespoły składników materialnych i niematerialnych oraz rozdysponowanie pozostałych składników między nowo utworzone podmioty, stosownie do wymogów prawidłowego gospodarowania. Zgodnie z decyzją, w wyniku podziału do dnia 30 września 1996 r. powinny zostać utworzone nowe podmioty gospodarcze: budowlano-produkcyjne oraz projektowy. W drugim etapie, tj. do dnia 1 stycznia 1998 r. powinny zostać utworzone podmioty gospodarcze prowadzące prace geofizyczne i poszukiwawcze (wiertnicze). Podmioty prowadzące działalność budowlano-produkcyjną, geofizyczną i poszukiwawczą powinny być niezależne od PP PGNiG, co oznacza między innymi, że udział PP PGNiG w spółkach prowadzących taką działalność nie powinien przekraczać 50%.

21 OPIS REALIZACJI OBOWIĄZKÓW WYNIKAJĄCYCH Z TYTUŁU WYMAGAŃ OCHRONY ŚRODOWISKA NATURALNEGO

Co do zasady, jednostki organizacyjne Grupy PGNiG, we wszystkich swoich działaniach, przestrzegają wymogów prawnych z zakresu ochrony środowiska. Praktycznie wszystkie jednostki organizacyjne Grupy PGNiG posiadają wymagane prawem pozwolenia na korzystanie ze środowiska. Jedynie w nielicznych przypadkach brakuje stosownych decyzji (głównie pozwoleń na wytwarzanie odpadów lub pozwoleń wodnoprawnych), przede wszystkim z uwagi na fakt, iż ważność odpowiednich pozwoleń wygasła. Na dzień 31 marca 2005 r., toczyły się postępowania w sprawie wydania aktualnych pozwoleń bądź prowadzone były prace polegające na przygotowywaniu dokumentacji niezbędnej do uzyskania pozwoleń oraz wniosków do właściwych organów administracji.

Co do zasady jednostki organizacyjne Grupy PGNiG prowadzą aktualizowaną co kwartał ewidencję zawierającą, odpowiednio, (i) informacje o ilości i rodzajach gazów lub pyłów wprowadzanych do powietrza oraz dane, na podstawie których określono te ilości, (ii) informacje o ilości i jakości pobranej wody powierzchniowej i podziemnej, (iii) informacje o ilości, stanie i składzie ścieków wprowadzanych do wód lub do ziemi, (iv) informacje o wielkości, rodzaju i sposobie zagospodarowania terenu, z którego odprowadzane są ścieki (w przypadku wód opadowych), na podstawie której naliczane są opłaty za korzystanie ze środowiska, a następnie wnoszone na konto urzędu marszałkowskiego właściwego ze względu na miejsce korzystania ze środowiska. W coraz większym stopniu jednostki organizacyjne Grupy PGNiG prowadzą także ewidencję odpadów dla każdego rodzaju odrębnie oraz karty przekazania odpadu, a także zbiorcze zestawienia danych. Jednostki organizacyjne Grupy PGNiG przedkładają właściwym organom administracji wykazy zawierające informacje i dane o zakresie korzystania ze środowiska.

Największy udział w opłatach za korzystanie ze środowiska stanowi opłata za wprowadzanie substancji zanieczyszczających do powietrza. Znaczący udział ma również opłata za składowanie odpadów. Najmniejszy udział ma opłata dotycząca gospodarki wodno-ściekowej. Jednostki organizacyjne Grupy PGNiG, które nie posiadają stosownych pozwoleń uiszczają opłaty podwyższone. Wysokość opłat za korzystanie ze środowiska uiszczonych przez jednostki organizacyjne z Grupy PGNiG w latach 2002-I kw. 2005 została wskazana w pkt. 13.3.1 oraz 13.3.2 niniejszego Rozdziału.

Jednostki organizacyjne Grupy PGNiG ponoszą także opłaty związane z udzielonymi im koncesjami, o których mowa w Prawie Geologicznym i Górniczym, między innymi, opłaty za ustanowienie użytkowania górniczego, a także opłaty eksploatacyjne za wydobywanie kopalin (ropy naftowej i gazu ziemnego), za bezzbiornikowe magazynowanie gazu oraz składowanie odpadów w górotworze. Wysokość tych opłat w latach 2002-I kw. 2005 została wskazana w pkt. 13.2.5 niniejszego Rozdziału.

Kary ponoszone przez jednostki organizacyjne Grupy PGNiG w razie korzystania ze środowiska z przekroczeniem lub naruszeniem warunków określonych w pozwoleniu lub innej decyzji stanowią niewielką część kosztów związanych z ochroną środowiska i co do zasady są naliczane za odprowadzanie ponadnormatywnie zanieczyszczonych ścieków oraz brak pozwoleń wodnoprawnych. Jednostki organizacyjne Grupy PGNiG podejmują liczne inwestycje mające na celu modernizację starych oczyszczalni, kanałów lub

kolektorów, a także budowę nowych obiektów, co pozwoli na uregulowanie spraw związanych z gospodarką wodno-ściekową.

Niektóre jednostki organizacyjne Grupy PGNiG zostały uznane za zakłady o zwiększonym ryzyku lub o dużym ryzyku wystąpienia awarii przemysłowej. Co do zasady jednostki te opracowały stosowne dokumenty wymagane przez Prawo Ochrony Środowiska, tj. program zapobiegania awariom, system bezpieczeństwa lub raport bezpieczeństwa. W ostatnich trzech latach miały miejsce sporadyczne awarie, takie jak, między innymi, pożar w odwiercie, skażenie gleby na skutek awarii na gazociągu gazu koksowniczego, czy wyciek substancji THT (używanej do nawaniania gazu). Awarie i ich skutki zostały usunięte. Większość jednostek organizacyjnych Grupy PGNiG posiada ubezpieczenie odpowiedzialności cywilnej z tytułu szkód wyrządzonych w środowisku naturalnym, w tym powstałych na skutek awarii.

Kontrole przestrzegania i stosowania przepisów o ochronie środowiska przeprowadzone przez organy administracji w ostatnich trzech latach w jednostkach organizacyjnych Grupy PGNiG nie wykazały większych nieprawidłowości. W większości przypadków zalecenia wydane w wyniku tych kontroli zobowiązywały jednostki organizacyjne Grupy PGNiG do: (i) uaktualnienia strony formalno-prawnej w zakresie korzystania ze środowiska, (ii) prowadzenia ilościowej i jakościowej ewidencji odpadów powstających na terenie jednostki, (iii) wykonywania badań jakości odprowadzanych ścieków, czy też (iv) stałego monitorowania urządzeń wykorzystywanych w jednostce. Zalecenia pokontrolne są na bieżące wykonywane.

W ramach ograniczania negatywnego oddziaływania na środowisko Grupa PGNiG prowadzi działania inwestycyjne o charakterze proekologicznym, modernizacje i remonty, likwidacje dołów pourobkowych, odwiertów i rekultywacje terenów wokół wiertni, rekultywacje terenów, składowisk i innych, a także działania mające na celu usuwanie poczynionych szkód geologicznych i górniczych.

Należy również zwrócić uwagę, iż jak już wskazano powyżej Grupa PGNiG prowadzi, między innymi, działalność poszukiwawczą i wydobywczą regulowaną przepisami Prawa Geologicznego i Górniczego, jak również podejmuje szereg prac inwestycyjnych, które zawsze prowadzą do naruszenia dotychczasowego stanu środowiska, niekiedy nawet w znacznej odległości od miejsca prowadzenia takich prac. Jednostki organizacyjne Grupy PGNiG prowadzą taką działalność z poszanowaniem regulujących ją przepisów, w szczególności: (i) w związku z prowadzoną działalności poszukiwawczą i wydobywczą, a także inwestycyjną, jednostki organizacyjne Grupy PGNiG uzyskują ocenę oddziaływania na środowisko, (ii) w związku z prowadzoną działalnością poszukiwawczą i wydobywczą, przed przystąpieniem do wydobywania kopaliny, jednostki organizacyjne Grupy PGNiG sporządzają i uzyskują zatwierdzenie tzw. projektu zagospodarowania złoża jak również planu ruchu zakładu górniczego, a także (iii) w związku z działalnością wydobywczą prowadzoną na terenie gruntów rolnych i leśnych, jednostki organizacyjne Grupy PGNiG uzyskują zgody na wyłączenie takich gruntów z produkcji oraz uiszczają stosowne opłaty, w tym opłaty za wyłączenie gruntów, jednorazowe lub roczne, a także odszkodowania za przedwczesny wyrób drzewostanu.

ROZDZIAŁ VI
OCENY I PERSPEKTYWY ROZWOJU GRUPY PGNiG

Poniższa analiza wyników finansowych, płynności finansowej oraz źródeł finansowania Grupy Kapitałowej PGNiG oparta jest na zbadanym rocznym sprawozdaniu finansowym oraz danych finansowych porównywalnych i niezbadanym sprawozdaniu finansowym za pierwszy kwartał 2005 roku. Sprawozdania te są zamieszczone w Rozdziale VIII oraz IX Prospektu.

1 OCENA ZARZĄDZANIA ŚRODKAMI FINANSOWYMI

1.1 Rentowność

Wskaźniki rentowności	I kw. 2005	2004	2003	2002
Marża brutto *	34%	27%	24%	29%
Marża zysku operacyjnego **	28%	17%	14%	18%
Skorygowana marża EBIT ***	29%	15%	16%	12%
Marża netto ****	16%	10%	5%	4%
Rentowność średnich zaangażowanych kapitałów (ROACE)*****	b.d.	10%	5%	4%
Rentowność kapitałów własnych (ROE) ******	7%	13%	7%	6%

** Marża brutto = (Łączne przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi – Koszty sprzedanych produktów, materiałów i towarów) / Przychody ze sprzedaży*

*** Marża zysku operacyjnego = (Marża zysku operacyjnego = Zysk ze sprzedaży / Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi)*

**** Skorygowana marża EBIT = (Zysk ze sprzedaży + Pozostałe przychody operacyjne – Pozostałe koszty operacyjne) / Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi*

***** Marża netto = Zysk netto / Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi*

****** ROACE = (Zysk netto + Udziały mniejszościowe + Koszty oprocentowania netto po opodatkowaniu) / średnie (Zadłużenie finansowe netto + Kapitał własny + Udziały mniejszościowe)*

Koszty oprocentowania netto po opodatkowaniu – odzwierciedlają obniżenie zapłaconych kwot oprocentowania netto ze względu na korzyści podatkowe, obliczone jako opodatkowanie netto(1-Stawka podatkowa)*

Oprocentowanie netto – różnica pomiędzy kosztami finansowymi z tytułu odsetek i przychodami finansowymi z tytułu odsetek

Zadłużenie finansowe netto obliczane jest jako suma długo-i krótkoterminowych zobowiązań finansowych (w tym zobowiązań z tytułu leasingu finansowego) pomniejszona o środki pieniężne i ich ekwiwalenty

******* ROE = (Zysk netto/Średni stan kapitałów własnych)*

W pierwszym kwartale 2005 roku nastąpiła znaczna poprawa poziomu zysku brutto PGNiG (w porównaniu do danych za pełne lata 2002, 2003 i 2004), co spowodowane było sezonowym charakterem działalności PGNiG (pierwszy kwartał jest dla Spółki jednym z najbardziej zyskownych kwartałów), pomyślnymi wynikami przeprowadzanego przez Spółkę procesu restrukturyzacji oraz negocjacji w sprawie taryf.

Z analizy danych za pełne lata obrotowe wynika, że poziom zysku brutto Grupy Kapitałowej PGNiG wykazywał relatywnie stałą tendencję w latach 2002–2004. Wyjątkiem był rok 2002, kiedy PGNiG osiągnęło wzrost marży brutto do poziomu 29%.

Wzrost marży brutto w 2002 roku wynikał przede wszystkim z pozyskania przez Spółkę dostaw gazu ziemnego z importu po cenach niższych niż wynikające z jej podstawowych kontraktów importowych (w ramach transakcji typu spot) oraz wynegocjowanych z organem regulacyjnym podwyżek taryf na sprzedaż gazu ziemnego na terenie kraju.

Rentowność operacyjna Grupy Kapitałowej PGNiG (marża zysku operacyjnego) wzrosła z 14% w 2003 roku do 17% w 2004 roku. Poprawa marży operacyjnej może zostać przypisana częściowo wysiłkom restrukturyzacyjnym PGNiG (działania dotyczące programu restrukturyzacyjnego opisane są w pkt. 2 niniejszego Rozdziału), a częściowo także skutecznej polityce Grupy Kapitałowej PGNiG dotyczącej taryf (informacje dotyczące uwarunkowań wynikających z przepisów regulujących taryfy znajdują się w pkt. 3.7.4 Rozdziału V Prospektu).

Skorygowana marża operacyjna Grupy Kapitałowej PGNiG (skorygowana marża EBIT) wskazuje na wpływ pozostałych przychodów i kosztów operacyjnych na rentowność Grupy Kapitałowej Emitenta. Obejmują one

zmiany stanu rezerw, przeszacowania wartości aktywów, a także odpisy aktualizujące, które historycznie miały zróżnicowany wpływ na marże Spółki.

Marża netto Grupy Kapitałowej PGNiG wzrosła z 4% w 2002 roku do 10% w 2004 roku, głównie z powodu wyższej rentowności operacyjnej.

Rentowność średnich zaangażowanych kapitałów wzrosła z 4% w 2002 roku do 10% w 2004 roku przede wszystkim w wyniku wyższych zysków operacyjnych. Rentowność kapitałów własnych, odzwierciedlająca zwrot z kapitałów własnych, także wzrosła z 6% w 2002 roku do 13% w 2004 roku.

1.2 Płynność

Grupa Kapitałowa PGNiG utrzymuje wysoką wartość środków płynnych niezbędnych do zaspokojenia ewentualnych zobowiązań kredytowych, a także bieżących potrzeb operacyjnych. Ponadto Spółka zawarła umowę kredytu inwestycyjnego (opis tej umowy znajduje się w pkt. 18.1 Rozdziału V Prospektu) do wysokości 600.000 tys. EUR.

Grupa Kapitałowa PGNiG prowadzi konserwatywną politykę w zakresie inwestowania płynnych aktywów. Emitent lokuje swoje środki finansowe głównie w polskie obligacje i bony skarbowe.

Celem Spółki jest ograniczenie ogólnego poziomu płynnych funduszy w przyszłości oraz optymalizacja wykorzystywania przez nią kapitału.

Celem polityki Grupy Kapitałowej PGNiG w zakresie lokowania środków jest zapewnienie firmie płynności, skuteczne nią zarządzanie oraz minimalizacja ryzyka operacyjnego i finansowego. W Spółce utworzony został Dział Skarbu w Departamencie Finansowym, który przedstawia kwartalne sprawozdania Zarządowi, sporządza miesięczne aktualizacje salda gotówkowego i przychodów z inwestycji finansowych, a także przedkłada Dyrektorowi Finansowemu tygodniowe sprawozdania dotyczące transakcji walutowych i depozytowych.

Wskaźniki płynności	I kw. 2005	2004	2003	2002
Wartość sprzedaży do aktywów razem *	b.d.	62%	59%	54%
Średni okres ściągania należności w dniach **	49	65	70	73
Obrót zapasów ***	5	13	13	11
Średni okres spłaty zobowiązań w dniach ****	b.d.	54	56	68
Wskaźnik płynności bieżącej *****	b.d.	2,5	2,5	2,5
Wskaźnik płynności szybkiej ******	b.d.	2,1	2,1	2,1
Wskaźnik środków pieniężnych *******	b.d.	0,6	0,4	0,7

** Wartość sprzedaży do aktywów razem = Przychody ze sprzedaży razem / Średni stan aktywów razem*

*** Średni okres ściągania należności w dniach = Średni stan należności / Przychody ze sprzedaży razem / 365 dni*

**** Obrót zapasów = Koszt sprzedanych towarów / Średni stan zapasów*

***** Średni okres spłaty zobowiązań = Średni stan zobowiązań handlowych / Przychody ze sprzedaży razem / 365 dni*

****** Wskaźnik płynności bieżącej = Aktywa obrotowe / Zobowiązania krótkoterminowe*

******* Wskaźnik płynności szybkiej = (Aktywa obrotowe – Zapasy) / Zobowiązania krótkoterminowe*

******** Wskaźnik środków pieniężnych = (Środki pieniężne i inwestycje krótkoterminowe) / Zobowiązania krótkoterminowe*

W pierwszym kwartale 2005 roku te wskaźniki płynności, które były możliwe do obliczenia na podstawie ograniczonego zakresu danych ujawnionych w kwartalnym sprawozdaniu finansowym, wykazują poprawę wskaźnika średniego okresu ściągania należności oraz wskaźnika obrotu zapasów. Poprawa pierwszego wskaźnika wynika z poprawy sytuacji finansowej odbiorców Spółki, natomiast poprawa drugiego wskaźnika wynika z sezonowości sprzedaży i znacznego poboru gazu z magazynów gazu w okresie zimowym.

Z analizy porównawczej danych za pełne lata obrotowe wynika, że wskaźniki wartości sprzedaży do średniego stanu aktywów razem, odzwierciedlające stopień wykorzystania aktywów, utrzymywały się na podobnym poziomie w latach 2002-2004, tj. na poziomie 54-62%.

Wskaźnik średniego okresu ściągania należności, określający średnią liczbę dni zapłaty należności (Średni stan należności/ (Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi / 365 dni)) spadł z 73 dni w 2002 roku do 65 dni w 2004 roku, co odzwierciedla poprawę sytuacji finansowej głównych odbiorców PGNiG.

Wskaźnik obrotu zapasami wynoszący 13 w 2003 roku wykazał poprawę w stosunku do roku 2002. Jednocześnie w Grupie Kapitałowej PGNiG spadł średni okres spłaty zobowiązań z 68 dni w 2002 roku do 54

dni w 2004 roku. Obydwa te zjawiska łącznie, przy założeniu, że wszystkie inne czynniki pozostałyby niezmienione, spowodowałby wzrost zapotrzebowania Spółki na kapitał obrotowy.

Wskaźnik płynności bieżącej utrzymał się na niezmienionym poziomie 2,5 w latach 2002-2004, co odzwierciedla stabilną pozycję Grupy Kapitałowej PGNiG pod względem płynności. Wskaźnik płynności szybkiej również nie uległ zmianie i utrzymał się na poziomie 2,1 w latach 2002-2004, odzwierciedlając zdolność Grupy Kapitałowej PGNiG do pokrywania zobowiązań bieżących najbardziej płynnymi aktywami.

Wskaźnik środków pieniężnych uwzględnia środki pieniężne i ich ekwiwalenty Grupy Kapitałowej PGNiG w porównaniu do jej zobowiązań krótkoterminowych. Wskaźnik środków pieniężnych dla Grupy Kapitałowej PGNiG wzrósł z 0,4 w 2003 roku do 0,6 w roku 2004.

1.3 Zadłużenie

Wskaźniki zadłużenia	I kw. 2005	2004	2003	2002
Wskaźnik zadłużenia ogółem *	b.d.	4%	39%	40%
Wskaźnik zadłużenia do kapitału własnego**	b.d.	4%**	63%	67%
Wskaźnik zadłużenie/Pasywa razem ***	b.d.	51%	58%	59%
Zadłużenie netto/EBITDA ****	b.d.	1,2	1,8	2,2
EBITDA/odsetki*****	70,5	19,4	23,8	42,9

* *Wskaźnik zadłużenia ogółem = Zadłużenie długoterminowe / Kapitał = Zadłużenie długoterminowe / (Zadłużenie długoterminowe + Kapitał własny)*

** *Wskaźnik zadłużenia do kapitału własnego = Zadłużenie długoterminowe / Kapitał własny; duża zmiana wskaźnika w 2004 roku wynika głównie z przeklasyfikowania długoterminowych zobowiązań z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych na zobowiązania krótkoterminowe*

*** *Wskaźnik zadłużenie / Pasywa razem = Zadłużenie długoterminowe / Pasywa razem*

**** *Zadłużenie netto / EBITDA = (Zobowiązania finansowe razem – Środki pieniężne) / EBITDA*

***** *EBITDA / Odsetki = EBITDA / (Dochód z tytułu odsetek-koszty odsetek)*

W latach 2002–2004 Grupa Kapitałowa PGNiG obniżyła stan swojego zadłużenia. Wskaźnik zadłużenia ogółem zmniejszył się z 40% w 2002 roku do 4% w 2004 roku. Różnica pomiędzy wartością tego wskaźnika w 2004 roku w porównaniu do 2003 roku wynika głównie z przeklasyfikowania długoterminowych dłużnych papierów wartościowych na krótkoterminowe dłużne papiery wartościowe pod koniec 2004 roku.

Wskaźnik zadłużenia do kapitału własnego także zanotował spadek z 67% do 4% w tym samym okresie, głównie w wyniku wzrostu kapitałów własnych Emitenta oraz spadku wartości zadłużenia długoterminowego.

Poprawiająca się rentowność Grupy Kapitałowej PGNiG oraz spadająca wartość zadłużenia spowodowały poprawę wskaźników zadłużenia netto / EBITDA z 2,2 w 2002 roku do 1,2 w 2004 roku. Jednocześnie wskaźnik pokrycia zadłużenia określający zdolność Spółki do obsługi jej zadłużenia wyniósł 23,8 w 2003 roku oraz 19,4 w 2004 roku. Wysokie pokrycie zadłużenia świadczy o zdrowej polityce i stabilnej pozycji finansowej Grupy Kapitałowej PGNiG.

Poziom wskaźnika EBITDA / odsetki w pierwszym kwartale 2005 r. wskazuje na poprawiającą się rentowność wynikającą z sezonowości działalności gospodarczej Grupy Kapitałowej PGNiG. W związku z tym odnoszenie poziomu tego wskaźnika do poprzednich okresów nie jest uzasadnione.

1.4 Zobowiązania finansowe

Zobowiązania finansowe długo- i krótkoterminowe

w mln PLN	2004	%	2003	%	2002	%	2001	%	Zmiana		
									2004-2003	2003-2002	2002-2001
I. Zobowiązania długoterminowe łącznie	**322.891**	**7**	**4.843.226**	**86**	**4.818.378**	**81**	**5.863.218**	**94**	**(93%)**	**1%**	**(18%)**
Zobowiązania z tytułu pożyczek i kredytów	269.261	6	1.602.247	28	1.957.161	33	2.956.084	47	(83%)	(18%)	(34%)
Wynikające z emisji dłużnych papierów wartościowych, długoterminowe	0	0	3.193.170	56	2.804.617	47	2.807.001	45	(100%)	14%	0%

Długoterminowe zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	53.630	1	47.809	1	56.600	1	100.133	2	12%	(16%)	(43%)
II. Zobowiązania krótkoterminowe łącznie	**4.056.880**	**93**	**810.577**	**14**	**1.120.203**	**19**	**370.417**	**6**	**400%**	**(28%)**	**202%**
Zobowiązania z tytułu pożyczek i kredytów	1.235.131	28	761.726	13	1.082.605	18	329.985	5	62%	(30%)	228%
Wynikające z dłużnych papierów wartościowych, długoterminowe	2.800.671	64	36.115	1	31.746	1	31.784	1	7655%	14%	0%
Krótkoterminowe zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	21.078	0	12.736	0	5.852	0	8.648	0	65%	118%	(32%)
III. Zobowiązania razem	**4.379.771**	**100**	**5.653.803**	**100**	**5.938.581**	**100**	**6.233.635**	**100**	**(23%)**	**(5%)**	**(5%)**

Długoterminowe zadłużenie Spółki jest nominowane głównie w USD i EUR. Grupa Kapitałowa PGNiG zarządza ryzykiem związanym z wahaniami kursów wymiany i oprocentowania poprzez zawieranie transakcji hedgingowych na instrumentach pochodnych. Kluczowym celem działań Spółki związanych z zabezpieczaniem ryzyka walutowego jest ochrona przed zmianami różnic kursowych związanych ze spłatą kwot głównych i oprocentowania z tytułu kredytów i pożyczek. W celu ochrony swoich zobowiązań Spółka korzysta przeważnie z transakcji terminowych i swapów walutowych o terminach wymagalności do 5 lat.

Linia kredytowa

W grudniu 2003 roku PGNiG zawarło umowę o linię kredytową na kwotę 600.000 tys. EUR. Celem umowy było sfinansowanie zobowiązań Spółki mogących powstać w wyniku wcześniejszego wykupu obligacji. Informacje na temat powyższej linii kredytowej zamieszczono w pkt. 18.1 Rozdziału V Prospektu.

Euroobligacje

W październiku 2001 roku spółka zależna od PGNiG (tzw. spółka specjalnego przeznaczenia PGNiG Finance B.V.) wyemitowała Euroobligacje na kwotę 800.000 tys. EUR. Euroobligacje były oprocentowane w wysokości 6,75% rocznie i notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Luksemburgu.

Na podstawie umowy pożyczki pomiędzy PGNiG a PGNiG Finance B.V., PGNiG Finance B.V. pożyczyło środki uzyskane z emisji Euroobligacji na rzecz PGNiG. Data spłaty pożyczki została określona na termin spłaty Euroobligacji, tzn. 30 października 2006 r.

W październiku 2002 roku PGNiG dokonało wykupu części Euroobligacji w kwocie 408.000 tys. zł. (100.000 tys. EUR). We wrześniu 2003 roku, po wykupie drugiej transzy Euroobligacji o wartości 94.000 tys. zł. (21.300 tys. EUR), kwota główna pozostała do spłaty została obniżona do wysokości 678.700 tysięcy EUR, a na dzień 31 grudnia 2004 r. wynosiła 2.801.000 tys. zł (678.700 tys. EUR).

Obligacje zostały wykupione i umorzone w dniu 6 kwietnia 2005 r.

1.5 Bilans

	31.12.2004 r.	31.12.2003 r.	Zmiana 2003-2004	
Aktywa				
A. Aktywa trwałe	13.350	13.497	(1%)	(147)
Aktywa niematerialne	39	19	103%	20
Materialne środki trwałe	12.354	12.600	(2%)	(246)
Wierzytelności długoterminowe	1	1	36%	0
Inwestycje długoterminowe	481	341	41%	140
Długoterminowe wcześniejsze spłaty i rozliczenia międzyokresowe	475	535	(11%)	(60)
B. Aktywa bieżące	4.024	4.051	(1%)	(27)
Zapasy	660	576	15%	84
Wierzytelności krótkoterminowe	1.937	1.976	(2%)	(39)
Inwestycje krótkoterminowe	1.413	1.487	(5%)	(74)
Krótkoterminowe wcześniejsze spłaty	14	13	5%	1
Aktywa razem	17.374	17.549	(1%)	(175)

Pasywa				
A. Kapitał	8.798	7.728	14%	1.070
Kapitał zakładowy	5.000	5.000	0%	0
Należne wpłaty na poczet kapitału (wartość ujemna)	-	-		
Akcje własne (wartość ujemna)	-	-		
Kapitał zapasowy	2.382	2.126	12%	256
Rezerwa na zmianę wyceny	1	1	9%	0
Inne kapitały rezerwowe	10	10	3%	0
Różnice kursowe	(12)	(2)	500%	(10)
Zysk (strata) z lat poprzednich	307	53	nie dotyczy	254
Zysk (strata) netto	1.110	539	106%	571
Odpisy z zysku netto w czasie roku finansowego (wartość ujemna)	-	-	-	-
B. Kapitał mniejszościowy	5	5	8%	0
C. Ujemna wartość firmy podmiotów kontrolowanych	-	-		
D. Zobowiązania i rezerwy na poczet zobowiązań	8.571	9.815	(13%	(1.244)
Rezerwy na poczet zobowiązań	1.380	1.271	9%	109
Zobowiązania długoterminowe	327	4.847	(93%)	(4.520)
Zobowiązania krótkoterminowe	5.642	2.445	131%	3.197
Rozliczenia międzyokresowe	1.222	1.252	(2%)	(30)
Pasywa razem	17.374	17.549	(1%)	(175)

1.6 Wyniki finansowe w latach 2001-2004

Rachunek zysków i strat

w mln PLN	**2004**	**2003**	**2002**	**2001**	**Zmiana**					
					2004-2003		**2003-2002**		**2002-2001**	
					Zmiana %	zmiana w mln PLN	zmiana %	zmiana w mln PLN	zmiana %	zmiana w mln PLN
Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi	10.910	10.189	9.485	9.393	7	721	7	704	1	92
Koszt sprzedanych towarów	8.000	7.749	6.755	7.271	3	251	15	994	(7)	(516)
Zysk brutto	2.910	2.440	2.730	2.122	19	470	(11)	(290)	29	608
Koszty operacyjne	1.097	1.033	1.065	1.255	6	64	(3)	(32)	(15)	(190)
Zysk operacyjny	1.813	1.407	1.666	867	29	406	(16)	(259)	92	799
Pozostałe przychody operacyjne	281	370	363	400	(24)	(89)	2	7	(9)	(37)
Pozostałe koszty operacyjne	442	180	915	409	145	262	(80)	(735)	124	506
Skorygowany wskaźnik EBIT	1.653	1.596	1.114	858	4	57	43	482	30	256
Amortyzacja	1.171	1.154	1.148	1.145	1	17	1	6	0	3
Zysk przed odsetkami, podatkiem oraz amortyzacją (EBITDA)	2.823	2.751	2.262	2.004	3	72	(18)	(489)	13	259
Przychody finansowe	1.082	1.001	959	527	8	81	4	42	82	432
Koszty finansowe	1.718	1.754	1.467	1.443	(2)	(36)	20	287	2	24
Zysk przed podatkiem	1.015	845	604	(56)	20	170	40	241	nie dotyczy	660
Podatek dochodowy	184	280	374	83	(34)	(96)	(25)	(94)	353	291
Odroczony podatek	104	210	(188)	(97)	nie dotyczy	(106)	nie dotyczy	398	nie dotyczy	(91)
Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku	146	74	26	0		72		48		26

Zysk (strata) z udziałów/akcji w podmiotach kontrolowanych obliczany metodą praw własności	528	259	1	0		269		258		1
Zysk (strata) netto	1.110	539	392	(43)	106	571	37	147	nie dotyczy	nie dotyczy

1.6.1 Wyniki finansowe w latach 2003-2004

w mln PLN	2004	2003		Zmiana 2003-2004
			zmiana %	zmiana w mln PLN
Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi	10.910	10.189	7	721
– od podmiotów powiązanych	50	52	(2)	(2%)
Przychody netto ze sprzedaży produktów	10.886	10.160	7	1
Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	24	29	(16)	(4)

W 2004 roku wartość przychodów ze sprzedaży i zrównanych z nimi, w porównaniu do roku 2003, wzrosła o 7%. Największy wpływ na wartość sprzedaży miały zmiany w sprzedaży produktów, które stanowiły ponad 99% łącznej wartości przychodów zarówno w 2003, jak i w 2004 roku. Wzrost wartości sprzedaży produktów w 2004 roku wynikał z 5% wzrostu wartości sprzedaży gazu ziemnego wyrażonego jako ekwiwalent gazu wysokometanowego (wpływ wzrostu wartości sprzedaży gazu ziemnego był jednakże częściowo zmniejszony poprzez 2% spadek średniej ceny sprzedaży). Ilość sprzedanej ropy naftowej wzrosła o 34%, czemu towarzyszył 19% wzrost średniej ceny sprzedaży ropy naftowej. Wzrost sprzedaży gazu ziemnego wyrażonego jako ekwiwalent gazu wysokometanowego oraz ropy naftowej w 2004 roku wynikał głównie ze wzrostu zapotrzebowania na te produkty ze strony odbiorców przemysłowych.

Koszty operacyjne

w mln PLN	2004	2003	Zmiana 2003-2004	
Koszty operacyjne	**9.097**	**8.782**	**4%**	**315**
Koszt sprzedanych towarów	8.000	7.749	3%	251
Koszty sprzedaży	449	445	1%	4
Koszty administracyjne i inne	648	588	10%	60

W 2004 roku koszty operacyjne wzrosły w porównaniu do 2003 roku o 4% w efekcie wzrostu o 3% kosztów sprzedanych towarów. Wzrost kosztów sprzedanych towarów wynikał ze wzrostu wolumenu sprzedaży. Nastąpił ponadto 1% wzrost wartości kosztów sprzedaży i 10% wzrost kosztów administracyjnych. Wzrost kosztów administracyjnych związany był z kosztami wprowadzenia oprogramowania SAP jak również z kosztami doradztwa w zakresie restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG.

Zysk operacyjny

4% wzrost kosztów operacyjnych w 2004 roku został częściowo zrównoważony przez 7% wzrost przychodów ze sprzedaży oraz zrównanych z nimi i spowodował wzrost zysku przed odsetkami i podatkiem. Zysk operacyjny wzrósł o 29% w 2004 roku w porównaniu do roku 2003.

Pozostałe przychody operacyjne

W 2004 roku łączna wartość pozostałych przychodów operacyjnych spadła o 24% w porównaniu do 2003 roku.

Pozostałe koszty operacyjne

W 2004 roku pozostałe koszty operacyjne wzrosły o 145% w porównaniu do roku 2003. Wzrost ten wynikał ze wzrostu wartości rezerw na poczet likwidacji odwiertów oraz na spadek wartości aktywów.

Skorygowany wskaźnik zysk przed odsetkami i podatkiem (skorygowany wskaźnik EBIT)

Zysk przed odsetkami i podatkiem skorygowany o inne przychody i koszty operacyjne był o 11% wyższy w 2004 roku w porównaniu do roku 2003 w wyniku znacznego wzrostu wskaźnika EBIT.

Przychody finansowe

W 2004 roku przychody finansowe wzrosły o 8% w porównaniu do roku 2003. Wzrost ten spowodowany był różnicami kursowymi.

Koszty finansowe

W 2004 roku koszty finansowe z tytułu odsetek zanotowały spadek o 2% w porównaniu do roku 2003. Spadek ten spowodowany był niższymi zobowiązaniami z tytułu odsetek wynikającymi z obniżenia wartości zadłużenia Grupy Kapitałowej PGNiG.

Zysk przed podatkiem

W 2004 roku zysk przed podatkiem był o 20% wyższy niż zysk osiągnięty w 2003 roku, głównie ze względu na wzrost rentowności operacyjnej.

Podatek dochodowy

W 2004 roku zapłacono podatek dochodowy od osób prawnych w kwocie 184.000 tys. zł według 19% stawki podatkowej. Efektywna stawka podatkowa wyniosła 18% w roku 2004 w porównaniu do 33% w 2003 roku.

Zysk (strata) netto

Zysk netto osiągnięty w 2004 roku wyniósł 1.110.000 tys. zł w porównaniu do 539.000 tys. zł w roku 2003 (wzrost o 106%).

1.6.2 Wyniki finansowe w latach 2002-2003

w mln PLN	2003	2002	Zmiana 2003-2002	
Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi	10.189	9.485	7%	704
– od podmiotów powiązanych	52	66	(21%)	(14)
Przychody netto ze sprzedaży produktów	10.160	9.436	8%	724
Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	29	49	(41%)	(20)

W 2003 roku wartość przychodów ze sprzedaży i zrównanych z nimi, w porównaniu do roku 2002, wzrosła o 7%. Największy wpływ na wartość sprzedaży miały zmiany w sprzedaży produktów, które stanowiły 99,7% łącznej wartości przychodów w 2003 roku oraz 99,5% w roku 2002. Wzrost wartości przychodów netto ze sprzedaży produktów w 2003 roku wyniósł 8% w porównaniu do roku 2002, głównie z powodu wzrostu ilości sprzedaży gazu ziemnego wyrażonego jako ekwiwalent gazu wysokometanowego oraz ropy naftowej. Wolumen sprzedaży gazu ziemnego wyrażonego jako ekwiwalent gazu wysokometanowego wzrósł o 10% podczas, gdy średnia wartość przychodów za 1 tys. m^3 gazu ziemnego wyrażonego jako ekwiwalent gazu wysokometanowego spadła o 2%. Przychody ze sprzedaży ropy naftowej wzrosły o 23%, głównie w wyniku zwiększonej ilości sprzedanej ropy oraz stosunkowo wysokich cen sprzedaży.

Koszty operacyjne

w mln PLN	2003	2002	Zmiana 2002-2003	
Koszty operacyjne	**8.782**	**7.819**	**12%**	**963**
Koszt sprzedanych towarów	7.749	6.754	15%	995
Koszty sprzedaży	445	455	(2%)	(10)
Koszty administracyjne i inne	588	610	(4%)	(22)

W 2003 roku w efekcie wzrostu o 15% kosztów sprzedanych towarów, koszty operacyjne wzrosły w porównaniu do 2002 roku o 12%. W okresie tym nastąpił natomiast 2% spadek wartości kosztów sprzedaży i 4% spadek kosztów administracyjnych. W 2003 roku koszty wynagrodzeń spadły o prawie 1% w wyniku realizowanego programu restrukturyzacji Grupy Kapitałowej PGNiG. Łączna liczba pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG zmniejszyła się o łącznie 1.819 osób w tym okresie.

Zysk operacyjny

Zysk przed odsetkami i podatkiem zmniejszył się o 16% w 2003 roku w porównaniu do roku 2002 w wyniku wzrostu kosztów operacyjnych w 2003 roku w porównaniu do roku 2002.

Pozostałe przychody operacyjne

W 2003 roku łączna wartość innych przychodów operacyjnych wzrosła o 2% w porównaniu do 2002 roku, główne ze względu na spadek wpływów ze sprzedaży pewnych aktywów trwałych. W 2002 roku Grupa Kapitałowa PGNiG zaksięgowała 49.000 tys. zł zysku ze sprzedaży niefinansowych aktywów trwałych. W 2003 roku Grupa Kapitałowa PGNiG nie zrealizowała żadnych podobnych zysków.

Pozostałe koszty operacyjne

W 2003 roku pozostałe koszty operacyjne obniżyły się o 80% w porównaniu do roku 2002, głównie ze względu na 49% spadek odpisów aktywów niefinansowych. W 2002 roku Grupa Kapitałowa PGNiG dokonała łącznego odpisu w wysokości 689.000 tys. zł, z czego 510.000 tys. zł zostało odpisane z tytułu wierzytelności handlowych (głównie w wyniku zmian zasad rachunkowości), a 138.000 tys. zł z tytułu obniżenia wartości środków trwałych i zapasów. Wartość kwot odpisanych w roku 2003 wyniosła 41.000 tys. zł.

Skorygowany wskaźnik zysk przed odsetkami i podatkiem (skorygowany wskaźnik EBIT)

Zysk przed odsetkami i podatkiem skorygowany o inne przychody i koszty operacyjne był o 43% wyższy w 2003 roku w porównaniu do roku 2002 w wyniku wyższej wartości pozostałych przychodów operacyjnych (wzrost o 2%) i niższych pozostałych kosztów operacyjnych (spadek o 80%).

Przychody finansowe

W 2003 roku przychody finansowe wzrosły o 4% w porównaniu do roku 2002. Wpływy z tytułu odsetek spadły o 32% z powodu spadku odsetek od transakcji handlowych o 41% w rozważanym okresie. W tym samym czasie zanotowano wzrost pozostałych przychodów finansowych o 22%, głównie z powodu zmiany wyceny portfela instrumentów pochodnych PGNiG.

Koszty finansowe

W 2003 roku koszty finansowe wzrosły o 20% w porównaniu do 2002 roku. Było to spowodowane spadkiem kosztów finansowych z tytułu odsetek, któremu towarzyszył wzrost pozostałych kosztów finansowych. Koszty z tytułu odsetek spadły o 10% w 2003 roku w porównaniu do roku 2002, co było rezultatem 13% spadku płatności z tytułu odsetek wynikającego z częściowej spłaty zadłużenia Grupy Kapitałowej PGNiG w kwocie 1.606.000 tys. zł. Pozostałe koszty finansowe wzrosły o 29% w 2003 roku w porównaniu do roku 2002. Zostało to spowodowane przeszacowaniem wartości inwestycji oraz wzrostem różnic kursowych (76%).

Zysk przed podatkiem

W 2003 roku zysk przed podatkiem był o 40% wyższy niż zysk osiągnięty w 2002 roku, głównie w wyniku wzrostu skorygowanego wskaźnika zysku przed odsetkami i podatkiem.

Podatek dochodowy

W 2003 roku zapłacono podatek dochodowy od osób prawnych w kwocie 280.000 tys. zł według 27% stawki podatkowej w porównaniu do 374.000 tys. zł według 28% stawki podatkowej w 2002 roku. Powyższe przekłada się na efektywną stawkę podatkową w wysokości 33% w roku 2003 w porównaniu do 62% w roku 2002. Wyższa efektywna stawka podatkowa zapłacona przez Grupę Kapitałową PGNiG w 2002 roku spowodowana była zmianą zasad rachunkowości w zakresie tworzenia rezerw na należności przeterminowane na bardziej rygorystyczne (z 180 do 90 dni).

Zysk (strata) netto

Zysk netto osiągnięty w 2003 roku wyniósł 539.000 tys. zł w porównaniu do 392.000 tys. zł w roku 2002 (wzrost o 37%). Wynikało to przede wszystkim z niższej kwoty podatku zapłaconego w 2003 roku oraz uwzględnienia zysków podmiotów kontrolowanych (proporcjonalnego udziału PGNiG w zysku EuRoPol GAZ) w wysokości 259.000 tys. zł.

1.6.3 Wyniki finansowe w latach 2001-2002

Przychody

w mln PLN	2002	2001		Zmiana 2001-2002
Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi	9.485	9.393	1%	92
– od podmiotów powiązanych	66	99	(33%)	(33)
Przychody netto ze sprzedaży produktów	9.436	9.333	1%	103
Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	49	60	(18%)	(11)

W 2002 roku łączne przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi wzrosły o 1% w porównaniu do roku 2001. Zmiana ta była przede wszystkim wynikiem zmiany wartości przychodów netto ze sprzedaży produktów, która stanowiła 99,5% łącznej wartości sprzedaży w 2002 roku oraz 94% łącznej wartości sprzedaży w 2001 roku. Łączna wartość przychodów ze sprzedaży produktów wzrosła o 1% w 2002 roku w porównaniu do roku 2001. Głównym powodem tego wzrostu była zwiększona sprzedaż gazu wysokometanowego. Wartość sprzedaży wszystkich rodzajów gazu wzrosła o 2% w 2002 roku w porównaniu do 2001 roku ze względu na 2% spadek wolumenu sprzedaży, którego skutek został zrównoważony przez wprowadzenie nowych taryf dla odbiorców indywidualnych (wzrost o 8%) oraz odbiorców przemysłowych (spadek o 10,5%). Zanotowano 3% spadek sprzedaży ropy naftowej w 2002 roku w porównaniu do roku 2001 spowodowany obniżeniem wolumenu produkcji o 3%.

Koszty operacyjne

w mln PLN	2002	2001	Zmiana 2001-2002	
Koszty operacyjne	**7.819**	**8.526**	**(8%)**	**(707)**
Koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów	6.754	7.271	(7%)	(517)
Koszty sprzedaży	455	674	(32%)	(219)
Koszty administracyjne i inne	610	580	5%	30

W 2002 roku koszty operacyjne obniżyły się o 8% w porównaniu do roku 2001. Głównym powodem spadku tych kosztów był 7% spadek wartości kosztów sprzedanych produktów. Koszt gazu z importu (głównego składnika kosztów produktów) spadł o 23% z powodu obniżenia łącznego wolumenu importu (o 7%) oraz obniżenia średniego kosztu gazu z importu o 17%. Znaczący spadek kosztu jednostkowego gazu z importu wynikał z nabycia gazu przez Grupę Kapitałową PGNiG w ramach transakcji typu spot, bezpośrednio od dostawców z Uzbekistanu, Kazachstanu i Turkmenistanu.

Zysk przed odsetkami i podatkiem (EBIT)

W roku 2002 zysk przed odsetkami i opodatkowaniem wzrósł o 92% w porównaniu do roku 2001, w wyniku obniżenia kosztów operacyjnych o 8%, któremu towarzyszył 1% wzrost przychodów ze sprzedaży.

Pozostałe przychody operacyjne

W 2002 roku pozostałe przychody operacyjne spadły o 9%.

Pozostałe koszty operacyjne

W 2002 roku pozostałe koszty operacyjne razem wzrosły o 124% głównie z powodu dokonania odpisów wierzytelności w kwocie 510.000 tys. zł należnych od odbiorców przemysłowych (głównie podmiotów z sektora chemicznego). Łącznie z 28% wzrostem „Pozostałych kosztów operacyjnych" wynikającym ze wzrostu wartości rezerw na poczet likwidacji odwiertów, koszty operacyjne razem były wyższe o 116%.

Skorygowany wskaźnik zysk przed odsetkami i podatkiem (skorygowany wskaźnik EBIT)

W 2002 roku skorygowany zysk przed odsetkami i podatkiem był o 30% wyższy niż w roku 2001 głównie z powodu wzrostu wskaźnika EBIT, co częściowo zrównoważył znaczny wzrost pozostałych kosztów operacyjnych (124%).

Przychody finansowe

W 2002 roku przychody finansowe wzrosły o 82% w porównaniu do roku 2001. Pozostałe przychody finansowe wzrosły o 101% głównie z powodu przeszacowania terminowych transakcji swap PGNiG. Przychody z odsetek wzrosły o 49%, przede wszystkim z powodu oprocentowania uzyskanego z tytułu wysokich sald gotówkowych po emisji obligacji przez PGNiG Finance B.V. w październiku 2001 roku.

Koszty finansowe

W 2002 roku koszty finansowe wzrosły o 2% w porównaniu do roku 2001. Koszty finansowe z tytułu oprocentowania spadły o 22% w porównaniu do roku 2001, co zostało spowodowane 57% spadkiem kosztów z tytułu odsetek od kredytów i pożyczek wynikającym z niższego kosztu kredytu oraz spłaty długoterminowego zadłużenia w kwocie 630.000 tys. zł, a także innych krótkoterminowych zobowiązań. Spadkowi powyższych pozycji towarzyszył wzrost o 526% (z kwoty 33.000 tys. zł do kwoty 206.000 tys. zł) odsetek należnych od papierów wartościowych, wynikający z emisji Euroobligacji przez PGNiG Finance B.V. w październiku 2001 roku. Pozostałe koszty finansowe obniżyły się o 23% w 2002 roku w porównaniu do roku 2001. Zostało to spowodowane niższymi różnicami kursowymi oraz ponowną wyceną skutków inwestycji, które zostały pomniejszone o wzrost kosztów transakcji terminowych i swapowych.

Zysk przed podatkiem

W 2002 roku Grupa Kapitałowa PGNiG osiągnęła zysk przed podatkiem w wysokości 604.000 tys. zł w porównaniu do straty w kwocie 58.000 tys. zł w 2001 roku. Poprawa wartości zysku PGNiG przed opodatkowaniem wynika głównie z 30% wzrostu skorygowanego zysku przed odsetkami i podatkiem oraz 82% wzrostu przychodów finansowych.

Podatek dochodowy

Podatek dochodowy w 2002 roku został zapłacony według 28% stawki podatku od osób prawnych i wyniósł 373.700 tys. zł. W 2001 roku Grupa Kapitałowa PGNiG zapłaciła podatek dochodowy w kwocie 82.500 tys. zł według stawki 28%. Efektywna stawka podatkowa w 2002 roku wyniosła 62%, ponieważ szereg kosztów nie podlegał odliczeniu od podstawy opodatkowania, włącznie z odpisem wierzytelności w kwocie 689.000 tys. zł.

Zysk (strata) netto

Wyżej wymienione czynniki spowodowały, że w 2002 roku Spółka osiągnęła zysk netto w kwocie 392.000 tys. zł w porównaniu do straty w kwocie 43.000 tys. zł zrealizowanej w roku 2001.

1.6.4 Wyniki finansowe w latach 2001-2004. Obszary działalności - segmenty

Informacje dotyczące poszczególnych obszarów działalności (segmentów) obejmują wewnętrzne transakcje pomiędzy podmiotami prowadzącymi działalność w ramach różnych obszarów działalności, które podlegają wyłączeniu ze skonsolidowanych sprawozdań finansowych. Wszystkie transakcje pomiędzy segmentami realizowane są na podstawie wewnętrznie ustalonych cen. Informacje dotyczące cen transakcji pomiędzy segmentami zostały szczegółowo opisane w Rozdziale VIII Prospektu.

1.6.4.1 Poszukiwanie i wydobycie

w mln PLN	2004	2003	2002	2001	Zmiana 2004-2003		Zmiana 2003-2002		Zmiana 2002-2001	
Sprzedaż zewnętrzna	1.210	912	805	849	33%	298	13%	107	(5%)	(44)
Sprzedaż pomiędzy segmentami	842	1.163	1.196	1.125	(28%)	(321)	(3%)	(33)	6%	71
Sprzedaż ogółem	**2.052**	**2.075**	**2.001**	**1.974**	**(1%)**	**(23)**	**4%**	**74**	1%	**27**
Koszty działalności operacyjnej segmentu, w tym:	**1.558**	**1.279**	**1.350**	**1.357**	**22%**	**279**	**(5%)**	**(71)**	**0%**	**(7)**
Amortyzacja segmentu	306	291	274	276	5%	15	9%	17	3%	(2)
Pozostałe koszty operacyjne segmentu	1.252	988	1.076	1.081	27%	264	(8%)	(88)	(1%)	(5)
Zysk operacyjny	494	796	651	617	(38%)	(302)	21%	145	4%	34
Marża zysku operacyjnego	**24%**	**38%**	**33%**	**31%**						
Pozostałe przychody operacyjne segmentu	28	203	91	234	(86%)	(175)	87%	112	(51%)	(143)
Pozostałe koszty operacyjne segmentu	86	74	280	164	16%	12	(70%)	(206)	52%	116
Skorygowany zysk przed odsetkami i podatkiem (skorygowany wsk. EBIT)	436	926	462	687	(53%)	(490)	78%	464	(24%)	(225)
Skorygowana marża EBIT	**21%**	**45%**	**23%**	**35%**						

Sprzedaż zewnętrzna w roku 2004 wyniosła 1.210.000 tys. zł w porównaniu do 912.000 tys. zł w roku 2003, 805.000 tys. zł w roku 2002 i 849.000 tys. zł w 2001 roku. 33% wzrost w roku 2004 wynikał po części z 5% wzrostu wartości sprzedaży gazu ziemnego wyrażonego jako ekwiwalent gazu wysokometanowego (który został z kolei częściowo zrównoważony przez 2% spadek średniej ceny sprzedaży) jak również z 34% wzrostu wartości sprzedaży ropy naftowej, któremu towarzyszył 19% wzrost średniej ceny sprzedaży ropy. 13% wzrost w roku 2003 w stosunku do roku 2002 był również głównie wynikiem wzrostu sprzedaży ropy naftowej oraz wzrostu sprzedaży gazu wysokometanowego. 5% spadek sprzedaży zewnętrznej w roku 2002 w porównaniu do roku 2001 został spowodowany przede wszystkim niższym wolumenem produkcji ropy oraz spadającą wartością sprzedaży w spółkach zależnych PGNiG.

Wartość sprzedaży pomiędzy podmiotami działającymi na różnych obszarach (segmentach) działalności wyniosła 842.000 tys. zł w 2004 roku w porównaniu do 1.163.000 tys. zł w roku 2003, 1.196.000 tys. zł w roku 2002 oraz 1.125.000 tys. zł w roku 2001. 28% spadek wartości sprzedaży dokonywanej pomiędzy segmentami zanotowany w 2004 roku wynikał głównie z przeprowadzonej reorganizacji lub likwidacji niektórych podmiotów działających w obszarze poszukiwania. Wzrost wartości tej sprzedaży o 3% w roku 2003 był przede wszystkim wynikiem obniżenia ceny zbycia dla lokalnie wydobywanego gazu w Grupie Kapitałowej PGNiG. Wzrost wartości sprzedaży pomiędzy segmentami w roku 2002 w porównaniu do roku 2001 był głównie wynikiem wzrostu cen.

Koszty operacyjne wyniosły 1.558.000 tys. zł w 2004 roku, 1.279.000 tys. zł w roku 2003, 1.350.000 tys. zł w 2002 roku i 1.357.000 tys. zł w 2001 roku. 22% wzrost kosztów operacyjnych w 2004 roku wynikał głównie ze zmiany w alokacji kosztów wydobycia gazu z segmentu przesyłu do segmentu poszukiwań i wydobycia. Koszty operacyjne obniżyły się w 2003 roku o 5% głównie z powodu niższych kosztów poszukiwań, wydobycia i produkcji.

Zysk operacyjny wyniósł 494.000 tys. zł w 2004 roku, 796.000 tys. zł w 2003 roku, 651.000 tys. zł w 2002 roku i 617.000 tys. zł w 2001 roku. 38% spadek w 2004 roku w porównaniu do roku 2003 spowodowany był stałym wzrostem wartości sprzedaży ogółem (1%) oraz znacznym wzrostem (22%) kosztów operacyjnych. 21% wzrost zysku operacyjnego w 2003 roku został spowodowany wyższą wartością sprzedaży ogółem (wzrost o 4%) i niższymi kosztami operacyjnymi (spadek o 5%). Zysk operacyjny w roku 2002 był o 4% wyższy niż w roku 2001 z powodu niewielkiego (1%) wzrostu sprzedaży i 0,2% spadku kosztów operacyjnych.

Pozostałe przychody i koszty operacyjne obejmują tworzone i rozwiązywane rezerwy na poczet likwidacji odwiertów, przeszacowania aktywów, itp.

Pozostałe przychody operacyjne wynosiły 28.000 tys. zł w 2004 roku, 203.000 tys. zł w 2003 roku, 91.000 tys. zł w 2002 roku i 234.000 tys. zł w 2001 roku.

Pozostałe koszty operacyjne wyniosły 86.000 tys. zł w 2004 roku, 74.000 tys. zł w 2003 roku, 280.000 tys. zł w 2002 roku i 164.000 tys. zł w 2001 roku. Po raz pierwszy w roku 2002 PGNiG wyceniła swoje aktywa górnicze za pomocą metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych, skutkiem czego dokonano w tym roku odpisu aktualizującego w wysokości 87.000 tys. zł.

Informacje o najważniejszych projektach inwestycyjnych realizowanych w latach 2001–2004 w segmencie poszukiwań i wydobycia zamieszczono w pkt. 16 Rozdziału V Prospektu.

1.6.4.2 Przesył

Poniższa tabela przedstawia dane finansowe i operacyjne dotyczące działalności przesyłowej Grupy Kapitałowej PGNiG oraz zmian procentowych w roku 2002 w porównaniu do roku 2001, w roku 2003 w porównaniu do roku 2002 oraz w roku 2004 w porównaniu do roku 2003.

w mln PLN	**2004**	**2003**	**2002**	**2001**	**Zmiana 2004-2003**		**Zmiana 2003-2002**		**Zmiana 2002-2001**	
Sprzedaż zewnętrzna	2.918	2.655	2.423	2.597	10%	263	10%	232	(7%)	(174)
Sprzedaż pomiędzy segmentami	4.659	4.734	5.197	4.614	(2%)	(75)	(9%)	(463)	13%	583
Sprzedaż ogółem	**7.577**	**7.389**	**7.619**	**7.211**	**3%**	**188**	3%	**(230)**	6%	**408**
Koszty działalności operacyjnej segmentu, w tym:	**6.433**	**6.860**	**5.558**	**6.272**	**(6%)**	**(427)**	23%	**1.302**	(11%)	**(714)**
Amortyzacja segmentu	389	350	336	330	11%	39	4%	14	2%	6
Pozostałe koszty operacyjne segmentu	6.095	6.510	5.222	5.941	(6%)	(415)	25%	1.288	(12%)	(719)
Zysk operacyjny	1.144	529	2.061	939	116%	615	(74%)	(1.532)	119%	1.122
Marża zysku operacyjnego	**15%**	**7%**	**27%**	**13%**						
Pozostałe przychody operacyjne segmentu	120	109	85	26	10%	11	27%	24	222%	59
Pozostałe koszty operacyjne segmentu	279	52	475	177	437%	227	(89%)	(423)	168%	298
Skorygowany zysk przed odsetkami i podatkiem (skorygowany wsk. EBIT)	985	586	1.671	789	68%	399	(65%)	(1.085)	112%	882

Skorygowana marża EBIT	**13%**	**8%**	**22%**	**11%**						

Wartość sprzedaży zewnętrznej wzrosła o 10% w 2004 roku w porównaniu do roku 2003. Było to wynikiem wyższej wartości sprzedaży gazu, co częściowo równoważył spadek średniej ceny gazu. Wartość sprzedaży zewnętrznej wzrosła o 10% w roku 2003 w porównaniu do roku 2002. Zostało to głównie spowodowane 14,2% wzrostem łącznego wolumenu sprzedanego gazu (przeliczonego na ekwiwalent gazu wysokometanowego) pomniejszonym o 4,2% spadek średniej ceny sprzedaży (spowodowany zmianami struktury sprzedaży/ odbiorców). Sprzedaż zewnętrzna w ramach działalności przesyłowej Grupy Kapitałowej PGNiG spadła o 7% w roku 2002 w porównaniu do roku 2001. Było to przede wszystkim spowodowane 4,6% spadkiem wolumenu sprzedaży i 2,5% spadkiem średniej ceny sprzedaży na rzecz dużych odbiorców.

Sprzedaż pomiędzy segmentami obejmuje sprzedaż gazu i sprzedaż usług przesyłowych na rzecz Spółek Gazownictwa. Przed 2003 rokiem sprzedaż pomiędzy segmentami realizowana była na rzecz 23 jednostek dystrybucyjnych PGNiG. Od 2003 roku działalność gazowa i przesyłowa zostały przekazane do sześciu Spółek Gazownictwa. Skutkiem zmian zasad rozliczeń między segmentami jest 9% spadek sprzedaży pomiędzy rokiem 2002 i 2003. Pomiędzy rokiem 2001 i 2002 sprzedaż wzrosła o 13%.

Koszty operacyjne spadły o 6% w 2004 roku w porównaniu do 2003 roku w wyniku zmiany w alokacji kosztów wydobycia gazu z segmentu przesyłu do segmentu poszukiwań i wydobycia. 23% wzrost kosztów operacyjnych w roku 2003 został spowodowany wzrostem kosztów importu oraz wzrostem kosztów materiałów i energii. Koszty operacyjne obejmujące koszty operacyjne zarówno centrali jak i ROP-ów, zostały obniżone o 11% w 2002 roku.

Zysk operacyjny obniżył się o 74% w 2003 roku w wyniku 3% spadku łącznej wartości sprzedaży i 23% wzrostu kosztów operacyjnych. Zysk operacyjny w roku 2002 był o 119% wyższy niż w roku 2001 w wyniku 6% wzrostu łącznej wartości sprzedaży i 11% spadku kosztów operacyjnych.

Pozostałe przychody operacyjne związane są z rozwiązaniem rezerw na poczet wierzytelności i środków trwałych. 10% wzrost w roku 2004 w porównaniu do roku 2003 wynikał z rozwiązania rezerw związanych z restrukturyzacją zatrudnienia oraz realokacją pewnych przychodów operacyjnych, które wcześniej były ujmowane jako przedpłaty. Pozostałe przychody operacyjne wzrosły o 27% pomiędzy rokiem 2002 a 2003 oraz o 222% pomiędzy rokiem 2001 a 2002, lecz kwota powyższych przychodów jest stosunkowo nieistotna.

Pozostałe koszty operacyjne segmentu zajmującego się przesyłem wzrosły o 437% w 2004 roku w porównaniu do roku 2003 w wyniku utworzenia rezerw na następujące cele: karę nałożoną przez UOKiK za odmowę podłączenia gminy do sieci; zasygnalizowaną przez konsultantów ds. ochrony środowiska odpowiedzialność związaną z zanieczyszczeniem środowiska naturalnego w związku z zanieczyszczeniem gruntu w okresie przedwojennym; oraz pozostające do spłaty zobowiązania podmiotu zależnego PGNiG. Pozostałe koszty operacyjne segmentu zajmującego się przesyłem obniżyły się o 89% w 2003 roku w porównaniu do roku 2002, a w roku 2002 wzrosły o 168% w porównaniu do roku 2001, w wyniku zmian zasad rachunkowości dotyczących tworzenia rezerw na poczet wierzytelności.

Skorygowana marża EBIT wynosiła 13% w roku 2004, 8% w roku 2003, 22% w roku 2002 oraz 11% w roku 2001. Spadek w roku 2003 spowodowany był wzrostem kosztu importu gazu.

Zestawienie najważniejszych inwestycji w segmencie przesyłu w latach 2001–2004 zamieszczono w pkt. 16 Rozdziału V Prospektu.

1.6.4.3 Dystrybucja

Poniższa tabela przedstawia dane finansowe i operacyjne dotyczące działalności segmentu dystrybucji Grupy Kapitałowej PGNiG oraz zmian procentowych w roku 2002 w porównaniu do roku 2001, w roku 2003 w porównaniu do roku 2002 oraz w roku 2004 w porównaniu do roku 2003.

w mln PLN	**2004**	**2003**	**2002**	**2001**	**Zmiana 2004-2003**		**Zmiana 2003-2002**		**Zmiana 2002-2001**	
Sprzedaż zewnętrzna	6.707	6.554	6.138	5.782	2%	153	7%	416	6%	356
Sprzedaż pomiędzy segmentami	39	117	37	43	(67%)	(78)	211%	80	(12%)	(6)
Sprzedaż ogółem	**6.746**	**6.671**	**6.175**	**5.825**	**1%**	**75**	**8%**	**496**	**6%**	**350**
Koszty działalności operacyjnej segmentu, w tym:	**6.548**	**6.589**	**7.205**	**6.512**	**(1%)**	**(41)**	**(9%)**	**(616)**	**11%**	**693**
Amortyzacja segmentu	517	501	524	521	3%	16	(4%)	(23)	1%	3

Pozostałe koszty operacyjne segmentu	6.080	6.088	6.681	5.991	0%	(8)	(9%)	(593)	12%	690
Zysk operacyjny	198	83	(1.030)	(687)	139%	115	(108%)	1.113	50%	(343)
Marża zysku operacyjnego	**3%**	**1%**	**(17%)**	**(12%)**					**42%**	
Pozostałe przychody operacyjne segmentu	130	52	180	116	149%	78	(71%)	(128)	56%	64
Pozostałe koszty operacyjne segmentu	72	55	133	59	31%	17	(59%)	(78)	124%	74
Skorygowany zysk przed odsetkami i podatkiem (skorygowany wsk. EBIT)	256	80	(983)	(630)	219%	176	nie dotyczy	1063	56%	(353)
Skorygowana marża EBIT	**4%**	**1%**	**(16%)**	**(11%)**						

Sprzedaż zewnętrzna wzrosła o 2% w 2004 roku w porównaniu do 2003 roku z powodu 0,5% wzrostu wolumenu sprzedaży oraz 2% wzrostu średniej ceny gazu. Sprzedaż zewnętrzna wzrosła o 7% w 2003 roku w porównaniu do 2002 roku z powodu 7,9% wzrostu wolumenu sprzedaży, pomniejszonego o 0,7% spadek średniej ceny sprzedaży. Sprzedaż zewnętrzna uzyskana przez segment Grupy Kapitałowej PGNiG zajmujący się dystrybucją wzrosła o 6% w roku 2002 w porównaniu do roku 2001. Powyższe było wynikiem 6% wzrostu średniej ceny sprzedaży (włącznie z 6,9% wzrostem ceny dla gospodarstw domowych i małych przedsiębiorstw oraz 4,7% wzrostem ceny dla małych oraz średnich przedsiębiorstw).

Sprzedaż pomiędzy segmentami w zakresie dystrybucji dotyczy sprzedaży w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG pomiędzy Spółkami Gazownictwa.

Koszty operacyjne spadły o 1% w 2004 roku w porównaniu do roku 2003 w wyniku spadku średniej ceny nabywanego gazu. Wielkości kosztów operacyjnych w latach 2003 i 2002 są nieporównywalne ze względu na przejście na ceny rynkowe oraz skutki poddania Spółki regułom rynku. Koszty operacyjne w 2002 roku były o 11% wyższe niż w roku 2001, ze względu na wzrost cen usług przesyłowych.

Pozostałe przychody operacyjne osiągane przez segment dystrybucji wzrosły o 149% w 2004 roku w porównaniu do roku 2003 w wyniku wzrostu opłat przyłączeniowych oraz przychodów, które we wcześniejszych okresach były księgowane jako przedpłaty. Pozostałe przychody operacyjne osiągane przez segment dystrybucji obniżyły się o 71% pomiędzy rokiem 2002 a 2003, ponieważ wierzytelności Spółek Gazownictwa pozostały w sprawozdaniach finansowych PGNiG. Wzrost o 56% w roku 2002 w porównaniu do roku 2001 spowodowany był zwolnieniem rezerw z tytułu wierzytelności.

Pozostałe koszty operacyjne poniesione przez sektor dystrybucji wzrosły o 31% w 2004 roku w porównaniu do roku 2003 w wyniku utworzenia rezerw na karę w wysokości 9.000 tys. zł nałożoną przez UOKiK oraz rezerwę w wysokości 3.000 tys. zł na potencjalną odpowiedzialność z tytułu zanieczyszczenia środowiska. Pozostałe koszty operacyjne poniesione przez sektor dystrybucji obniżone zostały o 59% pomiędzy rokiem 2002 a 2003 z powodu konieczności utworzenia mniejszych rezerw z tytułu wierzytelności. Pozostałe koszty operacyjne wzrosły o 124% w roku 2002 w porównaniu do roku 2001 z powodu wzrostu rezerw na poczet wierzytelności wynikających ze zmiany zasad rachunkowości.

W 2004 roku segment dystrybucji osiągnął skorygowany zysk operacyjny wynoszący 256.000 tys. zł w porównaniu do 80.300 tys. zł w 2003 roku. Wzrost ten wynikał ze wzrostu cen, wyższej wartości sprzedaży oraz spadku kosztów operacyjnych. W wyniku wyższej wartości sprzedaży, niższych kosztów operacyjnych oraz obniżenia innych kosztów operacyjnych segment Grupy Kapitałowej PGNiG zajmujący się dystrybucją osiągnął skorygowany EBIT w kwocie 80.300 tys. zł w 2003 roku w porównaniu do straty w kwocie 982.600 tys. zł w roku 2002. W 2002 roku segment dystrybucji osiągnął skorygowany EBIT w wysokości 982.600 tys. zł w porównaniu do 629.500 tys. zł w roku 2001. Było to spowodowane cenami wewnętrznymi i rozliczeniami w Grupie Kapitałowej PGNiG.

Informacje o głównych inwestycjach kapitałowych w segmencie dystrybucji w latach 2001–2004 zamieszczono w pkt. 16 Rozdziału V Prospektu.

2 OCENA CZYNNIKÓW I NIETYPOWYCH ZDARZEŃ MAJĄCYCH WPŁYW NA WYNIKI Z DZIAŁALNOŚCI GOSPODARCZEJ ZA OKRES OBJĘTY SPRAWOZDANIAMI ZAMIESZCZONYMI W PROSPEKCIE Z OKREŚLENIEM WPŁYWU TYCH CZYNNIKÓW LUB NIETYPOWYCH ZDARZEŃ NA OSIĄGNIĘTE WYNIKI

2.1 Sytuacja gospodarcza

Wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG, jak w przypadku większości podmiotów gospodarczych, są uzależnione od sytuacji gospodarczej, w tym wzrostu gospodarczego oraz stabilizacji sytuacji makroekonomicznej. W latach 2001 – 2003 obserwowany był spadek sprzedaży produktów największych odbiorców Grupy PGNiG z sektora chemicznego (w szczególności zakładów azotowych). W wyniku tego nastąpiło pogorszenie ich sytuacji ekonomiczno-finansowej co miało istotny wpływ na wynik finansowy Grupy Kapitałowej PGNiG jako największego dostawcy surowca do ich produkcji.

2.2 Działania restrukturyzacyjne

Spółka podjęła liczne działania restrukturyzacyjne w celu poprawy rentowności, obniżenia kosztów i poprawy efektywności. Najważniejsze z tych działań wskazano poniżej. Działania te miały istotny wpływ na wyniki finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.2.1 Wydzielenie Spółek Gazownictwa ze struktury PGNiG

Zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2002 r., PGNiG zobowiązał się do wydzielenia ze swoich struktur spółek prowadzących dystrybucję gazu. Wydzielenie nastąpiło z dniem 1 stycznia 2003 r. Zostało wówczas utworzonych sześć regionalnych spółek dystrybucyjnych będących podmiotami w pełni zależnymi od PGNiG (Spółki Gazownictwa), z którymi PGNiG zawarł długoterminowe kontrakty na dostawę gazu.

Restrukturyzacja miała wpływ na wyniki z poszczególnych segmentów działalności Spółki dzięki przeniesieniu niektórych kosztów na Spółki Gazownictwa i odejściu od zasady wewnętrznego ustalania sztywnego poziomu cen na korzyść prowadzenia polityki cenowej dostosowanej do sytuacji rynkowej.

2.2.2 Program restrukturyzacji zatrudnienia

Grupa Kapitałowa PGNiG jest w trakcie realizacji "Programu restrukturyzacji zatrudnienia w latach 2003 - 2006 (etap II)". Realizacja programu miała wpływ na koszty działalności Grupy Kapitałowej PGNiG w roku obrotowym 2003 oraz w 2004 roku.

W pierwszej połowie 2004 roku różnymi formami restrukturyzacji objętych zostało 891 pracowników, co stanowi 59,5% grona pracowników (1.497 osób), którzy mieli zostać objęci restrukturyzacją zatrudnienia w 2004 roku, z czego:

- w PGNiG - 222 osoby;
- w Spółkach Gazownictwa - 468 osób;
- w pozostałych spółkach zależnych - 201 osób.

W 2004 roku przeciętne zatrudnienie w podmiotach objętych ww. programem uległo obniżeniu o 1.155 osób, natomiast stan zatrudnienia w okresie 31 grudnia 2003 r. – 31 grudnia 2004 r. uległ obniżeniu o 1.005 pracowników.

2.3 Rozpoczęcie eksploatacji złoża ropy naftowej Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB)

W 2000 roku Grupa Kapitałowa PGNiG rozpoczęła eksploatację dużego złoża „BMB", co miało wpływ na znaczny wzrost produkcji ropy naftowej w latach 2001 i 2003. Dzięki temu Grupa Kapitałowa PGNiG odnotowała w tych latach wzrost przychodów z wydobycia ropy naftowej, co miało istotny wpływ na wyniki działalności Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.4 Taryfy dla paliw gazowych

Do końca 1999 roku ceny sprzedaży paliw gazowych były regulowane rozporządzeniami ministra właściwego ds. finansów. Od 2000 roku dostarczanie paliw gazowych odbiorcom krajowym podlega taryfikowaniu. W latach 2001 – 2004 taryfy podlegały kilkukrotnym zmianom na podstawie zatwierdzanych przez Prezesa URE wniosków taryfowych Grupy PGNiG. Wysokość cen i stawek opłat oraz zasad rozliczeń określone w taryfach,

w połączeniu z wielkością sprzedaży, określa wysokość przychodów w zakresie działalności koncesjonowanej Grupy PGNiG, a więc ma istotny wpływ na wyniki z działalności Grupy PGNiG.

2.5 Kursy walut

Wahania kursów walut w stosunku do PLN, w szczególności USD i EUR, w latach 2001 – 2004 miały istotny wpływ na wynik z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG. Spółka sukcesywnie obniża ryzyko zmian kursowych. Wprowadzona została „Polityka zarządzania ryzykiem finansowym", za prowadzenie której odpowiedzialny jest Komitet Ryzyka. Wyodrębnione zostały komórki odpowiedzialne za zawieranie transakcji (Dział Skarbu), ich rozliczanie (Dział Kredytów i Rozliczeń), a także pomiar ryzyka finansowego (Dział Zarządzania Ryzykiem). Kwartalnie Zarząd zatwierdza krótkoterminowy plan zabezpieczeń, na podstawie którego dokonywane są zabezpieczenia narażonych na ryzyko ekspozycji handlowych i finansowych.

2.6 Pozostałe czynniki

2.6.1 Ceny produktów ropopochodnych i ich wpływ na koszty importu gazu ziemnego

Biorąc pod uwagę, że głównym zagranicznym źródłem pochodzenia dostaw gazu ziemnego dla PGNiG jest Rosja, to mimo, iż Spółka importuje również gaz ziemny z Krajów Azji Środkowej oraz, w mniejszym stopniu, z krajów Europy Zachodniej, cena gazu rosyjskiego, pozyskiwanego na podstawie Kontraktu Jamalskiego, ma istotny wpływ na całkowitą wartość importu gazu ziemnego oraz ceny sprzedaży gazu ziemnego odbiorcom PGNiG. Cena gazu pozyskiwanego w ramach Kontraktu Jamalskiego jest oparta o ceny produktów ropopochodnych. W związku z tym, istotny jest poziom cen produktów ropopochodnych, który wpływa na koszty importu największej części gazu ziemnego. Kształtowanie się cen produktów ropopochodnych ma istotny wpływ na wyniki działalności Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.6.2 Zmiana warunków Kontraktu Jamalskiego

W czerwcu 2003 roku, w wyniku porozumień zawartych pomiędzy Rządami Rosji i Polski, PGNiG wynegocjował zmiany w Kontrakcie Jamalskim, w wyniku czego zobowiązania PGNiG zostały istotnie zmniejszone co ograniczyło ryzyka związane z klauzulą „*take or pay*" (pol. „*bierz lub płać*") zawartą w tym kontrakcie. Dzięki temu Spółka uzyskała większe możliwości pozyskiwania gazu ziemnego z innych źródeł co miało pozytywny wpływ na wyniki finansowe PGNiG.

Istotne zmiany w Kontrakcie Jamalskim wprowadzone w czerwcu 2003 roku obejmowały:

- zmniejszenie wielkości rocznych dostaw gazu w okresie od 2003 do 2021 roku o 34% z wielkości 230,1 mld m^3 (podstawy negocjacji) do 152,4 mld m^3 (wg GOST);
- wydłużenie kontraktu o 1 rok, tj. do 2022 roku;
- określenie technicznych możliwości odbioru rocznych wielkości dostaw gazu ziemnego poprzez wskazanie innych punktów zdawczo-odbiorczych, (w których odbywa się pomiar ilości i określenie wskaźników jakościowych gazu), poza punktem odbioru w Kondratkach, tj. przez punkty Drozdowicze, Wysokoje i Tietierowka oraz określenie wielkości gazu odbieranego przez poszczególne punkty odbioru.
- jednocześnie ograniczona została ilość gazu, jaką PGNiG zmuszone jest sprowadzić w czasie kwartałów letnich, charakteryzujących się niższym zapotrzebowaniem na gaz. Dotychczas kontrakt zobowiązywał PGNiG, aby w każdym z dwóch kwartałów letnich (II i III kwartał) importowało nie mniej niż ściśle określony procent rocznych ilości kontraktowych tzw. minimum kwartalne. W wyniku renegocjacji kontraktu zmniejszono te zobowiązania PGNiG poprzez wprowadzenie w to miejsce zapisu o obowiązku odebrania minimalnych ilości w czasie trwania całego półrocza letniego (II i III kwartał łącznie), tzw. minimum letnie. Nowe zapisy obniżają o trzy punkty procentowe część rocznych dostaw gazu, które PGNiG musi odbierać w okresie cechującym się najniższym zużyciem gazu w Polsce (II i III kwartał roku). Powyższe zmiany pozwolą PGNiG ograniczyć nakłady inwestycyjne na budowę pojemności magazynowych i koszty sezonowego magazynowania gazu.

2.6.3 Zmiana warunków dostaw gazu z Niemiec

We wrześniu 2004 roku PGNiG zawarł nową umowę na dostawy gazu ziemnego z firmami E.ON Rurhgas i VNG. Nowa umowa obniżyła cenę dostarczanego gazu oraz wprowadziła mechanizm ograniczający jej wzrost. Nowe warunki dostaw pozytywnie wpłynęły na wyniki finansowe PGNiG.

2.6.4 Ograniczenia wynikające z Euroobligacji

W 2001 roku, PGNiG Finance B.V. wyemitowało Euroobligacje o wartości nominalnej 800.000 tys. EUR. W rezultacie emisji na Spółkę nałożony został obowiązek spełniania określonych warunków. Warunki te dotyczyły między innymi ograniczeń w zaciąganiu dalszych zobowiązań ponad kwotę 1.500.000 tys. EUR oraz sprzedaży, przekazywania, darowania lub wydzierżawienia określonych aktywów. Warunki te mogą być postrzegane jako czynniki mające w przeszłości wpływ na wyniki i działalność Spółki w latach 2001-2004. Informacje dotyczące Euroobligacji zostały przedstawione w pkt. 21 Rozdziału IV Prospektu. Euroobligacje zostały wykupione i umorzone w dniu 6 kwietnia 2005 r.

2.6.5 Podatek od nieruchomości

Od 2001 roku, w związku z likwidacją zwolnienia z podatku od nieruchomości, na Grupie PGNiG jako właścicielu majątku sieciowego ciążą obowiązki z tytułu podatku od nieruchomości od budowli związanych z prowadzeniem działalności gospodarczej. Podstawą opodatkowania jest wartość, o której mowa w przepisach o podatkach dochodowych, ustalona na dzień 1 stycznia roku podatkowego, stanowiąca podstawę obliczania amortyzacji w tym roku, niepomniejszona o odpisy amortyzacyjne, a w przypadku budowli całkowicie zamortyzowanych - ich wartość z dnia 1 stycznia roku podatkowego, w którym dokonano ostatniego odpisu amortyzacyjnego, natomiast w przypadku, gdy od budowli nie dokonuje się odpisów amortyzacyjnych - podstawę opodatkowania stanowi ich wartość rynkowa określona przez podatnika. Wartość części budowli położonych w danej gminie, w przypadku budowli usytuowanych na obszarze dwóch lub więcej gmin, określa się proporcjonalnie do długości odcinka budowli położonego na terenie danej gminy Wysokość stawek podatku od nieruchomości określają poszczególne rady gmin, w drodze uchwały, z tym że stawki nie mogą przekroczyć rocznie od budowli - 2% ich wartości. Z uwagi na wartość majątku sieciowego Grupy PGNiG, podatek ten ma istotny wpływ na wynik z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG.

W latach 2001, 2002, 2003 i 2004, kwoty podatku od nieruchomości wyniosły odpowiednio 203.527 tys. zł, 377.413 tys. zł, 260.363 tys zł i 272.398 tys zł.

2.7 Pochodne instrumenty finansowe

Spółka i spółki zależne: Geofizyka Kraków Sp. z o.o. oraz PNiG Kraków sp. z o. o., zawierają transakcje na instrumentach pochodnych, aby zabezpieczyć się przed ryzykiem zmian kursów walutowych i stóp procentowych mających wpływ na określone aktywa, zobowiązania i transakcje dewizowe.

Spółki nie stosują rachunkowości zabezpieczeń. Instrumenty finansowe są wyceniane według wartości godziwej. Zmiany w wartości godziwej są uwzględniane w rachunku zysków i strat.

Wartość rzeczywista swapów procentowych i transakcji forward jest ustalana metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych do wygaśnięcia.

W roku 2001 Spółka po raz pierwszy zastosowała zasady rachunkowości zgodne z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSR 39) oraz z przepisami obowiązującymi od roku 2002, tj. Ustawą o Rachunkowości i rozporządzeniem Ministra Finansów z dnia 12 grudnia 2001 r. w sprawie szczegółowych zasad uznawania, metod wyceny, zakresu ujawniania i sposobu prezentacji instrumentów finansowych (Dz.U. Nr 149, poz. 1674, z późn. zm.). Zgodnie z tymi przepisami, przedsiębiorstwa mają obowiązek ujmowania wszystkich instrumentów pochodnych według wartości godziwej.

2.8 Zbycie aktywów

W latach 2001 – 2004 PGNiG dokonał zbycia akcji i udziałów w kilkudziesięciu podmiotach. W szczególności przedmiotem zbycia były:

<u>w roku obrotowym 2001:</u>

- Zakłady Azotowe ANWIL S.A.;
- SUPERGAZ Sp. z o.o.;
- ZRUG Wrocław Sp. z o.o. (zbycie części udziałów) i ZRUG Zabrze Sp. z o.o. (zbycie części udziałów);

<u>w roku obrotowym 2002:</u>

- Bank Amerykański w Polsce S.A.;
- Pharmgas Sp. z o.o.;
- Zakład Urządzeń Gazowniczych (ZUG) Gazomet Sp. z o.o. (zbycie części udziałów);

w roku obrotowym 2004:

- Polskie Huty Stali S.A.;
- ZUG Gazomet Sp. z o.o. (zbycie pozostałych udziałów).

Transakcje te miały korzystny wpływ na wyniki z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG oraz umożliwiły koncentrowanie działalności Grupy Kapitałowej Emitenta na działalności podstawowej.

3 OPIS KIERUNKÓW ZMIAN W DZIAŁALNOŚCI GOSPODARCZEJ PGNIG, W OKRESIE OD SPORZĄDZENIA SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO ZAMIESZCZONEGO W PROSPEKCIE DO DATY AKTUALIZACJI PROSPEKTU

Zdaniem Zarządu kierunki działalności Spółki nie uległy zmianie od daty ostatniego sprawozdania finansowego do dnia aktualizacji Prospektu.

W związku ze zbyciem udziałów PGNiG Przesył na rzecz Skarbu Państwa, które nastąpiło w dniu 28 kwietnia 2005 r., na podstawie umowy opisanej w pkt. 14 Rozdziału VII Prospektu, PGNiG zaprzestało prowadzenia działalności koncesjonowanej w zakresie przesyłania paliw gazowych. Nie oznacza to jednak zaprzestania działalności określonej w Statucie Spółki jako transport rurociągowy (PKD 60.30.Z), gdyż PGNiG w dalszym ciągu będzie transportowało gaz ziemny gazociągami, na przykład kopalnianymi.

4 PRZEWIDYWANIA DOTYCZĄCE CZYNNIKÓW WPŁYWAJĄCYCH NA PRZYSZŁE WYNIKI CO NAJMNIEJ DO KOŃCA 2005 ROKU

Niniejsza część Prospektu zawiera omówienie czynników zewnętrznych i wewnętrznych, które będą miały wpływ na przyszłe wyniki co najmniej do końca 2005 roku.

Czynniki zewnętrzne

- Zmiana metodologii kalkulacji taryf w obrocie paliwami gazowymi

Aktualna metodologia określania taryf na obrót paliwami gazowymi obejmuje uwzględnienie kosztów wydobycia gazu ze źródeł krajowych w koszyku kosztów stanowiących podstawę kalkulacji tych taryf, co przy aktualnych poziomach cen zakupu gazu z importu skutkowało ustaleniem ceny taryfowej stosowanej w rozliczeniach z odbiorcami na poziomie niższym niż wynikałoby z kosztów jego zakupu z importu. Stopniowe zbliżanie cen gazu krajowego do poziomu cen gazu importowanego umożliwi Spółce osiągnięcie wyższego poziomu przychodów oraz poprawę rentowności sprzedaży gazu pochodzącego z wydobycia krajowego.

- Opracowanie i zatwierdzenia nowych taryf

Wejście w życie Nowelizacji Prawa Energetycznego jak również podjęcie przez PGNiG Przesył działalności w ramach posiadanych koncesji na przesyłanie, będzie się wiązało z koniecznością opracowania nowych zasad rozliczeń dostosowanych do struktury i funkcjonowania rynku gazu w Polsce, a także opracowania cen i stawek opłat zgodnych z wymogami prawnymi. Przewidywana zmiana zasad kształtowania taryf dotyczyć będzie przede wszystkim możliwości uwzględnienia przy kalkulacji zwrotu z zaangażowanego kapitału, podobnie jak ma to miejsce w przypadku określania taryf na rynkach europejskich, jak również stopniowego odchodzenia od przyjętych ograniczeń struktury opłat stałych i zmiennych w przesyłaniu.

Nowe, oparte na regule zwrotu z kapitału taryfy powinny wspomóc realizację przez Emitenta celów takich jak, w szczególności:

- inwestowanie z zyskiem w rozwój i rozszerzanie rynku;
- stworzenie mechanizmów zachowania równowagi taryfowej zarówno pomiędzy poszczególnymi działalnościami jak i grupami odbiorców;
- umocnienie pozycji konkurencyjnej przed planowanym całkowitym uwolnieniem rynku w 2007 roku.

Nie ma pewności, że oczekiwanie Emitenta dotyczące odzyskania poprzez ceny i opłaty taryfowe zwrotu z zaangażowanego kapitału w pełnej wysokości może być zaakceptowane przez Prezesa URE przy zatwierdzaniu taryf.

- PGNiG Przesył

PGNiG Przesył został utworzony przez PGNiG jako odrębna osoba prawna w dniu 16 kwietnia 2004 r. i rozpoczął działalność z dniem 1 lipca 2004 r. Zważywszy na znaczenie OSP dla bezpieczeństwa energetycznego kraju, Rada Ministrów RP w Programie Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., oprócz wypełnienia wymogów Nowej Dyrektywy Gazowej, postanowiła o udostępnieniu majątku przesyłowego, będącego

własnością PGNiG, PGNiG Przesył i przeniesieniu wszystkich udziałów PGNiG Przesył na Skarb Państwa, które to przeniesienie nastąpiło w dniu 28 kwietnia 2005 r. Opis umowy darowizny udziałów PGNiG Przesył został zamieszczony w pkt. 14 Rozdziału VII Prospektu. Ponadto, w dniu 29 kwietnia 2005 r. Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę o podziale zysku za 2004 rok i ustanowiło dywidendę niepieniężną o wartości 500.000 tys. zł. Na dywidendę będą przeznaczone między innymi aktywne elementy systemu przesyłowego w postaci tłoczni gazu i stacji gazowych celem wyposażenia OSP w kluczowe elementy systemu przesyłowego.

Stopniowe przejmowanie na własność pozostałego majątku przesyłowego przez PGNiG Przesył zostanie zrealizowane na podstawie wieloletniej Umowy Leasingu z jednoczesnym zobowiązaniem PGNiG do sukcesywnego zbywania określonych składników systemu przesyłowego na rzecz PGNiG Przesył.

Pomimo faktu, że zbycie udziałów PGNiG Przesył pozbawi PGNiG źródła przychodów z działalności przesyłowej, strata ta zostanie częściowo wyrównana przychodami z tytułu opłaty leasingowej. Zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. PGNiG będzie również zobowiązany do finansowania nakładów inwestycyjnych związanych z rozbudową systemu przesyłowego oddanego w leasing PGNiG Przesył. Wytworzone lub nabyte aktywa, stanowiące składniki systemu przesyłowego, będą przedmiotem Umowy Leasingu lub odrębnych umów leasingu o podobnych warunkach do Umowy Leasingu.

Czynniki wewnętrzne

- Wzrost krajowego wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej

W roku 2005 zdolność Grupy Kapitałowej PGNiG do zwiększenia krajowej produkcji gazu będzie miała korzystny wpływ na jej rozwój w perspektywie krótko- i długoterminowej, w szczególności w przypadku pomyślnego dla Spółki wyniku zmian zasad ustalania cen sprzedaży wydobywanego gazu na poziomie kształtowanym przez rynek lub ceny paliw gazowych nabywanych na rynku międzynarodowym.

PGNiG przyjęła strategię agresywnego wzrostu poziomu wydobycia ropy naftowej i pomimo faktu, iż ilość wydobywanej w 2005 roku ropy naftowej będzie niewielka w porównaniu do ilości wydobytego paliwa gazowego, będzie ona jednak znacząca ze względu na fakt, że sprzedaż ropy naftowej jest działalnością nieregulowaną, co umożliwi Spółce sprzedaż wydobytej ropy naftowej po cenach rynkowych/umownych.

- Wprowadzanie zarządzania kosztami

Wprowadzenie oprogramowania „Centralny System Zamówień" oraz „Zarządzanie Relacjami z Dostawcami" będzie miało wpływ na wyniki Spółki w perspektywie krótkoterminowej. Centralny System Zamówień pozwoli Spółce skorzystać ze zwiększonej liczby zamówień otrzymywanych w drodze przeprowadzonego przetargu zgodnie ze standardowymi umowami, a Zarządzanie Relacjami z Dostawcami poprawi efektywność systemu informatycznego Spółki.

Kolejnym działaniem mającym na celu zarządzanie kosztami jest zmniejszenie zatrudnienia w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG. Przekształcenia te będą również miały wpływ na wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG w perspektywie krótkoterminowej.

Znaczenie działań wdrażających procedury zarządzania kosztami będzie wzrastać w miarę jak ich zasięg obejmie całą Grupę Kapitałową PGNiG.

Zmniejszenie zatrudnienia realizowane jest głównie w ramach wieloletniego „Programu restrukturyzacji zatrudnienia", którego działaniem (założeniami) objęte jest PGNiG i spółki Grupy Kapitałowej PGNiG. Program zakłada stymulowanie dobrowolnych odejść z pracy w przypadkach, gdy pracownik nabywa uprawnienia do emerytury, wcześniejszej emerytury lub świadczenia przedemerytalnego, likwidację stanowisk pracy oraz tzw. wydzielanie działalności wraz z realizującymi daną czynność pracownikami do podmiotów zewnętrznych, np. spółek pracowniczych, a także „wewnętrzna" alokacja pracowników w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG. Stymulowania dokonuję się m. in. przez gwarantowanie zainteresowanym pracownikom odpraw (tytułów osłonowych) w wysokościach określonych w ww. programie, zróżnicowanych w zależności od realizowanych form (typów działania) restrukturyzacji zatrudnienia. Integralną częścią „Programu restrukturyzacji zatrudnienia" są ograniczenia w zatrudnianiu nowych pracowników, obowiązujące w PGNiG i w spółkach Grypy Kapitałowej PGNiG. Aktualnie ww. program sformułowany jest z horyzontem czasowym do końca 2006 roku, lecz trwają już negocjacje z partnerami społecznymi, których celem jest m. in. porozumienie się co do dalszego obowiązywania programu również w 2007 roku. W założeniach na 2005 rok przewiduje się objęcie restrukturyzacją zatrudnienia 1.107 pracowników oraz przyjęcia do pracy na poziomie 300 osób. Ponadto działania objęte „Programem restrukturyzacji zatrudnienia" sformułowanym w 2003 roku przewidywały, że w wyniku zbycia wszystkich udziałów PGNiG Przesył na rzecz Skarbu Państwa zatrudnienie w Grupie Kapitałowej PGNiG obniży się dodatkowo o około 2.300 osób.

- Restrukturyzacja finansowania

W dniu 12 grudnia 2003 r. PGNiG zawarło z konsorcjum polskich i zagranicznych banków umowę kredytową, na podstawie której PGNiG pozyskał finansowanie na kwotę do 600.000 tys. EUR. W efekcie działań PGNiG, mających na celu przeniesienie do spółki PGNiG Przesył działalności przesyłowej, Emitent wykorzystał 600.000 tys. EUR kredytu w celu sfinansowania wykupu obligacji, wyemitowanych przez jego spółkę celową – PGNiG Finance B.V. - w 2001 roku. Koszty związane z wykupem obligacji będą miały negatywny wpływ na wyniki w 2005 roku, natomiast pozytywny efekt wykupu odnotowany zostanie w wyniku 2006 roku.

- Uzyskanie przez PGNiG statusu spółki publicznej i pozyskanie środków finansowych w wyniku publicznej emisji akcji

Program inwestycyjny wynikający ze strategii Grupy Kapitałowej PGNiG wskazuje na znaczne potrzeby finansowe Spółki. Dostępne obecnie możliwości finansowania rozwoju nie są wystarczające do realizacji strategii Grupy Kapitałowej PGNiG w oczekiwanym terminie. Ponadto, charakter prowadzonej działalności wymaga znacznych nakładów kapitałowych. Istotnym czynnikiem wpływającym na realizację strategii Grupy Kapitałowej PGNiG będzie pozyskanie środków finansowych na publicznym rynku kapitałowym. PGNiG oczekuje, że w wyniku publicznej emisji Akcji pozyska środki finansowe w wysokości ok. 1.500.000 tys. zł, które będą przeznaczone na realizację programu inwestycyjnego, określonego w pkt. 6 Rozdziału I Prospektu. Wskazane środki finansowe spowodują wzrost kapitałów własnych PGNiG, co zwiększy także możliwości pozyskania finansowania w formie długu.

Perspektywy rozwoju

Działalność gospodarcza PGNiG do co najmniej końca 2005 roku będzie koncentrować się na wdrożeniu strategii opisanej w pkt. 6 niniejszego Rozdziału.

5 PROGNOZY DOTYCZĄCE CZYNNIKÓW MAJĄCYCH WPŁYW NA PRZYSZŁE WYNIKI EMITENTA W KOLEJNYCH LATACH

Czynniki, które mogą mieć wpływ na przyszłe wyniki Emitenta to w szczególności:.

- Konieczność pozyskania nowego finansowania

W związku z koncentracją spłaty całego zadłużenia przypadającą na lata 2005-2007, Spółka będzie potrzebowała zrefinansować część z istniejącego zadłużenia już w drugiej połowie 2005 roku. W tym celu przewiduje się pozyskanie nowego finansowania, które może mieć charakter albo nowego kredytu bankowego, albo nowej emisji papierów wartościowych albo przedłużenia terminu wymagalności istniejącego kredytu. Nie przewiduje się istotnego zwiększenia aktualnego poziomu zadłużenia Spółki, którego to wzrost mógłby wpłynąć na ewentualne zwiększenie obciążeń finansowych z tytułu zaciągniętych zobowiązań.

- Pojawienie się na rynku nowych podmiotów prowadzących działalność konkurencyjną wobec Spółki

Konkurencja w świetle zniesienia ograniczeń w stosowaniu zasady TPA i utraty odbiorców

PGNiG utrzymuje dotychczas dominującą pozycję na rynku gazu ziemnego w Polsce (ponad 98% wolumenu dostaw do odbiorców indywidualnych korzystających z gazu ziemnego w Polsce). Od pewnego czasu jednak w Polsce działają niezależni od PGNiG dostawcy gazu ziemnego. Są to prywatne podmioty gospodarcze, na ogół z udziałem kapitału zagranicznego, przede wszystkim niemieckiego. Ich działalność jest ograniczona do pewnych obszarów kraju (przede wszystkim dotyczy do zachodniej części Polski) oraz koncentruje się na dystrybucji gazu wśród niewielkich odbiorców przemysłowych oraz odbiorców indywidualnych. W większości przypadków gaz ziemny sprzedawany przez te firmy jest wcześniej kupowany od PGNiG. W związku ze zniesieniem ograniczeń w stosowaniu zasady TPA należy przewidywać, że zwiększy się aktywność dużych firm gazowniczych o zasięgu europejskim, które będą dążyły do zawarcia umów sprzedaży z dotychczasowymi odbiorcami przemysłowymi PGNiG. Sprzyjać temu będzie prowadzona od pewnego czasu przez niektórych odbiorców PGNiG polityka korporacyjna, która wymaga zapewnienia co najmniej dwóch niezależnych dostawców gazu ziemnego. Najbardziej narażonym na działalność firm konkurencyjnych wobec PGNiG w Polsce jest sektor elektro–energetyczny oraz grupa średnich odbiorców gazu ziemnego o stabilnej sytuacji finansowej. Tym niemniej nie należy oczekiwać w najbliższym czasie gwałtownej zmiany w kompozycji polskiego rynku odbiorców gazu ziemnego, lecz należy przewidywać ewentualne zmniejszenie przyrostu jego sprzedaży przez PGNiG z powodu pojawienia się nowych dostawców zapewniających dostawy uzupełniające gazu ziemnego dla dotychczasowych odbiorców PGNiG. Należy się spodziewać, że będą oni działali na polskim rynku oferując posiadany przez siebie gaz ziemny pochodzenia wschodniego. Poziom konkurencji z pewnością będzie jednak zależał od tempa wzrostu popytu na gaz ziemny w Polsce.

Konkurencja na rynku poszukiwań i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej

Na rynkach międzynarodowych sektor naftowo-gazowy jest niezwykle konkurencyjny, zwłaszcza w zakresie działalności poszukiwawczej oraz eksploatacji i rozwoju nowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. Na rynku krajowym konkurencja jest jak dotychczas ograniczona. Emitent nie wyklucza jednak, że w przyszłości, po uzyskaniu stosownych koncesji, pojawią się na rynku poszukiwań i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej przedsiębiorstwa, które będą mogły skutecznie konkurować z PGNiG. Niektóre z tych konkurencyjnych przedsiębiorstw posiadają silną pozycję na rynkach międzynarodowych oraz większe zasoby finansowe od PGNiG. Dzięki temu mogą one być w stanie przeznaczyć większe środki niż PGNiG na badania i poszukiwania nowych złóż, jak również nabywanie praw do ich eksploatowania. W Polsce poszukiwania i rozpoznawanie złóż odbywa się w oparciu o koncesje wydawane przez Ministra Środowiska na ogół na 6 lat i zawierające warunki na jakich koncesje zostały udzielone. Prawo Geologiczne i Górnicze nie precyzuje jednoznacznie przedłużania ważności koncesji po ww. okresie. W związku z tym, istnieje ryzyko utraty przez PGNiG obecnie posiadanych koncesji z uwagi na nieuzyskanie przedłużenia ważności koncesji lub ich cofnięcia przez organ koncesyjny. Ubieganie się PGNiG o uzyskanie koncesji ponownie lub dla nowych obszarów wymaga uczestnictwa w otwartym przetargu na uzyskanie użytkowania górniczego, którego uzyskanie warunkuje wydawanie koncesji. W związku z tym, w przetargach otwartych przedsiębiorstwa posiadające większe środki finansowe od PGNiG są w stanie złożyć korzystniejszą ofertę niż PGNiG w zakresie deklarowanych nakładów na poszukiwania dla obszarów objętych przetargiem.

Konkurencja ze strony dystrybutorów gazu dysponujących własną infrastrukturą przesyłową

Oprócz PGNiG i Spółek Gazownictwa wchodzących w skład Grupy PGNiG działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych prowadzą również inne przedsiębiorstwa, w tym takie, które posiadają własną infrastrukturę przesyłową. Ich działalność jest ograniczona głównie do obszarów w zachodniej części Polski oraz koncentruje się na dystrybucji gazu wśród niewielkich odbiorców przemysłowych oraz odbiorców indywidualnych. Według stanu na dzień 3 stycznia 2005 r. Prezes URE udzielił 60 koncesji na prowadzenie działalności w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych, jednakże nie wszystkie z przedsiębiorstw posiadających koncesję rozpoczęły działalność. Wielce prawdopodobnym jest, że wraz ze zmianą przepisów pozwalającą na uwzględnienie w kalkulacji taryf stopy zwrotu z zainwestowanego kapitału, przedsiębiorstwa te rozpoczną działalność, a te które już ją prowadzą zintensyfikują ją. Największym zagrożeniem dla interesów PGNiG jest ewentualna budowa przez podmioty niezależne od PGNiG połączeń transgranicznych na wschodniej lub zachodniej granicy Polski. Budowa przez te przedsiębiorstwa alternatywnej infrastruktury do transportu gazu w stosunku do infrastruktury Grupy PGNiG może mieć negatywny wpływ na możliwości rozwojowe Grupy PGNiG w przyszłości, może także skutkować utratą klientów na obszarach gdzie będzie funkcjonować więcej niż jedna sieć gazownicza oraz tworzyć presję na obniżenie stawek opłat za przesyłanie i dystrybucję.

Konkurencja w zakresie magazynowania gazu ziemnego

W sektorze magazynowania gazu ziemnego Grupa Kapitałowa PGNiG jest w chwili obecnej jedynym dostawcą usług i prawdopodobnie zachowa wiodącą pozycję rynkową, chociaż może dążyć do podjęcia współpracy z międzynarodowymi firmami w celu osiągnięcia korzyści z posiadania strategicznej lokalizacji pomiędzy rosyjskimi dostawcami oraz konsumentami z krajów Europy Zachodniej, jak również budowy dodatkowej infrastruktury.

- Znaczny wzrost wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej

Spółka uważa, że posiadane obecnie zasoby złóż pozwolą na zrealizowanie celów strategicznych w zakresie wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej.

Oczekuje się, że wydobycie ropy naftowej stanie się w perspektywie długoterminowej znaczącym składnikiem działalności Spółki i będzie coraz bardziej istotnym czynnikiem wpływającym na przyszłe wyniki Spółki.

- Wzrost zużycia gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce

Obecnie zużycie gazu ziemnego w Polsce pozostaje znacznie poniżej średniej w krajach UE. W 2003 roku udział gazu ziemnego w bilansie paliw pierwotnych stanowił w Polsce około 12% łącznego zużycia energii, średnia dla UE wynosiła 23%.

W związku z tym, przewiduje się, że rola gazu ziemnego i ropy naftowej w polskim bilansie energetycznym kraju będzie wzrastać wraz z przekształceniami gospodarczymi związanymi z rozwojem rynkowego modelu gospodarki. Poza tym wzrost zużycia gazu ziemnego jako alternatywnego – wobec węgla – źródła energii uważany jest za istotny składnik przyjętego przez Polskę planu mającego na celu wypełnienie zobowiązań, wynikających z regulacji UE dotyczących wykorzystania źródeł energii i ochrony środowiska naturalnego.

Obecnie produkcja energii elektrycznej w Polsce bazuje na węglu kamiennym i węglu brunatnym. Wobec faktu, że energia elektryczna produkowana z tych paliw jest powszechnie uważana za tzw. „brudną energię", a Polska będąc sygnatariuszem Protokołu z Kioto z dnia 12 grudnia 1997 r. czyli międzynarodowej umowy o redukcji zanieczyszczenia atmosfery, czyni starania aby uczestniczyć w europejskim systemie handlu emisjami (ETS) z czym wiąże się uzgodnienie z Komisją Europejską Narodowego Planu Alokacji określającego dopuszczalne poziomy emisji CO_2 oraz zobowiązała się w traktacie akcesyjnym spełnić określone limity emisji SO_2, stosowane przez krajowych producentów technologie wymagają ogromnych nakładów na instalacje oczyszczające (zwłaszcza odsiarczające) bądź też zastępowania starych mocy bardziej ekologicznymi. Eksperci szacują niezbędne nakłady na kwotę 12.700.000 tys. EUR. Ponieważ gaz ziemny jest najbardziej przyjaznym środowisku paliwem kopalnym i obecnie podstawową barierą jego powszechnego zastosowania w wytwarzaniu energii elektrycznej jest jego cena, a właściwie relacja cenowa względem innych paliw, jest prawdopodobnym, że przy rosnących kosztach korzystania ze środowiska (w przypadku, gdy producent nie jest w stanie zmieścić się w przyznanych limitach emisyjnych zmuszony będzie odkupić je od innego podmiotu, który dysponuje nadwyżkami), rosnącej cenie pozwoleń na emisję oraz ewentualnej polityce Państwa promującej zastosowanie bardziej ekologicznych paliw (kraje UE stosują w tym celu zróżnicowane stawki akcyzy) duża część nowobudowanych jednostek wytwórczych może pracować na gazie ziemnym.

Spadek zużycia węgla i coraz powszechniejsze w Polsce korzystanie z paliwa gazowego jako źródła energii będzie istotnym czynnikiem dla dalszego wzrostu sprzedaży i rozwoju przedsiębiorstwa Emitenta.

- Ceny gazu/Kontrakt Jamalski

Cena importowanego gazu ziemnego oraz cena rynkowa ropy naftowej będą głównymi czynnikami mającymi wpływ na przyszłe wyniki Spółki. Cena gazu w największym kontrakcie importowym Spółki jest indeksowana do cen produktów ropopochodnych, których to ceny zależą od ceny ropy naftowej. Czynnikiem mającym wpływ na długoterminowy rozwój Spółki jest relacja pomiędzy ceną gazu ziemnego oferowanego odbiorcom, a ceną jego pozyskania przez Spółkę oraz popyt na gaz ziemny.

Z uwagi na dostępne możliwości pozyskania gazu ziemnego i możliwe do uzyskania ceny, stopień uzależnienia od gazu z Rosji pozostanie wysoki w perspektywie długoterminowej, co będzie czynnikiem wpływającym na plany rozwoju Spółki. Po korzystnej renegocjacji warunków Kontraktu Jamalskiego z Gazpromem w 2003 roku i z uwagi na poziom cen otrzymywanego gazu, pewność dostaw od tak znaczącego partnera jak również określoną elastyczność w kształtowaniu ilości dostarczonego gazu w poszczególnych okresach, kontrakt ten pozostanie najistotniejszym kontraktem importowym PGNiG. Jego opis znajduje się w pkt. 9.1 Rozdziału V Prospektu.

- Szersze zastosowanie przez Polskę postanowień Nowej Dyrektywy Gazowej

Proces implementacji Nowej Dyrektywy Gazowej jest istotnym czynnikiem, który będzie miał wpływ na rozwój przedsiębiorstwa Emitenta i jego przyszłe wyniki finansowe. W wyniku implementacji tej dyrektywy PGNiG zbył udziały PGNiG Przesył na rzecz Skarbu Państwa. Utrata przychodów z tytułu przesyłu zostanie jednak w znacznej części zrekompensowana uzyskaniem przez PGNiG przychodów z tytułu płatności leasingowych wynikających z Umowy Leasingu.

- Relacje z odbiorcami/budowanie marki

Umiejętność wykorzystywania istniejącej bazy odbiorców oraz zdolność poszerzania ich grona jest istotnym czynnikiem dla długoterminowego rozwoju przedsiębiorstwa Emitenta. W perspektywie długoterminowej znaczną wartość stanowić będzie fakt utrzymania przez PGNiG 100% udziału we wszystkich 6 Spółkach Gazownictwa, budowa nowej marki korporacyjnej i rozwój obecnej marki produktowej.

- Wejście PGNiG na międzynarodowy rynek poszukiwań i wydobycia

Możliwość znacznego zaangażowania się międzynarodowych podmiotów z sektora gazowego na rynku polskim, w szczególności po dacie pełnej liberalizacji rynku gazu (tj. po 1 lipca 2007 r.) oraz większej konkurencji na krajowym rynku poszukiwań i wydobycia może spowodować, że PGNiG będzie aktywniej podejmować działalność za granicą. Rozwój działalności Spółki na rynkach zagranicznych (bezpośrednio lub z udziałem partnerów) będzie miał wpływ na program inwestycyjny PGNiG i jego potencjał wzrostu.

- Wdrożenie systemu SAP

Wdrożenie systemu SAP będzie kolejnym czynnikiem wpływającym na przyszłe wyniki Emitenta. Jest ono częścią prowadzonych obecnie przez Spółkę szerzej zakrojonych działań mających na celu redukcję kosztów.

6 STRATEGIA ROZWOJU I PLANY INWESTYCYJNE EMITENTA

Średniookresowa strategia Grupy Kapitałowej PGNiG opiera się o jej wiodącą pozycję na krajowym rynku gazu ziemnego - PGNiG jest jedyną pionowo zintegrowaną spółką w sektorze gazowym w Polsce i posiada wiodącą pozycję we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju. PGNiG, mając na względzie atrakcyjność krajowego rynku gazu, zamierza wykorzystać swoją pozycję rynkową do dalszego rozwoju.

W związku z faktem otwarcia krajowego rynku gazu na konkurencję (konsekwencja implementacji Nowej Dyrektywy Gazowej) oraz przekształceniami restrukturyzacyjnymi będącymi wynikiem Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. (w tym przekazanie działalności przesyłowej do PGNiG Przesył) strategia Grupy Kapitałowej PGNiG koncentruje się na działalności poszukiwawczo-wydobywczej oraz działalności handlowej.

Udokumentowane zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej PGNiG na koniec 2004 roku wynosiły 880,1 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej. Wysokość wskaźnika zasoby/wydobycie – dla ropy naftowej na poziomie 44 na koniec 2004 roku, a dla gazu ziemnego na poziomie 25 na koniec 2004 roku – umożliwia Spółce zachowanie stabilnego wydobycia w średnim i długim okresie. Gaz z wydobycia własnego uniezależnia częściowo Spółkę od wahań cen gazu ziemnego w kontraktach importowych i pozwala oferować odbiorcom konkurencyjne warunki cenowe.

Strategia rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG w średnim okresie opiera się na czterech filarach:

- wzrost wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej;
- zwiększenie sprzedaży gazu ziemnego;
- ograniczenie ryzyka związanego z prowadzeniem działalności regulowanej;
- wzrost efektywności działalności i obniżenie kosztów.

W celu osiągnięcia celów strategicznych Grupa Kapitałowa PGNiG planuje realizację intensywnego programu inwestycyjnego w latach 2005-2008. W tym okresie Spółka zamierza przeznaczyć na inwestycje ok. 8,75 mld zł, z czego ok. 3,6 mld zł w obszarze poszukiwań i wydobycia, ok. 2,35 mld zł w obszarze przesyłu i ok. 2,45 mld zł w obszarze dystrybucji. W ramach tego programu Spółka przyjęła plan inwestycyjny na 2005 rok. W latach 2005-2006 program inwestycyjny będzie w znacznym stopniu współfinansowany ze środków pozyskanych z Oferty Publicznej.

Zwiększenie zdolności produkcyjnych, ograniczenie ryzyka związanego z prowadzeniem działalności regulowanej, poprawa jakości obsługi odbiorców i optymalizacja struktury kosztów powinny umożliwić utrzymanie przez Grupę Kapitałową PGNiG wiodącej pozycji na rynku gazu ziemnego w Polsce oraz zwiększenie efektów finansowych jej działalności.

Wzrost wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej

W zakresie kluczowej dla PGNiG działalności w obszarze poszukiwań i wydobycia, bazując na posiadanych udokumentowanych zasobach gazu ziemnego i ropy naftowej, Spółka zamierza w najbliższych latach zwiększać wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej.

Spółka przewiduje, że roczne wydobycie gazu ziemnego osiągnie poziom ok. 4,5 mld m^3 w 2005 roku z planowanym poziomem rocznego wydobycia w wysokości ok. 5,5 mld m^3 do końca 2008 roku. PGNiG przewiduje osiągnięcie rocznego wydobycia ropy naftowej w wysokości ok. 600 tys. ton do końca 2005 roku i planuje, że wielkość rocznego wydobycia osiągnie poziom ok. 1,4 mln ton do końca 2008 roku.

W średnim horyzoncie czasowym (do 2008 roku) działalność Spółki w zakresie wydobycia gazu ziemnego będzie koncentrować się na udokumentowanych i eksploatowanych zasobach. Spółka przewiduje, że w 2008 roku około 25% wydobywanego gazu ziemnego pochodzić będzie ze złóż, które obecnie są na różnych etapach procesu inwestycyjnego i których eksploatacja rozpocznie się w latach 2005-2007.

Planowane zwiększone wydobycie ropy naftowej będzie pochodzić przede wszystkim z dwóch złóż (ponad 90% planowanego wydobycia): eksploatowanego złoża Dębno oraz zagospodarowywanego złoża Lubiatów-Międzychód-Grotów.

W celu zwiększenia poziomu wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, PGNiG planuje blisko dwukrotne zwiększenie wydatków inwestycyjnych na rozwój i zagospodarowanie złóż w perspektywie średnioterminowej.

Planowany przez PGNiG wzrost wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, a następnie utrzymanie poziomu wydobycia w perspektywie długoterminowej, wymaga udokumentowania nowych zasobów tych surowców. W okresie następnych czterech lat (2005-2008) Spółka zamierza przeznaczyć na działalność poszukiwawczą środki

finansowe na poziomie nie niższym niż w latach ubiegłych i utrzymać w tym okresie wskaźnik odbudowy zasobów (nowo udokumentowane zasoby/wydobycie) na poziomie co najmniej 1,1.

Spółka rozważa również możliwość większego niż dotychczas zaangażowania w poszukiwania i wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej poza granicami kraju. Spółka analizuje dostępne opcje inwestycyjne zarówno w krajach, w których są obecne podmioty Grupy Kapitałowej PGNiG, jak również w innych krajach. Ponieważ większość państw rozważanych jako przyszły cel zagranicznego rozwoju Spółki charakteryzuje się wyższym ryzykiem prowadzenia działalności gospodarczej niż Polska, ostateczne decyzje odnośnie kierunków i stopnia zaangażowania nie zostały podjęte.

Zwiększenie sprzedaży gazu ziemnego

W najbliższych latach Grupa PGNiG zamierza realizować działania ukierunkowane na zwiększenie sprzedaży gazu ziemnego i pozyskanie nowych odbiorców, jednakże polityka handlowa Grupy PGNiG będzie bardziej selektywna niż w latach ubiegłych. W celu pozyskania nowych odbiorców Grupa PGNiG będzie kontynuować rozbudowę istniejących oraz budowę nowych sieci gazowych na obszarach dotychczas niezgazyfikowanych.

Ponadto Spółka analizuje wybrane możliwości dywersyfikacji zakresu oferowanych produktów i usług, np. sprzedaż CNG, produkcja energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wykorzystaniem gazu ziemnego, oferowanie innych usług związanych z sektorem energetycznym.

Jednym z działań ukierunkowanych na utrzymanie i pozyskanie atrakcyjnych odbiorców jest wdrożenie w Grupie PGNiG organizacji menedżerów kluczowych klientów, skoncentrowanych na obsłudze wybranych odbiorców, ciągłym monitorowaniu ich potrzeb i sytuacji finansowej. PGNiG zamierza prowadzić bardziej zindywidualizowaną politykę handlową i zaoferować odbiorcom bardziej zróżnicowaną obsługę dostosowaną z jednej strony do ich potrzeb, a z drugiej uwzględniającą ryzyko handlowe np. sprzedaż jedynie gazu ziemnego, sprzedaż gazu ziemnego wraz z usługami (przesył, magazynowanie, przeglądy, doradztwo, projektowanie, itp.).

Wobec szerszego otwarcia rynku na konkurencję, dla skutecznej realizacji strategii Grupy PGNiG istotne jest, aby firma była rozpoznawana przez odbiorów i oceniana jako solidny oraz pożądany dostawca produktów i usług. Ponadto, z uwagi na konkurencję pomiędzy różnymi nośnikami energii, istotną kwestią jest promowanie gazu ziemnego jako paliwa wygodnego, bezpiecznego, przyjaznego środowisku i relatywnie taniego. W tym celu Spółka zamierza zintensyfikować działania marketingowe i kontynuować strategię marki produktowej „GAZ ZIEMNY" oraz wdrożyć strategię marki korporacyjnej.

W celu zabezpieczenia dostaw gazu ziemnego z alternatywnych do wschodniego kierunków oraz stworzenia możliwości eksportu, PGNiG podjęło działania zmierzające do budowy połączenia (interkonektora) z siecią przesyłową na terytorium Niemiec w ramach współpracy z partnerem niemieckim VNG.

Ograniczenie ryzyka związanego z prowadzeniem działalności regulowanej

Na rynku gazu w Polsce zachodzą obecnie zmiany strukturalne i regulacyjne w związku z dostosowaniem sektora do Nowej Dyrektywy Gazowej oraz Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. Ponadto 3 maja 2005 r. weszła w życie Nowelizacja Prawa Energetycznego. W wyniku powyższych zmian stopniowej ewolucji będą musiały ulegać regulacje dotyczące sposobu kalkulacji taryf, w tym m. in. obowiązku zatwierdzania taryf na działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym.

Obecnie sprzedawany przez Grupę PGNiG gaz ziemny, pochodzący z własnych źródeł, jest objęty taryfą, podobnie jak gaz ziemny pochodzący z importu. PGNiG dąży do tego, aby cena lub formuła cenowa sprzedaży gazu ziemnego pochodzącego z własnych złóż mogła być swobodnie negocjowana pomiędzy zainteresowanymi kontrahentami, a więc być ustalana na poziomie wyznaczanym przez rynek. Przyjęcie takiego rozwiązania miałoby istotny wpływ na zwiększenie przychodów Grupy PGNiG.

Spółka przewiduje znaczący wzrost sprzedaży gazu ziemnego, który nie będzie objęty taryfą. W przeszłości Spółka zrealizowała sprzedaż wyłączoną z obowiązku taryfowego w latach 2001, 2002, 2003 i 2004, odpowiednio na poziomie 238 mln m^3, 245 mln m^3, 254 mln m^3 i 397 mln m^3. Szacowany poziom sprzedaży pozataryfowej w 2005 roku wynosi 576 mln m^3.

W obszarze dystrybucji, obecny poziom taryf nie umożliwia uzyskiwania godziwej stopy zwrotu z zainwestowanego kapitału. Grupa PGNiG podejmie starania, aby przyszłe taryfy uwzględniały uzyskanie wyższego zwrotu na kapitale, co będzie miało istotny wpływ na zwiększenie przychodów, rentowności i wartości Grupy PGNiG.

Wzrost efektywności działalności i obniżenie kosztów

PGNiG prowadzi intensywne działania mające na celu wzrost efektywności działalności i optymalizację kosztów. Do najważniejszych działań w tym zakresie należy poszukiwanie dostaw gazu ziemnego po cenie

niższej niż wynikająca z podpisanych przez Spółkę kontraktów długoterminowych. Pomimo tego, że rynek dostaw krótkoterminowych w Europie Środkowej i Wschodniej jest rynkiem bardzo trudnym, w latach 2004-2005 Spółce udało się pozyskać gaz z Krajów Azji Środkowej na korzystnych warunkach. Spółka będzie starała się kontynuować te działania także w przyszłych latach.

W latach 2000–2002 w Grupie Kapitałowej PGNiG realizowano „Program restrukturyzacji zatrudnienia", którego działaniem objęto ponad 11.000 pracowników, z czego 10.500 pracowników wypłacono przewidziane Programem jednorazowe wypłaty i rekompensaty. Następnie wynegocjowano z partnerami społecznymi kontynuowanie ww. programu w latach 2003 –2006, jako jego II etap, a obecnie negocjowana jest możliwość kontynuowania tych działań również w 2007 roku. Przewiduje się, że w latach 2003–2006, różnymi formami przewidzianymi w programie objętych zostanie ponad 7.300 pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG. W latach 2003 – 2004 działaniami wynikającymi z programu objętych było 3.124 pracowników podmiotów Grupy Kapitałowej PGNiG. W ramach I etapu wykorzystywano w pierwszej kolejności możliwości likwidacji tzw. prostych rezerw w zatrudnieniu, m. in. ograniczając lub likwidując przez wydzielenie na zewnątrz spółek „działalności pomocnicze". II etap, po skonsumowaniu ww. prostych rezerw, w większym stopniu dotyczy tzw. działalności podstawowych. Wobec pewnych niekorzystnych dla restrukturyzacji zatrudnienia zmian w otoczeniu prawnym, w ramach II etapu stosowane są jednorazowe wypłaty oraz rekompensaty, których wysokość jest wyższa, niż w przypadku I etapu.

W odniesieniu do kosztów Spółki związanych z usługami obcymi, zamiarem PGNiG jest znaczne obniżenie tych kosztów do końca 2006 roku. Poziomem odniesienia dla obniżki kosztów będzie poziom kosztów w 2004 roku w wysokości 655.000 tys. zł.

Kolejnym elementem programu poprawy efektywności działalności jest wdrożenie zintegrowanego systemu zarządzania (SAP) w Grupie Kapitałowej PGNiG.

Spółka wprowadza także procedury mające na celu obniżenie kosztów operacyjnych, obejmujących koszty materiałów i usług obcych. Spółka oczekuje, że wprowadzenie centralnego systemu zamówień i bardziej efektywnego system zarządzaniami dostawami, prowadzące do większego stopnia standaryzacji procedur w tych obszarach, przyczyni się do obniżenia kosztów.

Intensyfikując wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej, PGNiG zamierza poprawić efektywność wykorzystania aktywów trwałych poprzez zmniejszenie pozycji „Inwestycje w toku", co wiąże się z przyspieszeniem tempa zagospodarowywania odwiertów.

Oprócz powyżej opisanych działań Spółka realizuje działania ukierunkowane na zmianę struktury Grupy Kapitałowej PGNiG poprzez sprzedaż udziałów i akcji spółek nie związanych z podstawową działalnością Grupy PGNiG i podejmuje działania w zakresie optymalizacji finansowania.

ROZDZIAŁ VII
DANE O ORGANIZACJI EMITENTA, OSOBACH ZARZĄDZAJĄCYCH, OSOBACH NADZORUJĄCYCH ORAZ ZNACZNYCH AKCJONARIUSZACH

1 PODSTAWOWE ZASADY ZARZĄDZANIA EMITENTEM

1.1 Opis organizacji zarządzania przedsiębiorstwem Emitenta oraz kompetencji decyzyjnych i wzajemnych powiązań pomiędzy poszczególnymi szczeblami zarządzania

1.1.1 Zarząd

Zarząd prowadzi sprawy Spółki i reprezentuje ją we wszystkich czynnościach sądowych i pozasądowych. Do kompetencji Zarządu należą wszelkie sprawy związane z prowadzeniem spraw PGNiG, które nie zostały zastrzeżone przepisami prawa lub postanowieniami Statutu do kompetencji innych organów Spółki. Zarząd działa na podstawie przepisów prawa, ze szczególnym uwzględnieniem przepisów KSH, oraz postanowień Statutu i Regulaminu Zarządu. Regulamin Zarządu jest uchwalany przez Zarząd i zatwierdzany przez Radę Nadzorczą.

Zgodnie ze Statutem, Zarząd składa się z dwóch do siedmiu członków. Wspólna kadencja Zarządu trwa trzy lata. Zarząd jest powoływany przez Radę Nadzorczą, która ustala również liczbę członków Zarządu. Powołanie na członka Zarządu następuje po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 18 marca 2003 r. w sprawie przeprowadzania postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko członka zarządu w niektórych spółkach handlowych (Dz. U. Nr 55, poz. 476). Przepisy te nie dotyczą członka Zarządu wybieranego przez pracowników. Do czasu bowiem, gdy Skarb Państwa jest Akcjonariuszem, a Spółka zatrudnia średniorocznie powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorcza powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników Spółki na okres kadencji Zarządu. Prawo pracowników wynika z art. 16 ust. 1 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji. Postanowienia § 26-28 Statutu przewidują szczegółowe zasady oraz tryb wyboru i odwołania członka Zarządu wybieranego przez pracowników. Każdy z członków Zarządu może być odwołany lub zawieszony w czynnościach przez Radę Nadzorczą lub Walne Zgromadzenie.

Uchwały Zarządu wymagają wszystkie sprawy przekraczające zakres zwykłych czynności PGNiG. Uchwały Zarządu zapadają bezwzględną większością głosów członków Zarządu obecnych na posiedzeniu za wyjątkiem uchwały w sprawie wyboru prokurenta, która wymaga jednomyślności. Zgodnie ze Statutem, podjęcie uchwały przez Zarząd wymagane jest w szczególności w następujących sprawach:

- przyjęcia regulaminu organizacyjnego przedsiębiorstwa Spółki;
- przyjęcia Regulaminu Zarządu;
- zaciągania i udzielania pożyczek oraz zaciągania kredytów;
- ustanawiania prokurentów;
- tworzenia i likwidacji oddziałów;
- przyjęcia rocznych planów działalności gospodarczej (planów rzeczowo-finansowych), planów inwestycyjnych, strategicznych planów wieloletnich oraz planów inwestycyjnych związanych z rozwojem systemu przesyłowego;
- zaciągania zobowiązań warunkowych, w tym udzielania przez Spółkę gwarancji, poręczeń oraz wystawiania weksli;
- zbycia i nabycia składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości lub udziałów w nieruchomości, o wartości równej lub przekraczającej równowartość kwoty 50 tys. EUR w PLN;
- innych sprawach, o których rozpatrzenie Zarząd zwraca się do Rady Nadzorczej lub Walnego Zgromadzenia.

Ponadto Regulamin Zarządu wymaga, aby uchwała Zarządu zapadła w sprawach dokonywania czynności prawnych, których wartość przekracza równowartość 100 tys. EUR w PLN.

Poszczególni członkowie Zarządu sprawują ogólne kierownictwo i nadzorują operacyjnie całość działalności Spółki, zgodnie z ustalonym podziałem kompetencji, a w szczególności:

- realizują wytyczne władz Spółki w zakresie podstawowych kierunków rozwoju PGNiG;
- podejmują decyzje organizacyjne, kadrowe i koordynacyjne zapewniające realizacje celów Spółki;
- dbają o uzyskiwanie optymalnych wyników finansowych przez Spółkę;
- monitorują realizację generalnych założeń polityki inwestycyjnej PGNiG;
- określają kierunki rozwoju współpracy z zagranicą;
- realizują zatwierdzone kierunki restrukturyzacji Spółki;
- ustalają założenia do realizacji strategii marketingu produktów i usług przedsiębiorstwa Spółki;
- ustalają ogólne zasady polityki zatrudnienia i płac w przedsiębiorstwie Spółki i założenia polityki w tym zakresie w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG z uwzględnieniem ustawowych kompetencji związków zawodowych;
- ustalają i nadzorują realizację polityki pozyskania i sprzedaży gazu;
- realizują strategię zakupów gazu i zawierania kontraktów zakupowych, zgodnie z planami PGNiG;
- przygotowują bilanse paliw gazowych zgodne z umowami i planami sprzedaży gazu;
- realizują politykę taryfową, cenową i handlową PGNiG, w szczególności w obrocie paliwami gazowymi;
- przedkładają do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryfy i ceny na produkty i usługi PGNiG;
- wprowadzają i nadzorują system motywacji kierownictw podległych jednostek organizacyjnych;
- ustalają i nadzorują politykę Spółki w zakresie przedsięwzięć gospodarczych.

Zgodnie z Regulaminem Organizacyjnym, centralną rolę w zarządzaniu Spółką sprawuje Prezes Zarządu. Wykonuje on osobiście lub przez upoważnionych pełnomocników czynności z zakresu prawa pracy w imieniu Spółki jako pracodawcy. Prezes Zarządu zachowuje wyłączność w podejmowaniu decyzji i podpisywaniu dokumentów w zakresie następujących spraw:

- koordynacji działań wszystkich podstawowych służb Spółki;
- wydawania zarządzeń i pism okólnych obowiązujących w Spółce;
- wydawania wytycznych i nadzorowania spraw dotyczących polityki importowej gazu ziemnego, w skali poszczególnych oddziałów Spółki;
- zatwierdzania kierunków rozwoju współpracy z zagranicą;
- koordynacji polityki marketingu usług i produktów wytwarzanych przez Spółkę;
- udostępniania materiałów (wiadomości) o charakterze tajnym z zakresu działania Spółki – w trybie obowiązujących przepisów;
- zlecania kompleksowych kontroli wewnętrznych;
- innych, podstawowych spraw, zastrzeżonych do kompetencji Prezesa Zarządu.

1.1.2 Rada Nadzorcza

Rada Nadzorcza sprawuje stały nadzór nad działalnością PGNiG we wszystkich dziedzinach jego działalności. Rada Nadzorcza składa się od pięciu do dziewięciu członków powoływanych przez Walne Zgromadzenie. Członków Rady Nadzorczej powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Niezależnie od powyższego tak długo, jak Skarb Państwa pozostaje Akcjonariuszem, Skarb Państwa reprezentowany przez Ministra Skarbu Państwa działający w tym zakresie w uzgodnieniu z ministrem właściwym ds. gospodarki jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej. Dodatkowo w skład Rady Nadzorczej wchodzi jeden członek, który: (i) nie może być podmiotem powiązanym ze Spółką lub podmiotem zależnym od Spółki, (ii) nie może być podmiotem powiązanym z podmiotem dominującym lub innym podmiotem zależnym od podmiotu dominującego lub (iii) nie może być osobą, która pozostaje w jakimkolwiek związku ze Spółką lub z którymkolwiek z podmiotów wymienionych w pkt. (i) i (ii) powyżej, który mógłby istotnie wpłynąć na zdolność takiej osoby jako członka Rady Nadzorczej do podejmowania bezstronnych decyzji. Statut przewiduje szczególny tryb wyboru takiego niezależnego członka Rady Nadzorczej. Członek

Rady Nadzorczej może być odwołany przez Walne Zgromadzanie w każdym czasie. Członkowie Rady Nadzorczej, za wyjątkiem członków niezależnych powoływanych w trybie szczególnym wskazanym powyżej, powinni spełniać wymogi wskazane w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 7 września 2004 r. w sprawie szkoleń i egzaminów dla kandydatów na członków rad nadzorczych spółek, w których Skarb Państwa jest jedynym akcjonariuszem (Dz. U. Nr 198, poz. 2038). Zgodnie z art. 12 ust. 1 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji oraz § 37 Statutu, dwie piąte składu Rady Nadzorczej powoływane jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki. Postanowienia § 35-37 Statutu przewidują zasady oraz tryb wyboru i odwołania członków Rady Nadzorczej. Po zbyciu przez Skarb Państwa ponad połowy Akcji, pracownicy Spółki zachowują prawo wyboru kandydatów do Rady Nadzorczej w liczbie: (i) dwóch osób - w Radzie Nadzorczej liczącej do 6 członków oraz (ii) trzech osób - w Radzie Nadzorczej liczącej od 7 do 9 członków.

Do kompetencji Rady Nadzorczej na podstawie Statutu należy:

- ocena sprawozdania Zarządu z działalności Spółki oraz sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy w zakresie ich zgodności z księgami, dokumentami, jak i ze stanem faktycznym;
- ocena wniosków Zarządu co do podziału zysku lub pokrycia straty;
- składanie Walnemu Zgromadzeniu pisemnego sprawozdania z wyników czynności, o których mowa powyżej;
- ocena skonsolidowanego sprawozdania finansowego zarówno co do zgodności z księgami i dokumentami, jak i ze stanem faktycznym, ocena skonsolidowanego sprawozdania Zarządu z działalności Spółki oraz składanie Walnemu Zgromadzeniu sprawozdania z wyników tych czynności;
- wybór biegłego rewidenta do przeprowadzenia badania sprawozdania finansowego;
- zatwierdzanie rocznych planów działalności gospodarczej (planów rzeczowo-finansowych), planów inwestycyjnych, strategicznych planów wieloletnich oraz planów inwestycyjnych związanych z rozwojem systemu przesyłowego;
- uchwalanie regulaminu szczegółowo określającego tryb działania Rady Nadzorczej;
- przyjmowanie jednolitego tekstu Statutu Spółki, przygotowanego przez Zarząd Spółki;
- zatwierdzanie regulaminu Zarządu;
- zatwierdzanie regulaminu organizacyjnego przedsiębiorstwa Spółki;
- ocena realizacji przez Zarząd programów Rady Ministrów RP w przedmiocie przekształceń organizacyjnych Spółki oraz przygotowania Spółki do prywatyzacji;
- opiniowanie wszelkich spraw przedkładanych przez Zarząd do rozpatrzenia Walnemu Zgromadzeniu.

W zakresie dysponowania przez Spółkę majątkiem do kompetencji Rady Nadzorczej należy udzielanie Zarządowi zgody na:

- nabycie lub zbycie składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości lub udziałów w nieruchomości, o wartości równej lub przekraczającej równowartość w PLN 500 tys. EUR;
- zaciąganie zobowiązań warunkowych, w tym udzielanie przez Spółkę gwarancji i poręczeń oraz wystawianie weksli, o wartości przekraczającej równowartość w PLN 1.000 tys. EUR;
- zawarcie umowy kredytu lub pożyczki, jeżeli jej wartość przekracza równowartość w PLN 20.000 tys. EUR;
- zawarcie umowy, której przedmiotem jest darowizna lub zwolnienie z długu oraz innej umowy niezwiązanej z przedmiotem działalności Spółki określonej w Statucie, jeżeli wartość takiej umowy przekracza równowartość w PLN 5 tys. EUR.

Ponadto do kompetencji Rady Nadzorczej należy, w szczególności:

- powoływanie i odwoływanie członków Zarządu;
- wnioskowanie w sprawie ustalenia zasad wynagradzania dla członków Zarządu;
- zawieszanie w czynnościach członków Zarządu, z ważnych powodów, bezwzględną większością głosów;
- delegowanie członków Rady Nadzorczej do czasowego wykonywania czynności członków Zarządu, którzy nie mogą sprawować swoich czynności;
- przeprowadzanie postępowania kwalifikacyjnego na członka Zarządu;

- udzielanie zgody na tworzenie i likwidację oddziałów Spółki za granicą;
- udzielanie zgody członkom Zarządu na zajmowanie stanowisk w organach innych spółek;
- udzielenie zgody na zawiązanie przez Spółkę innej spółki, której kapitał zakładowy nie przekracza równowartości w PLN 1.000 tys. EUR;
- monitorowanie stanu zadłużenia Spółki w oparciu o kwartalne informacje przedkładane przez Zarząd.

Zarząd zobowiązany jest przekazywać Radzie Nadzorczej kopie informacji przekazywanych ministrowi właściwemu ds. finansów o udzielonych poręczeniach i gwarancjach, na podstawie art. 34 Ustawy o Poręczeniach i Gwarancjach.

Rada Nadzorcza podejmuje uchwały bezwzględną większością głosów przy obecności co najmniej połowy członków.

1.1.3 Walne Zgromadzenie

Walne Zgromadzenie posiada kompetencje w sprawach określonych przez przepisy prawa oraz odpowiednie postanowienia Statutu. Podobnie jak Rada Nadzorcza, Walne Zgromadzenie nie może wydawać wiążących poleceń Zarządowi. Uchwały Walnego Zgromadzenia wymagają:

- powołanie i odwołanie członków Rady Nadzorczej;
- rozpatrzenie i zatwierdzenie skonsolidowanego sprawozdania Grupy Kapitałowej PGNiG oraz sprawozdania z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG za ubiegły rok obrotowy;
- zawieszanie członków Zarządu w czynnościach oraz ich odwoływanie;
- ustalenie zasad oraz wysokości wynagrodzenia dla członków Zarządu, z uwzględnieniem postanowień ustawy z dnia 3 marca 2000 r. o wynagrodzeniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi (Dz. U. Nr 26, poz. 306, z późn. zm.).

Uchwały Walnego Zgromadzenia wymagają następujące sprawy dotyczące majątku Spółki:

- zbycie i wydzierżawienie przedsiębiorstwa Spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienie na nich ograniczonego prawa rzeczowego;
- nabycie składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości lub udziałów w nieruchomościach, o wartości równej lub przekraczającej równowartość 2.000 tys. EUR w PLN;
- zbycie składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości lub udziałów w nieruchomości, o wartości równej lub przekraczającej równowartość 1.000 tys. EUR w PLN;
- zawarcie przez Spółkę umowy kredytu, pożyczki, poręczenia lub innej podobnej umowy z członkiem Zarządu, Rady Nadzorczej, prokurentem, likwidatorem albo na rzecz którejkolwiek z tych osób;
- podwyższenie i obniżenie kapitału zakładowego Spółki;
- emisja obligacji każdego rodzaju;
- nabycie Akcji własnych w sytuacji określonej w art. 362 § 1 pkt 2 KSH;
- przymusowy wykup Akcji stosownie do postanowień art. 418 KSH;
- tworzenie, użycie i likwidacja kapitałów rezerwowych;
- użycie kapitału zapasowego;
- postanowienie dotyczące roszczeń o naprawienie szkody wyrządzonej przy zawiązaniu Spółki lub sprawowaniu zarządu albo nadzoru;
- połączenie, przekształcenie oraz podział Spółki;
- zawiązanie przez Spółkę innej spółki, o ile kapitał zakładowy zawiązanej spółki przekracza równowartość kwoty 1.000 tys. EUR w PLN;
- zmiana Statutu i zmiana przedmiotu działalności Spółki;
- rozwiązanie i likwidacja Spółki;
- ustalenie zasad wynagradzania członków Rady Nadzorczej.

Na mocy Statutu objęcie udziałów lub akcji w innych spółkach wymaga, poza określonymi wyjątkami, zgody Walnego Zgromadzenia. W przypadku objęcia takich akcji lub udziałów, uchwały Walnego Zgromadzenia wymaga także:

- zbycie tych akcji lub udziałów, z określeniem warunków i trybu ich zbywania, za wyjątkiem: (i) zbywania akcji będących w publicznym obrocie papierami wartościowymi, (ii) zbywania akcji lub udziałów, które Spółka posiada w ilości nie przekraczającej 10% udziału w kapitale zakładowym poszczególnych spółek, (iii) zbywania akcji i udziałów objętych za wierzytelności Spółki w ramach postępowań układowych lub ugodowych oraz udziałów objętych za wierzytelności konwertowalne, o których mowa w art. 23 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji,
- określanie sposobu wykonywania prawa głosu na walnym zgromadzeniu lub na zgromadzeniu wspólników spółek, w których Spółka posiada przynajmniej 50% akcji lub udziałów, w sprawach: (i) zmiany statutu lub umowy spółki, (ii) podwyższenia lub obniżenia kapitału zakładowego, (iii) połączenia, przekształcenia lub podziału spółki, (iv) zbycia akcji lub udziałów spółki, (v) zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego, (vi) rozwiązania i likwidacji spółki, (vii) zastawiania lub innego rodzaju obciążania akcji lub udziałów spółki, (viii) zobowiązania do dopłat, (ix) emisji obligacji.

W odniesieniu do Spółek Gazownictwa oraz spółki - operatora systemu przesyłowego - uchwały Walnego Zgromadzenia wymaga określenie wykonywania prawa głosu na zgromadzeniu wspólników w sprawach: (i) zmiany statutu lub umowy spółki, (ii) podwyższenia lub obniżenia kapitału zakładowego, (iii) połączenia, przekształcenia lub podziału spółki, (iv) zbycia akcji lub udziałów spółki, (v) zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego, (vi) rozwiązania i likwidacji spółki, (vii) zmiany siedziby lub przedmiotu działania, (viii) zatwierdzenia wieloletnich strategicznych planów działalności spółki, (ix) zatwierdzenia rocznych planów finansowych spółki.

1.1.4 Podstawowe zasady zarządzania

Wewnętrzna struktura organizacyjna PGNiG została ustalona w Regulaminie Organizacyjnym.

PGNiG działa jako struktura wielooddziałowa, w skład której wchodzą:

- Centrala Spółki w Warszawie;
- Oddziały Górnictwa Naftowego;
- Regionalne Oddziały Przesyłu;
- Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze;
- Oddział Geovita w likwidacji.

Likwidacja Oddziału Geovita jest prowadzona w związku z wydzieleniem Geovita Sp. z o.o. na bazie majątku tego oddziału. W najbliższym czasie planowane jest wykreślenie Oddziału Geovita z rejestru przedsiębiorców.

W związku z planowanym wydzieleniem systemu przesyłowego Regionalne Oddziały Przesyłu zostaną wydzielone ze struktury organizacyjnej PGNiG. Szczegółowy opis tego procesu znajduje się w pkt. 1.1.4.3 niniejszego Rozdziału.

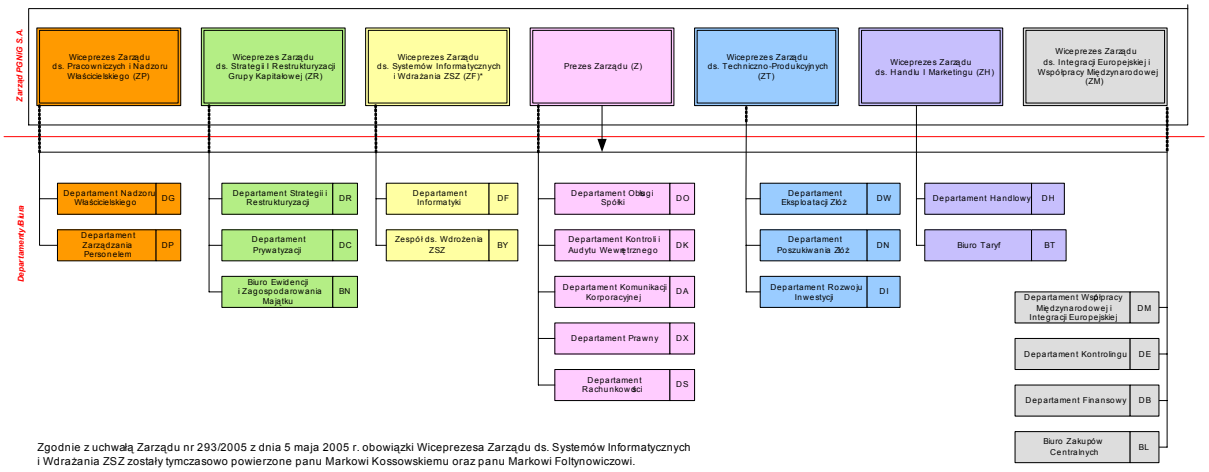
1.1.4.1 Centrala Spółki

(a) **Zadania Centrali Spółki**

Centrala Spółki jest wyodrębnioną strukturą organizacyjną, nadzorczą, planistyczną, wykonawczą i kontrolną, która podlega Zarządowi. Centrala Spółki stanowi aparat wykonawczy Zarządu w ramach struktury organizacyjnej Spółki, nadzorujący działalność oddziałów oraz w ramach uprawnień nadzoru właścicielskiego działalność Grupy Kapitałowej PGNiG (spółki z udziałem PGNiG). Do zadań Centrali należy w szczególności: (i) nadzór operacyjny nad wszystkimi zadaniami wynikającymi z przedmiotu działalności określonego w Statucie, (ii) bezpośredni nadzór w stosunku do Oddziałów Górnictwa Naftowego, Regionalnych Oddziałów Przesyłu i Oddziału Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze, (iii) prowadzenie działalności gospodarczej związanej w szczególności z poszukiwaniami, handlem, przesyłem i magazynowaniem gazu, (iv) sprawowanie poprzez właściwy departament stałego nadzoru właścicielskiego nad wszystkimi spółkami Grupy Kapitałowej PGNiG.

Strukturę organizacyjną Centrali PGNiG określa Regulamin Organizacyjny Centrali PGNiG.

Organizację Centrali PGNiG przedstawia poniższy schemat organizacyjny:



Zgodnie z uchwałą Zarządu nr 293/2005 z dnia 5 maja 2005 r. obowiązki Wiceprezesa Zarządu ds. Systemów Informatycznych i Wdrażania ZSZ zostały tymczasowo powierzone panu Markowi Kossowskiemu oraz panu Markowi Foltynowiczowi.

(b) Komórki organizacyjne Centrali Spółki

W strukturze organizacyjnej wyróżnia się następujące rodzaje komórek organizacyjnych:

- departament – zgrupowanie komórek organizacyjnych (działów, ośrodków terenowych, samodzielnych stanowisk) realizujących wyznaczone zadania w jednym lub kilku obszarach powiązanych merytorycznie;
- biuro – zgrupowanie komórek organizacyjnych (działów, samodzielnych stanowisk) realizujących jedną z funkcji Centrali PGNiG;
- ośrodek terenowy – komórka organizacyjna (mogą podlegać jej działy i samodzielne stanowiska) realizująca zadania Centrali PGNiG poza jej siedzibą;
- dział – komórka organizacyjna realizująca, przy pomocy swoich pracowników, zadania z powierzonego jej wyspecjalizowanego obszaru merytorycznego działalności, za który jest ona odpowiedzialna;
- struktura macierzowa – struktura, w której każde stanowisko podlega jednocześnie zarówno przełożonemu funkcjonalnemu (dyrektorowi departamentu/biura), jak też może podlegać jednemu lub kilku osobom odpowiedzialnym za realizację określonych zadań;
- samodzielne stanowiska (np. doradcy, koordynatorzy, specjaliści) – jednoosobowa komórka organizacyjna realizująca powierzony zakres pracy oraz zlecane doraźnie zadania, a za całokształt swojej pracy odpowiedzialna przed bezpośrednim przełożonym;

Komórki organizacyjne są zobowiązane do wzajemnego uzgadniania swojej działalności oraz współpracy przy wykonywaniu zadań, w celu zapewnienia spójności, sprawności i efektywności działania Centrali PGNiG. Komórki organizacyjne informują się wzajemnie o zasadniczych rozstrzygnięciach oraz bieżącym stanie prac i zdarzeniach mających związek z ich działalnością w zakresie niezbędnym dla zharmonizowania działalności Centrali PGNiG. Komórki organizacyjne w sprawach należących do zakresu ich zadań określonych w Regulaminie Organizacyjnym Centrali PGNiG lub wyznaczone do załatwienia spraw uchwałą Zarządu, zasięgają w innych komórkach organizacyjnych informacji, wyjaśnień, opinii i innych opracowań niezbędnych do załatwienia sprawy.

Centralę PGNiG stanowią następujące podstawowe komórki organizacyjne:

- Departament Nadzoru Właścicielskiego;
- Departament Prywatyzacji;
- Departament Strategii i Restrukturyzacji;
- Departament Rachunkowości;
- Departament Kontrolingu;
- Departament Informatyki;
- Departament Zarządzania Personelem;

- Departament Obsługi Spółki;
- Departament Prawny;
- Departament Kontroli i Audytu Wewnętrznego;
- Departament Rozwoju i Inwestycji;
- Departament Poszukiwania Złóż;
- Departament Eksploatacji Złóż;
- Departament Handlowy;
- Departament Współpracy Międzynarodowej i Integracji Europejskiej;
- Departament Finansowy;
- Departament Komunikacji Korporacyjnej;
- Biuro Zakupów Centralnych;
- Biuro Taryf;
- Biuro Ewidencji i Zagospodarowania Majątku;
- Zespół ds. Wdrożenia Zintegrowanego Systemu Zarządzania.

(c) **Szczeble zarządzania wewnętrznego w ramach Centrali Spółki**

- Dyrektor departamentu/biura kieruje jednoosobowo departamentem/biurem, podejmując decyzje w zakresie jego działania, o ile decyzje takie nie są zastrzeżone dla Zarządu lub członka Zarządu, który merytorycznie nadzoruje dany departament/ biuro.
- Dyrektor departamentu/biura odpowiada za realizację zadań przez podległe mu komórki organizacyjne bezpośrednio przed członkiem Zarządu merytorycznie nadzorującym określony obszar działalności Spółki.
- Podstawowym zadaniem dyrektora departamentu/biura jest organizowanie operacyjnej działalności departamentu/biura i zawartych w jego strukturze komórek organizacyjnych.
- Zastępca dyrektora departamentu/biura odpowiada za zadania podległych mu komórek organizacyjnych oraz indywidualnie zlecone mu zadania przed dyrektorem departamentu/biura.
- W przypadku nieobecności dyrektora za działalność całego departamentu/biura odpowiada wyznaczony przez niego zastępca dyrektora.
- W przypadku braku stanowiska zastępcy dyrektora w strukturze organizacyjnej departamentu/biura, członek Zarządu nadzorujący funkcjonowanie Spółki w zakresie obejmującym zadania danego departamentu/biura wyznacza, na wniosek dyrektora departamentu/biura, kierownika działu zastępującego dyrektora departamentu/biura.

1.1.4.2 Oddziały Górnictwa Naftowego

W skład PGNiG wchodzą Oddziały Górnictwa Naftowego, do których zalicza się: (i) Oddziały w Sanoku i w Zielonej Górze, (ii) Oddział Zakład Robót Górniczych, (iii) Oddział w Odolanowie, (iv) Oddział Operatorski w Pakistanie.

Oddziały w Sanoku i w Zielonej Górze, które są zakładami górniczymi w rozumieniu Prawa Geologicznego i Górniczego, stanowią wyodrębnione technicznie i organizacyjnie zespoły środków służących bezpośrednio do wydobywania kopaliny ze złoża. Oddziały w Sanoku i w Zielonej Górze mogą prowadzić w szczególności:

- eksploatację systemowych złóż gazu ziemnego zgodnie z programem ruchu krajowego systemu gazowniczego oraz według planów rocznych i wieloletnich PGNiG;
- eksploatację i operatorstwo podziemnych magazynów gazu ziemnego;
- eksploatację złóż ropy naftowej;
- produkcję energii elektrycznej i ciepła na potrzeby własne oraz lokalnych odbiorców;
- działalność związaną z wykorzystaniem energii geotermalnej;
- dozór i nadzór geologiczny i inżynieryjno-złożowy na wierceniach rozpoznawczych na złożach;

- bezpośredni nadzór nad robotami związanymi z dowiercaniem, opróbowaniem i testowaniem poziomów ropnych i gazowych oraz w zakresie rozwiercania i dowiercania zasobów złóż węglowodorów;
- archiwizowanie danych geologicznych, geofizycznych i złożowych w bankach danych geologicznych oraz próbek geologicznych, w zakresie działalności wydobywczej prowadzonej przez dany oddział.

Oddział Zakład Robót Górniczych może prowadzić w szczególności:

- specjalistyczne usługi serwisowe typu obróbki i rekonstrukcji złóż;
- roboty górnicze związane z intensyfikacją wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej oraz pomiarów i testowania odwiertów;
- likwidację złóż wraz z przywracaniem powierzchni terenów górniczych do stanu poprzedniej używalności wg zatwierdzonych przez Zarząd planów likwidacji;

W dniu 17 maja 2004 r. Zarząd PGNiG podjął uchwałę w sprawie zawiązania spółki Zakład Robót Górniczych Sp. z o.o. z siedzibą w Krośnie, w której udziały w kapitale zakładowym mają zostać w całości objęte przez PGNiG i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci „Oddziału Zakład Robót Górniczych w Krośnie stanowiącego odrębne przedsiębiorstwo w rozumieniu art. 55¹ KC." o wartości 26.802 tys. PLN. Po uzyskaniu pozytywnej opinii Rady Nadzorczej w dniu 3 sierpnia 2004 r., Zarząd wystąpił z wnioskiem o wyrażenie zgody na zawiązanie spółki, objęcie wszystkich udziałów przez PGNiG oraz wniesienie ww. wkładu niepieniężnego na pokrycie kapitału zakładowego. W dniu 22 grudnia 2004 r. Walne Zgromadzenie wyraziło zgodę na utworzenie spółki oraz wniesienie aportu, o którym mowa powyżej. Po wpisaniu do rejestru przedsiębiorców spółki Zakład Robót Górniczych Sp. z o. o., Oddział Zakład Robót Górniczych zostanie ostatecznie wydzielony ze struktury organizacyjnej PGNiG.

Oddział w Odolanowie zajmuje się w szczególności:

- przetwarzaniem gazu ziemnego zaazotowanego w gaz wysokometanowy;
- produkcją ciekłego helu;
- sprzedażą i eksportem helu i innych substancji uzyskanych z przeróbki gazu.

Oddział Operatorski w Pakistanie zajmuje się w szczególności:

- poszukiwaniem i eksploatacją złóż węglowodorów.

1.1.4.3 Regionalne Oddziały Przesyłu oraz wydzielenie OSP

Regionalne Oddziały Przesyłu odpowiadają za ciągłość, jakość i bezpieczeństwo dostaw gazu odbiorcom, na wyznaczonych terenach ich działania określonych w odrębnej uchwale Zarządu i regulaminach organizacyjnych poszczególnych Regionalnych Oddziałów Przesyłu, prowadząc w imieniu Spółki, na podstawie udzielonego pełnomocnictwa, działalność gospodarczą w zakresie przesyłu i dystrybucji gazu na sieciach przesyłowych.

Regionalne Oddziały Przesyłu na terenie swojego działania mogą wykonywać w szczególności następujące czynności:

- prace eksploatacyjne na tłoczniach, stacjach gazowych, gazociągach i innych obiektach systemu;
- prowadzenie dokumentacji technicznej i eksploatacyjnej wszystkich obiektów systemu;
- zapewnienie sprawności technicznej i organizacyjnej w sytuacjach awaryjnych;
- projektowanie i nadzór nad inwestycjami i remontami;
- sterowanie strumieniami gazu na obszarze działania danego Regionalnego Oddziału Przesyłu przy ścisłej współpracy z Krajową Dyspozycją Gazu;
- zarządzanie bezpieczeństwem pracy i ochroną środowiska;
- realizacja zadań ekonomicznych, finansowych i księgowych, zgodnie z otrzymanymi pełnomocnictwami;
- prowadzenie bilansów i rozliczeń gazu;
- obsługa klientów znajdujących się na terenie działania danego Regionalnego Oddziału Przesyłu;
- prowadzenie obsługi pracowniczej dla osób zatrudnionych w danym Regionalnym Oddziale Przesyłu;
- prowadzenie na zlecenie obsługi gazociągów, stacji gazowych i innych obiektów nie będących własnością PGNiG.

Zgodnie z wymogami Nowej Dyrektywy Gazowej, PGNiG zawiązał w kwietniu 2004 roku spółkę PGNiG Przesył i objął w tej spółce 100% udziałów. Na podstawie koncesji Prezesa URE spółka ta rozpoczęła działalność z dniem 1 lipca 2004 r. zarządzając strumieniami gazu ziemnego w systemie gazociągów przesyłowych wysokiego ciśnienia pozostających własnością PGNiG. Rada Ministrów RP w Programie Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. postanowiła wyodrębnić operatora systemu przesyłowego (PGNiG Przesył) ze struktur Grupy Kapitałowej PGNiG i podporządkować bezpośrednio Ministrowi Skarbu Państwa. Stopniowe przejmowanie na własność majątku przesyłowego przez PGNiG Przesył zostanie zrealizowane na podstawie wieloletniej Umowy Leasingu z jednoczesnym zobowiązaniem PGNiG do sukcesywnego zbywania określonych składników systemu przesyłowego na rzecz PGNiG Przesył. W dniu 28 kwietnia 2005 r. PGNiG przeniósł nieodpłatnie na rzecz Skarbu Państwa udziały w PGNiG Przesył – umowa została opisana w pkt. 10.3.3 Rozdziału V Prospektu. Umowa Leasingu została zawarta w dniu 16 maja 2005 r. – umowa została opisana w pkt. 12 Rozdziału V Prospektu. Ponadto pomiędzy PGNiG a PGNiG Przesył zawartych zostanie szereg umów, w tym: Umowa Przesyłowa, umowa o operatywnym zarządzaniu pojemnościami podziemnych magazynów gazu, umowa o projektowaniu i realizacji inwestycji przesyłowych zgodnych z wymogami rynkowymi oraz Prawem Energetycznym. W związku z powyższym ze struktury organizacyjnej PGNiG zostaną wydzielone Regionalne Oddziały Przesyłu.

Na dzień 24 maja 2005 r. PGNiG jest nadal właścicielem składników majątkowych tworzących system przesyłowy. Zgodnie z umową spółki PGNiG Przesył kapitał zakładowy tej spółki wynosi 37.920 tys. zł i dzieli się na 37.920 równych i niepodzielnych udziałów o wartości nominalnej po 1 tys. zł każdy. Udziały w powyższym kapitale zakładowym zostały objęte w całości przez jedynego wówczas wspólnika spółki - PGNiG - i pokryte:

- wkładem pieniężnym w łącznej kwocie 50 tys. zł;
- wkładem niepieniężnym w postaci: składników majątkowych przedsiębiorstwa PGNiG o łącznej wartości rynkowej 37.870 tys. zł, na które składają się:
    - majątek ruchomy w postaci środków trwałych grupy 3-9, użytkowanych wcześniej przez Regionalne Oddziały Przesyłu, Departament Przesyłu i podziemne magazyny gazu oraz część majątku użytkowanego przez pracowników pozostałych departamentów i biur Centrali PGNiG przekazywanych do PGNiG Przesył, o łącznej wartości rynkowej 20.020 tys. zł;
    - nieruchomości związane z działalnością administracyjną ROP w Gdańsku, Poznaniu, Świerklanach oraz we Wrocławiu, w tym terenowych jednostek obsługi, o łącznej wartości rynkowej 17.850 tys. zł.

Natomiast Umowa Leasingu przewiduje oddanie w leasing PGNiG Przesył składników majątkowych tworzących system przesyłowy (gazociągi przesyłowe wraz z zespołami zaworowo-upustowymi, tłocznie gazu ziemnego, węzły systemowe, stacje gazowe I stopnia). Umowa Leasingu nie przewiduje oddania do korzystania przez PGNiG Przesył magazynów gazu ziemnego. Ponadto zgodnie z uchwałą Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 29 kwietnia 2005 r. ma dojść do wypłaty dywidendy w formie obejmującej niektóre składniki majątku trwałego systemu przesyłowego. Uchwała ta została opisana w pkt. 8.1 Rozdziału IV Prospektu.

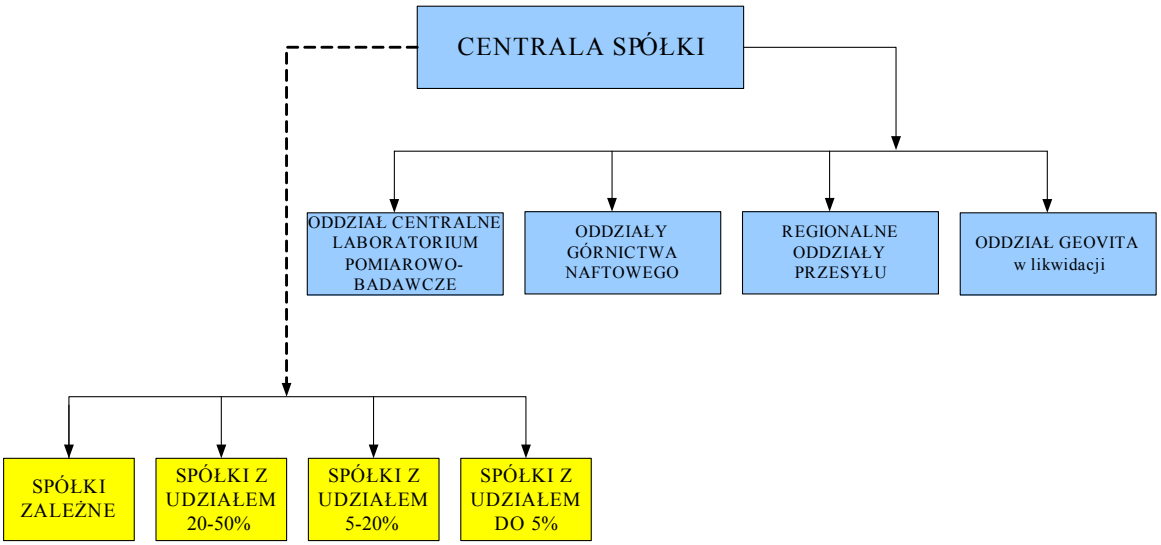
1.1.4.4 Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze

Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo–Badawcze jest wyodrębnioną samobilansującą jednostką organizacyjną obejmującą swą działalnością badania i pomiary związane w szczególności z potrzebami branży gazowniczej.

Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo–Badawcze w szczególności:

- zapewnia nadzór metrologiczny pośredni oraz bezpośredni nad zadaniami wynikającymi z przedmiotu działalności Spółki określonego w Statucie, realizowany odpowiednio poprzez sprawdzenie stanowisk i przyrządów kontrolnych oraz poprzez sprawdzenie i legalizację lub wzorcowanie przyrządów stosowanych bezpośrednio w pomiarach rozliczeniowych ilości i jakości gazu, a także sprawdzenia stacji pomiarowych;
- jako jednostka akredytowana przy Polskim Centrum Akredytacji może pełnić funkcje rozjemcy w zakresie pomiarów i rozliczeń gazu w przypadku sporów dotyczących wyników pomiaru gazu;
- prowadzi badania i wykonuje ekspertyzy urządzeń pomiarowo–rozliczeniowych stosowanych w gazownictwie, bierze udział w opracowywaniu wymagań i norm dla układów pomiarowych, a także ich opiniowania, monitorowania norm i regulacji prawnych w zakresie pomiarów gazu i sygnalizowania ich potencjalnego wpływu na działalność Spółki oraz Grupy Kapitałowej PGNiG, a także propagowania wiedzy w zakresie pomiarów ilości i jakości gazu poprzez organizowanie szkoleń i seminariów.

1.1.5 Struktura organizacyjna Emitenta



2 INFORMACJE O STRUKTURZE ZATRUDNIENIA W PRZEDSIĘBIORSTWIE PGNiG W OKRESIE OSTATNICH 3 LAT

2.1 Liczba pracowników oraz rodzaj umów, na podstawie których praca jest świadczona

Łączne zatrudnienie w Grupie Kapitałowej PGNiG na dzień 31 grudnia 2002 r. wyniosło 32.252 pracowników, na dzień 31 grudnia 2003 r. wyniosło 31.555 pracowników, a na dzień 31 grudnia 2004 r. wyniosło 30.550 pracowników.

Łączne zatrudnienie w Spółce na dzień 31 grudnia 2002 r. wyniosło 7.313 pracowników, na dzień 31 grudnia 2003 r. 7.130 pracowników, zaś na dzień 31 grudnia 2004 r. 7.113 pracowników. W związku wydzieleniem spółki przesyłowej około 2.000 pracowników PGNiG, obecnie zatrudnionych w Regionalnych Oddziałach Przesyłu, stanie się pracownikami PGNiG Przesył.

Na przestrzeni lat 2002–2004 podstawową formą świadczenia pracy na rzecz Spółki była umowa o pracę. Sporadycznie zawierane były umowy zlecenia i umowy o dzieło, przy czym liczba zawieranych umów tego rodzaju wyniosła w kolejnych latach: 291 umów w 2002 roku, 271 umów w 2003 roku oraz 320 umów w 2004 roku.

Zdecydowana większość pracowników Spółki zatrudnionych jest na podstawie umów o pracę na czas nieokreślony. Poniższa tabela przedstawia podział pracowników zatrudnionych w Spółce ze względu na rodzaj zawartych umów o pracę w okresie ostatnich 3 lat obrotowych.

Rodzaj umowy	**31.12.2002 r.**	**31.12.2003 r.**	**31.12.2004 r.**
Umowa na czas nieokreślony	7.118	6.917	6.912
Umowa na czas określony	184	192	172
Umowa na okres próbny	11	21	29
Razem	**7.313**	**7.130**	**7.113**

Źródło: Dane własne PGNiG.

2.2 Struktura wykształcenia i zawodowego przygotowania pracowników

Poniższa tabela przedstawia podział pracowników PGNiG ze względu na poziom wykształcenia na koniec 2002, 2003 i 2004 roku.

	31.12.2002 r.		**31.12.2003 r.**		**31.12.2004 r.**	
	Liczba	**%**	**Liczba**	**%**	**Liczba**	**%**
Wykształcenie wyższe	1.606	22,0	1.699	23,8	1.947	27,4
Wykształcenie średnie	2.717	37,2	2.614	36,7	2.561	36,0
Wykształcenie poniżej średniego	2.990	40,8	2.817	39,5	2.605	36,6

Razem	**7.313**	100,0	**7.130**	100,0	**7.113**	**100,0**

Źródło: Dane własne PGNiG.

Poniższa tabela prezentuje zatrudnienie pracowników z wykształceniem wyższym w PGNiG w podziale na profil tego wykształcenia w latach 2002-2004.

Profil wykształcenia	31.12.2002 r.	31.12.2003 r.	31.12.2004 r.
Techniczny	674	743	831
Ekonomiczny	180	208	230
Prawniczy	52	56	69
Inny	700	692	817
Razem	**1.606**	**1.699**	**1.947**

Źródło: Dane własne PGNiG.

2.3 Restrukturyzacja zatrudnienia

W 2000 r. wszedł w życie „Program restrukturyzacji zatrudnienia i wydzielania ze struktur PGNiG niektórych rodzajów działalności". Program ten zakłada szeroką dywersyfikację działań restrukturyzacyjnych, poczynając od przechodzenia pracowników na emerytury wiekowe i wcześniejsze emerytury oraz świadczenia przedemerytalne, poprzez zatrudnianie pracowników w spółkach z udziałem kapitałowym PGNiG oraz spółkach pracowniczych, bądź w podmiotach kooperujących z PGNiG, po ograniczanie wymiaru czasu pracy na wybranych stanowiskach oraz likwidację stanowisk pracy.

W wyniku realizacji I etapu tego programu w latach 2000-2002 w Grupie Kapitałowej PGNiG objęto restrukturyzacją ponad 11.000 pracowników, z czego około 10.500 pracownikom wypłacono dodatkowe jednorazowe wypłaty i rekompensaty. Pracownicy objęci restrukturyzacją skorzystali z prawa do emerytury (302 osoby), wcześniejszej emerytury (889 osób), świadczeń przedemerytalnych (1.181 osób), zasiłków przedemerytalnych (716 osób). Ponadto likwidacji uległy stanowiska pracy 2.740 osób, 925 osób zmieniło pracodawcę, 1.606 osób założyło swoją działalność gospodarczą, a 2.886 osób odeszło w wyniku innych przyczyn. Efekt realizacji programu, rozumiany jako różnica pomiędzy zaoszczędzonym funduszem wynagrodzeń i kosztami restrukturyzacji, wyniósł 394.000 tys. zł.

W latach 2003-2006 (II etap) ww. program zakłada objęcie restrukturyzacją do 7.337 osób.

W wyniku realizacji II etapu ww. programu w latach 2003 i 2004 objęto różnymi formami restrukturyzacji 3.124 osoby i wydatkowano na ten cel 29.400 tys. zł.

Ze względu na przyjęty przez Radę Ministrów Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., w uzgodnieniu z centralami związków zawodowych, podjęto działania w celu dostosowania programu restrukturyzacji zatrudnienia do zapisów nowego Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. przyjętego przez Radę Ministrów RP. Potrzeba zmian w ww. programie restrukturyzacji zatrudnienia spowodowana jest także koniecznością uwzględnienia konsekwencji, jakie dla struktury zatrudnienia niesie zawiązanie i wydzielenie poza Grupę Kapitałową PGNiG niezależnego operatora systemu przesyłowego (PGNiG Przesył) oraz planowane rozdzielenie działalności handlowej od technicznej dystrybucji gazu w Spółkach Gazownictwa.

2.4 Podstawowe założenia dotyczące prowadzonej przez PGNiG polityki kadrowej oraz dotychczasowy stopień płynności kadr

2.4.1 Priorytety dotyczące polityki kadrowej

Za priorytety w zakresie polityki kadrowej PGNiG uznaje:

- rozwój zasobów ludzkich poprzez stwarzanie pracownikom możliwości nauki i dokształcania zawodowego oraz rozwój kadry pracowniczej;
- dostosowanie wielkości zatrudnienia i poziomu kompetencji pracowników do potrzeb Spółki;
- planowanie i wdrażanie programów motywacyjno–organizacyjnych w celu polepszenia efektywności organizacji pracy;
- zarządzanie wynagrodzeniami poprzez opracowywanie i administrowanie strukturami i systemami płac, zapewnianie pracownikom niefinansowych gratyfikacji związanych z powierzeniem bardziej odpowiedzialnych zadań, zwiększanie możliwości rozwoju, a także zapewnianie pracownikom świadczeń

dodatkowych zwiększających poczucie bezpieczeństwa oraz zaspokajających osobiste potrzeby pracowników.

2.4.2 Dobór kadr

Polityka kadrowa PGNiG skoncentrowana jest na wykorzystaniu potencjału i kwalifikacji osób zatrudnionych w Spółce. Rekrutacja na nowe lub wakujące stanowiska prowadzona jest przede wszystkim poprzez nabór wewnętrzny. Naborem wewnętrznym jest również zatrudnienie pracownika uprzednio zatrudnionego w innej spółce Grupy Kapitałowej PGNiG.

Przyjęte procedury w zakresie doboru kadr przewidują również zewnętrzny dobór kadr. Nabór zewnętrzny zgodnie z przyjętymi zasadami może być prowadzony przez służby zarządzania personelem lub za pośrednictwem wyspecjalizowanej firmy zewnętrznej. Wybór metody dotyczącej pozyskania potencjalnych kandydatów (w następującej kolejności: (i) ogłoszenia prasowe, (ii) Internet, (iii) banki danych, (iv) poszukiwanie bezpośrednie) powinien uwzględniać konieczność zapewnienia optymalnej obsady kadrowej. Decyzje w kwestii nawiązywania i rozwiązywania stosunku pracy należą do kompetencji Prezesa Zarządu.

2.4.3 Zarządzanie kompetencjami i szkolenia

Kwestie zarządzania kompetencjami w PGNiG w sposób jednolity dla wszystkich oddziałów Spółki normuje częściowo załącznik nr 2 do ZUZP – system kwalifikacji stanowisk pracy w górnictwie naftowym i gazownictwie.

System kwalifikacji stanowisk zawiera opis przestrzeni zawodowych oraz poziomów kwalifikacyjnych funkcjonujących w ramach schematu organizacyjnego Spółki. System kwalifikacji stanowisk wyodrębnia pięć przestrzeni zawodowych:

- funkcje zarządzania taktycznego lub doradztwa w obszarach strategicznych - stanowiska pracy, na których wymagane jest pełnienie funkcji kierowniczych lub doradztwa o dużym znaczeniu dla rozwoju i dla urzeczywistniania celów Spółki;
- funkcje zarządzania operacyjnego - stanowiska pracy, na których wymagane jest pełnienie funkcji zarządzających jednostką, komórką organizacyjną lub odcinkiem robót;
- funkcje doradztwa i koordynacji w jednej lub wielu dziedzinach - stanowiska wymagające najwyższych lub wysokich kwalifikacji zawodowych do wykonania zadań z wielu dziedzin lub jednej dziedziny wiedzy, także do koordynowania pracy na innych stanowiskach oraz doradztwa w jednej lub wielu dziedzinach wiedzy;
- funkcje wykonawcze złożone - stanowiska pracy wymagające wykonywania prac złożonych o różnym stopniu złożoności i o charakterze powtarzalnym z różnych dziedzin;
- funkcje wykonawcze proste - stanowiska pracy wymagające wykonywania prac prostych o charakterze powtarzalnym z różnych dziedzin.

W ramach każdej przestrzeni zawodowej wyróżnionych zostało kilka poziomów kwalifikacyjnych. Dla każdego poziomu kwalifikacyjnego określone zostały wymagania kwalifikacyjne.

Szkolenia

W PGNiG nie została wprowadzona całkowicie jednolita dla wszystkich oddziałów procedura określająca zasady przeprowadzania szkoleń i dokształcania zawodowego. We wszystkich oddziałach pracodawca dofinansowuje podnoszenie kwalifikacji w systemie szkolnym i pozaszkolnym, a szkolenia obligatoryjne i wynikające z potrzeb zakładu pracy są dla pracowników bezpłatne.

Zgodnie z systemem zarządzania szkoleniami obowiązującym w Centrali Spółki, całość prac wynikających z ww. systemu prowadzi Dział Szkoleń podlegający Departamentowi Zarządzania Personelem. System przewiduje następujące formy kształcenia, dokształcania i doskonalenia zawodowego: (i) studia podyplomowe, (ii) kursy, (iii) konferencje, (iv) seminaria, (v) sympozja, (vi) praktyki zawodowe, (vii) samokształcenie kierowane (np. e-learning).

System zarządzania szkoleniami opisuje również cały proces szkoleniowy, na który składa się: (i) budowanie rocznego planu szkoleń, (ii) realizacja zaplanowanych szkoleń, (iii) szkolenia pozaplanowe, (iv) zasady finansowania szkoleń, (v) zobowiązania, (vi) konsekwencje nieuczestniczenia w opłaconym szkoleniu.

Centrala Spółki pokrywa w całości lub w części koszty różnych form szkolenia: (i) szkolenia w wymiarze do 40 godzin oraz obligatoryjne indywidualne kursy językowe organizowane przez PGNiG pokrywane są przez Spółkę w całości, (ii) studia podyplomowe kierunkowe oraz inne szkolenia w wymiarze powyżej 40 godzin finansowane są przez PGNiG w 80%, (iii) kursy językowe grupowe organizowane przez Spółkę są przez nią finansowane w 50%, (iv) szkolenia w formie MBA pokrywane są przez Spółkę w 20%.

Warunkiem dofinansowania szkoleń w kwocie powyżej 10 tys. zł w roku kalendarzowym dla danego pracownika jest jego zobowiązanie na piśmie do przepracowania w Spółce odpowiedniego okresu po ukończeniu szkolenia.

2.4.4 Zasady kształtowania wynagrodzeń pracowników PGNiG

Podstawą stosowania zasad kształtowania wynagrodzeń w PGNiG są powszechnie obowiązujące przepisy prawa pracy, ustawa z dnia 16 grudnia 1994 r. o negocjacyjnym systemie kształtowania przyrostu przeciętnych wynagrodzeń u przedsiębiorców oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. z 1995 r. Nr 1, poz. 2, z późn. zm.) oraz stosowne rozporządzenie Rady Ministrów ustalające na dany rok wskaźnik przyrostu przeciętnych wynagrodzeń miesięcznych. Podstawą ustalania wskaźników wynagrodzeń i świadczeń pieniężnych, zaliczanych do wynagrodzeń w Spółce, jest ZUZP, a także ustalany w Spółce roczny budżet.

Spółka stosuje przede wszystkim motywacyjne składniki wynagrodzeń. Funkcję motywacyjną pełni wynagrodzenie zasadnicze. W Spółce stosowana jest widełkowa tabela wynagrodzeń o dużej rozpiętości, co umożliwia ustalanie płac dla pracowników na takim samym lub podobnym stanowisku uzależniając wysokość wynagrodzenia od zakresu obowiązków, wydajności, odpowiedzialności pracownika. Zasadniczo wysokość wynagrodzenia uzależniona jest od poziomu kwalifikacyjnego (grupy zaszeregowania pracownika).

Innym narzędziem motywacyjnym jest fundusz nagród zadaniowo-motywacyjnych, będący w dyspozycji Członków Zarządu lub dyrektorów poszczególnych jednostek organizacyjnych. Fundusz uruchamiany jest w przypadku wykonania dodatkowych zadań, udziału w pracach zespołów projektów o znaczeniu strategicznym, wzmożony wysiłek podczas realizacji prac, itp.

2.4.5 Stopień płynności kadr

Wskaźnik fluktuacji kadr Spółki (tj. proporcja pracowników przyjętych i zwolnionych w danym roku do stanu zatrudnienia w roku poprzednim) wyniósł w latach 2002, 2003 i 2004 odpowiednio 5,5, 2,6 oraz 0,63%.

2.5 System wynagradzania

2.5.1 Informacje ogólne

Podstawowym aktem prawnym regulującym system wynagradzania pracowników Spółki jest Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy z dnia 24 listopada 1997 r. Ponadto istotne znaczenie dla regulowania kwestii wynagradzania pracowników Spółki mają szczegółowe regulacje wprowadzane w poszczególnych oddziałach, a w szczególności oddziałowe warunki przyznawania wynagrodzeń określające:

- taryfikator kwalifikacji stanowisk pracy;
- tabele stawek miesięcznych wynagrodzenia zasadniczego;
- zasady przyznawania premii i nagród pieniężnych.

2.5.2 Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy

ZUZP określa zasady wynagrodzenia i świadczeń związanych z pracą. ZUZP ma zastosowanie do wszystkich pracowników Spółki zatrudnionych na podstawie umowy o pracę. Postanowienia ZUZP określające warunki wynagradzania pracowników nie mają zastosowania do członków Zarządu oraz osób zarządzających w imieniu pracodawcy.

Na podstawie postanowień ZUZP, pracownikom Spółki za wykonaną pracę przysługuje:

- wynagrodzenie zasadnicze;
- dodatkowe wynagrodzenie za pracę w godzinach nadliczbowych;
- dodatkowe wynagrodzenie za pracę w niedziele i święta;
- dodatkowe wynagrodzenie za pracę w porze nocnej;

- wynagrodzenia dla ratowników.

Pracownikom przysługują z tytułu zatrudnienia następujące świadczenia pieniężne:

- nagroda jubileuszowa;
- odprawa pieniężna z tytułu przejścia na emeryturę lub ustania stosunku pracy w wyniku otrzymania zasiłku lub świadczenia przedemerytalnego albo na skutek orzeczenia o niezdolności do pracy;
- odprawa pośmiertna;
- nagroda z okazji „Dnia Górnika".

Niezależnie od powyższych świadczeń, pracownicy mają prawo do świadczeń z funduszu socjalnego według zasad określonych w oddziałowych regulaminach funduszu świadczeń socjalnych. Pracownicy Spółki mogą również otrzymywać nagrody oraz premie.

2.5.3 Wynagrodzenie zasadnicze

Wynagrodzenie zasadnicze ustalane jest na podstawie oddziałowego taryfikatora kwalifikacji stanowisk pracy oraz oddziałowych tabel stawek miesięcznych wynagrodzenia zasadniczego. Wysokość wynagrodzenia zasadniczego zależy od poziomu kwalifikacyjnego zajmowanego stanowiska, zakresu obowiązków, kwalifikacji, doświadczenia zawodowego, dyspozycyjności oraz odpowiedzialności.

2.5.4 Dodatek za pracę w godzinach nadliczbowych

Pracownikom Spółki wykonującym pracę w godzinach nadliczbowych przysługuje dodatek w wysokości: (i) 50% stawki godzinowej wynagrodzenia zasadniczego wynikającego z osobistego zaszeregowania za pracę w dwóch pierwszych godzinach nadliczbowych na dobę, (ii) 100% stawki godzinowej wynagrodzenia zasadniczego wynikającego z osobistego zaszeregowania za pracę w każdej następnej godzinie oraz w godzinach nadliczbowych przypadających w nocy lub w niedziele, święta, w dni wolne od pracy, jeżeli pracownikowi nie udzielono czasu wolnego. Dodatek za pracę w godzinach nadliczbowych nie przysługuje pracownikom zatrudnionym na stanowiskach kierowników wyodrębnionych komórek organizacyjnych. Jednakże pracownicy ci uprawnieni są do otrzymania dodatkowego wynagrodzenia z tytułu pracy wykonanej na polecenie pracodawcy w godzinach nadliczbowych przypadających w niedziele, święta lub w dni wolne od pracy, jeśli za pracę w tym dniu nie otrzymali innego dnia wolnego.

2.5.5 Dodatek za pracę w porze nocnej oraz za pracę w niedziele i święta

Pracownikowi wykonującemu pracę w porze nocnej przysługuje dodatkowe wynagrodzenie za każdą godzinę pracy w porze nocnej w wysokości 20% stawki godzinowej wynikającej z najniższego wynagrodzenia.

Pracownikom zatrudnionym w ruchu ciągłym oraz w organizacji pracy wymuszonej procesem technologicznym w niedziele i święta, za każdą godzinę pracy przypadającej według harmonogramu w niedziele i święta przysługuje dodatkowe wynagrodzenie w wysokości 100% stawki godzinowej wynikającej z najniższego wynagrodzenia zasadniczego.

2.5.6 Wynagrodzenia ratowników górniczych

Pracownikom członkom drużyn ratownictwa górnictwa naftowego w okresie pełnienia tej funkcji z tytułu gotowości i wykonywania obowiązków wynikających z pełnienia służby ratownictwa górniczego, przysługuje stały miesięczny dodatek w wysokości 10% wynagrodzenia zasadniczego. Członkom drużyn ratowniczych przysługuje z tytułu: (i) udziału w szkoleniach i ćwiczeniach – stawka godzinowa wynikająca z wynagrodzenia miesięcznego, za każdą godzinę udziału w szkoleniu i ćwiczeniach, (ii) udziału w akcji profilaktycznej - stawka godzinowa wynikająca z wynagrodzenia miesięcznego oraz dodatkowe wynagrodzenie w wysokości 50% stawki godzinowej wynikającej z osobistego zaszeregowania za każdą godzinę udziału w akcji, (iii) udziału w akcji ratowniczej - stawka godzinowa wynikająca z wynagrodzenia miesięcznego oraz dodatkowe wynagrodzenie w wysokości 120% stawki godzinowej wynagrodzenia zasadniczego wynikającego z osobistego zaszeregowania za każdą godzinę udziału w akcji. Członkowie drużyn ratowniczych skoszarowani, za czas dyżurowania w górniczym pogotowiu ratowniczym otrzymują, za każdą dobę skoszarowania stawkę dzienną wynikającą z wynagrodzenia miesięcznego oraz dodatkowe wynagrodzenie w wysokości 50% stawki dziennej wynagrodzenia miesięcznego.

2.5.7 Nagrody jubileuszowe

Pracownikom Spółki o długoletnim okresie pracy zawodowej, przysługuje prawo do nagrody jubileuszowej. Pracownik nabywa prawo do nagrody jubileuszowej w dniu upływu okresu, za który jest ona naliczona. Do okresu zatrudnienia uprawniającego do nagrody jubileuszowej wliczany jest również okres poprzedniego zatrudnienia, z wyłączeniem okresów zatrudnienia zakończonych rozwiązaniem umowy o pracę bez wypowiedzenia z winy pracownika. Podstawę wymiaru nagrody za zatrudnienie u danego pracodawcy stanowi 100% przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia, a w przypadku poprzedniego zatrudnienia – 10% wynagrodzenia. Wysokość nagrody jubileuszowej jest uzależniona od łącznego stażu pracy i wynosi od 150% podstawy po 15 latach pracy ogółem do 800% podstawy po 50 latach pracy ogółem.

2.5.8 Odprawy dla przechodzących na emeryturę lub rentę z tytułu całkowitej lub częściowej niezdolności do pracy

Pracownikowi, którego stosunek pracy ustał w związku z przejściem na emeryturę, uzyskaniem świadczenia lub zasiłku przedemerytalnego, orzeczeniem o całkowitej lub częściowej niezdolności do pracy, przysługuje jednorazowa odprawa pieniężna. Podstawę obliczania odprawy oraz okresy, które są brane pod uwagę, ustalane są analogicznie jak przy nagrodach jubileuszowych. Pracownik ma prawo do odprawy w wysokości od 150% podstawy po 15 latach pracy ogółem do 800% podstawy po 50 latach pracy ogółem.

2.5.9 Odprawa pośmiertna

W razie śmierci pracownika w czasie trwania stosunku pracy lub w czasie pobierania zasiłku z tytułu niezdolności do pracy wskutek choroby, rodzinie pracownika przysługuje odprawa pośmiertna w wysokości: (i) jednomiesięcznego wynagrodzenia jeżeli pracownik zatrudniony był krócej niż 10 lat, (ii) trzymiesięcznego wynagrodzenia pracownika jeżeli był on zatrudniony co najmniej 10 lat, (iii) sześciomiesięcznego wynagrodzenia pracownika jeżeli był on zatrudniony co najmniej 15 lat. Rodzinie pracownika przysługuje dodatkowa odprawa pośmiertna uzupełniająca wysokość odprawy pośmiertnej do dwunastomiesięcznego wynagrodzenia pracownika oraz zwrot kosztów pogrzebu, jeśli śmierć pracownika nastąpiła w wyniku wypadku przy pracy.

2.5.10 Nagroda pieniężna z okazji „Dnia Górnika”

Pracownicy PGNiG mają prawo do pieniężnej nagrody barbórkowej z okazji „Dnia Górnika”. Wysokość nagrody ustalana jest proporcjonalnie do czasu przepracowanego w okresie od 1 grudnia poprzedniego roku do 30 listopada danego roku. Kwotę indywidualnej nagrody barbórkowej stanowi iloczyn dwunastej części podstawy (przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia pracownika) i liczby miesięcy przepracowanych w okresie rozliczeniowym.

2.5.11 Deputat gazowy

Zgodnie z postanowieniami ZUZP osobom, które do dnia 31 grudnia 1995 r. nabyły i mają ustalone uprawnienia emerytalne lub rentowe oraz wdowom i sierotom pobierającym po nich rentę rodzinną, przysługuje ekwiwalent pieniężny za deputat gazowy w stałej wysokości 0,1 tys. zł miesięcznie, tj. 1,5 tys. zł rocznie. Deputat gazowy wypłacany jest dwa razy do roku do 31 maja i do 30 listopada każdego roku, w wysokości stanowiącej każdorazowo połowę rocznego ekwiwalentu. Uprawnienie do otrzymywania ekwiwalentu wygasa z dnia 31 grudnia 2010 r. Wypłata ekwiwalentu może być dokonywana przez pracodawcę lub przez inną instytucję, którą pracodawca upoważni do przejęcia tych zobowiązań. Wypłaty dokonane przez Spółkę z tytułu deputatu gazowego wyniosły 26.657 tys. zł w 2002 roku, 25.786,6 tys. zł w 2003 roku oraz 24.887,1 tys. zł w 2004 roku.

2.5.12 Zasady premiowania

Zgodnie z postanowieniem ZUZP pracownicy PGNiG mogą otrzymywać premie i nagrody. Zasady przyznawania premii i nagród pieniężnych określane są przez poszczególne oddziały Spółki.

2.5.13 Przeciętne wynagrodzenie

Średnia płaca brutto w Spółce wyniosła w latach 2002-2004 odpowiednio 2.974,80 zł, 3.289,50 zł, 3.450,90 zł (a z nagrodami z zysku 3.536,59 zł), a w okresie I kwartału 2005 roku 3.116 zł. W latach 2002 oraz 2003 nie wypłacono nagród z zysku.

Poniższa tabela przedstawia wysokość średniego miesięcznego wynagrodzenia brutto z uwzględnieniem wartości wynagrodzeń i świadczeń pieniężnych pracowników w podziale na poszczególne grupy pracownicze.

	2004 (w zł)	2003 (w zł)	2002 (w zł)
Funkcje zarządzania taktycznego lub doradztwa w obszarach strategicznych	7.670	7.530	7.390
Funkcje zarządzania operacyjnego	5.090	4.840	4.700
Funkcje doradztwa i koordynacji w jednej lub wielu dziedzinach	4.000	3.770	3.600
Funkcje wykonawcze złożone	2.750	2.660	2.540
Funkcje proste	1.960	1.980	1.730
Poza systemem*	13.570	13.340	13.340
Przeciętne wynagrodzenie	**3.450,90**	**3.289,50**	**2.974,80**

**Grupa pracownicza "poza systemem" obejmuje dyrektorów oraz zastępców dyrektorów w Spółce.*

Źródło: Dane własne PGNiG.

Poniższa tabela przedstawia wysokość przeciętnego wynagrodzenia zasadniczego w podziale na poszczególne grupy pracownicze za trzy ostatnie lata obrotowe.

	Stan na 31.12.2004 r. (w zł)	Stan na 31.12.2003 r. (w zł)	Stan na 31.12.2002 r. (w zł)
Funkcje zarządzania taktycznego lub doradztwa w obszarach strategicznych	6.540	6.930	6.180
Funkcje zarządzania operacyjnego	4.190	4.430	3.990
Funkcje doradztwa i koordynacji w jednej lub wielu dziedzinach	3.430	3.690	3.180
Funkcje wykonawcze złożone	2.260	2.280	2.120
Funkcje proste	1.570	1.680	1.800
Poza systemem*	10.980	11.430	10.370

**Grupa pracownicza "poza systemem" obejmuje dyrektorów oraz zastępców dyrektorów w Spółce.*

Źródło: Dane własne PGNiG.

2.5.14 Wynagrodzenia na podstawie umów zlecenia i umów o dzieło

Na rzecz Spółki świadczona jest również praca na podstawie umów zlecenia i umów o dzieło. W 2002 roku łączna wartość wynagrodzeń wypłaconych przez Spółkę na podstawie umów zlecenia i umów o dzieło wyniosła 3.009,6 tys. zł, w 2003 roku – 2.317,4 tys. zł, natomiast w 2004 roku – 3.062,4 tys. zł.

2.6 System świadczeń socjalnych oraz programy ubezpieczeń grupowych i indywidualnych

2.6.1 Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych

Podstawowym aktem prawnym regulującym kwestie świadczeń socjalnych dla pracowników Spółki jest ZUZP. Szczegółowe kwestie związane ze świadczeniami socjalnymi oddziałów Spółki regulowane są przez regulaminy zakładowego funduszu świadczeń socjalnych przyjęte w poszczególnych oddziałach PGNiG.

Fundusz tworzony jest z corocznego odpisu podstawowego, wymaganego Ustawą o ZFŚS. Wysokość odpisu podstawowego na jednego zatrudnionego wynosi 50% przeciętnego wynagrodzenia miesięcznego w drugim półroczu roku poprzedniego, a w przypadku pracownika zatrudnionego w warunkach szczególnie uciążliwych wynosi 75%. Wysokość odpisu podstawowego zwiększana jest o 10% przeciętnego wynagrodzenia miesięcznego w gospodarce uspołecznionej w roku poprzednim lub w II półroczu roku poprzedniego na każdą zatrudnioną osobę uznaną za całkowicie niezdolną do pracy oraz na każdego emeryta i rencistę byłego pracownika, objętych opieką socjalno-bytową. Środki funduszu mogą być zwiększone o: (i) odpis z zysku netto do podziału, (ii) wpływy z opłat pobieranych od osób i jednostek organizacyjnych, (iii) darowizny oraz zapisy osób fizycznych i prawnych, (iv) odsetki od środków funduszu, (v) wpływy z oprocentowania pożyczek udzielanych na cele mieszkaniowe, (vi) inne środki zgodnie z obowiązującymi przepisami. Środki ZFŚS są zwiększane o środki ZFŚS niewykorzystane w roku poprzednim.

Środki ZFŚS przeznaczane są na zwrotną i bezzwrotną pomoc socjalną obejmującą zapomogi losowe i socjalne, finansowanie i dofinansowanie wypoczynku, pomoc na cele mieszkaniowe oraz działalność kulturalno-oświatową i sportowo-rekreacyjną. Spółka zobowiązana jest do organizacji bezpłatnego lub częściowo płatnego zbiorowego wypoczynku dla dzieci pracowników co najmniej raz w roku.

2.6.2 Programy ubezpieczeń grupowych na rzecz pracowników

Grupa Kapitałowa PGNiG objęta jest programami grupowego ubezpieczenia życiowo–emerytalnego z funduszem inwestycyjnym, poszerzonym o ubezpieczenie na wypadek ciężkiej choroby.

Wiodący program funkcjonuje na podstawie następujących umów ubezpieczenia:

- umowy ubezpieczenia zawartej w dniu 23 grudnia 1996 r. pomiędzy PZU Życie a PGNiG; oraz
- umowy ubezpieczenia zawartej w dniu 14 maja 1997 r. pomiędzy PZU Życie a PGNiG wraz z aneksami z dnia 30 września 1998 r., z dnia 2 stycznia 2001 r. oraz z dnia 20 grudnia 2004 r.

Ponadto program ten został oparty na szczególnych warunkach grupowego ubezpieczenia emerytalnego „Pogodna Jesień", grupowego ubezpieczenia na życie typ „Życie" oraz dodatkowego grupowego ubezpieczenia na wypadek ciężkiej choroby.

Na ten program składają się dwie części - ochronna, która obejmuje ubezpieczenie na życie, od następstw nieszczęśliwych wypadków powodujących inwalidztwo lub śmierć ubezpieczonego i ubezpieczenie na wypadek ciężkiej choroby oraz część inwestycyjna, na którą składa się fundusz inwestycyjny „Pogodna Jesień".

Składki z tytułu ubezpieczenia stanowią określony procent zasadniczego miesięcznego wynagrodzenia danego pracownika brutto i opłacane są, w zależności od wybranego przez pracownika wariantu - wyłącznie przez pracodawcę, bądź też wspólnie przez pracodawcę i pracownika, w określonych proporcjach. Minimalna składka z tytułu ubezpieczenia wynosi 2,44% wynagrodzenia pracownika i jest w całości opłacana przez pracodawcę. Jeżeli pracownik zdecyduje się na uzupełnianie składki o wpłaty własne uruchomiony zostaje system dopłat pracodawcy.

Suma ubezpieczenia jest indywidualna dla każdego pracownika - za każdą wpłaconą na część ochronną ubezpieczenia złotówkę ubezpieczony nabywa 1 tys. zł sumy ubezpieczenia.

Do programu ubezpieczeniowego może przystąpić każdy z pracowników zatrudnionych przez Emitenta na podstawie umowy o pracę na czas nieokreślony, który ukończył 18., a nie przekroczył 65. roku życia. Z informacji przekazanych przez Spółkę wynika, że do programów ubezpieczeniowych przystąpiło 88,8% uprawnionych pracowników.

W 2004 roku koszt poniesiony przez PGNiG z tytułu składki ubezpieczeniowej wynosił łącznie 11.947,1 tys. zł.

Opisany powyżej program ubezpieczeniowy będzie funkcjonował do momentu zarejestrowania przez KNUiFE pracowniczego programu emerytalnego tworzonego w PGNiG zgodnie z Ustawą o Pracowniczych Programach Emerytalnych. PPE będzie prowadzony w formie umowy o wnoszenie przez pracodawcę składek pracowników do funduszu inwestycyjnego.

W związku z procesem tworzenia PPE w dniu 2 grudnia 2004 r. została podpisana umowa zakładowa pomiędzy PGNiG jako pracodawcą a pracownikami reprezentującymi wszystkie zakładowe organizacje związkowe działające w PGNiG.

Ponadto PGNiG zawarł w dniu 16 grudnia 2004 r. umowę z trzema funduszami inwestycyjnymi zarządzanymi przez TFI PZU S.A.: Funduszem Inwestycyjnym Otwartym Papierów Dłużnych Polonez, Specjalistycznym Funduszem Inwestycyjnym Otwartym Stabilnego Wzrostu Mazurek oraz Funduszem Inwestycyjnym Otwartym Akcji Krakowiak, do których będą wnoszone środki pochodzące ze składek z tytułu uczestnictwa w PPE.

Powyższe umowy wejdą w życie po zakończeniu, będącej aktualnie w toku, procedury rejestracyjnej w KNUiFE.

2.7 Związki zawodowe

W Spółce działa 30 zakładowych organizacji związków zawodowych:

- Związek Zakładowy Pracowników Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A., Międzyzakładowa Organizacja Oddziałowa w Centrali Spółki;
- Międzyzakładowa Organizacja Związkowa nr 740 NSZZ „Solidarność", Komisja Międzyzakładowa Centrali Spółki PGNiG S.A.;
- Związek Zawodowy Pracowników Inżynieryjno–Technicznych „Kadra" Pracowników Centrali Spółki PGNiG S.A.;
- Międzyzakładowy Związek Zawodowy „Górników – Naftowców" w PGNiG S.A. w Warszawie, Oddział w Sanoku;

- Komisja Międzyzakładowa NSZZ „Solidarność" PGNiG S.A., Oddział w Sanoku;
- Związek Zakładowy „Kadra", Oddział w Sanoku;
- Komisja Międzyzakładowa NSZZ „Solidarność" PGNiG S.A. w Warszawie, Oddział w Zielonej Górze;
- Niezależny Samorządny Związek Zawodowy Górników „Naftowców";
- Związek Zawodowy Dozoru „Kadra", Oddział w Zielonej Górze;
- Międzyzakładowy Związek Zawodowy Pracowników PGNiG S.A., Oddział Zakład Robót Górniczych w Krośnie;
- NSZZ Międzyzakładowa Organizacja Związkowa „Górników Naftowców" PGNiG S.A., Oddział Zakład Robót Górniczych;
- NSZZ „Solidarność" Komisja Międzyzakładowa PGNiG S.A. w Warszawie, Zakład Robót Górniczych w Krośnie;
- Związek Zakładowy Pracowników Inżynieryjno – Technicznych i Ekonomicznych „Kadra";
- Komisja Zakładowa NSZZ „Solidarność" przy PGNiG S.A., Oddział w Odolanowie;
- Związek Zakładowy Dozoru „Kadra" w PGNiG S.A., Oddział w Odolanowie;
- Komisja Międzyzakładowa Niezależnego Samorządnego Związku Zawodowego „Solidarność" w PSG Sp. z o.o. w Gdańsku;
- Związek Zakładowy Pracowników PGNiG S.A., Międzyzakładowa Organizacja Oddziałowa w ROP Gdańsk;
- NSZZ Pracowników ROP w Gdańsku;
- NSZZ „Solidarność", Komisja Zakładowa w ROP Tranów;
- Związek Zawodowy Pracowników PGNiG S.A., Międzyzakładowa Organizacja Oddziałowa w ROP Tranów;
- NSZZ Pracowników Zaplecza w ROP Tranów;
- Związek Zawodowy Gazowników w Poznaniu;
- Związek Zawodowy Pracowników Gazownictwa Wielkopolskiego w Poznaniu;
- Komisja Międzyzakładowa NSZZ „Solidarność" w WSG. Sp. z o.o., Oddział Zakład Gazowniczy Poznań oraz ROP Poznań;
- Związek Zawodowy Pracowników Zakładu Gazowniczego w Szczecinie;
- Komisja Zakładowa NSZZ „Solidarność" PGNiG S.A., ROP we Wrocławiu;
- Związek Zawodowy Pracowników PGNIG S.A., Międzyzakładowa Organizacja Oddziałowa ROP we Wrocławiu;
- Komisja Zakładowa NSZZ „Solidarność" PGNiG S.A., ROP w Warszawie Rembelszczyzna;
- NSZZ „Solidarność", Komisja Zakładowa PGNiG S.A., ROP w Świerklanach;
- Związek Zakładowy Pracowników PGNiG S.A., Międzyzakładowa Organizacja Oddziałowa ROP w Świerklanach.

Na dzień 31 grudnia 2004 r. około 4.000 pracowników Spółki było zrzeszonych w związkach zawodowych.

2.8 Spory zbiorowe

W czerwcu 2000 roku zostało przeprowadzone referendum wśród pracowników PGNiG w sprawie przystąpienia do sporu zbiorowego. 98,9% pracowników, którzy wzięli udział w referendum opowiedziało się za przystąpieniem do sporu zbiorowego. Powodem, dla którego wszczęto spór zbiorowy i powołano komitet protestacyjny był brak zgody związków zawodowych na realizację programu rządowego z dnia 23 maja 2000 r. dotyczącego restrukturyzacji i prywatyzacji Spółki, w wyniku której pracownicy uprawnieni do Akcji otrzymaliby Akcje PGNiG pozbawionego części majątku Spółek Gazownictwa i spółki poszukiwawczo-

wydobywczej Górnictwo Naftowe Sp. z o.o, które w procesie podziału PGNiG miały się stać jednoosobowymi spółkami Skarbu Państwa. Zostało ogłoszone pogotowie strajkowe. W wyniku negocjacji i rozmów podpisano w dniu 3 stycznia 2001 r. porozumienie między PGNiG a komitetem protestacyjnym, w wyniku którego rozwiązano komitet protestacyjny. Porozumienie z dnia 3 stycznia 2001 r. przewidywało m. in. powołanie pełnomocnika Zarządu do spraw kontaktów ze związkami zawodowymi, zagwarantowanie tworzonym w ramach restrukturyzacji spółkom pakietu zleceń, zobowiązanie stron porozumienia do działania na rzecz zachowania prawa do objęcia przez uprawnione osoby do 15% Akcji z całego kapitału PGNiG. Związki zawodowe zastrzegły sobie prawo do podjęcia statutowych działań w przypadku naruszania postanowień porozumienia przez Zarząd.

W 2004 roku w PSG Sp. z o.o. Komisja Międzyzakładowa NSZZ "Solidarność" PSG Sp. z o.o. powołała komitet protestacyjny i przystąpiła do sporu zbiorowego. Przyczyną sporu były sprawy płacowe oraz zmiany organizacyjne. W wyniku negocjacji zarządu PSG Sp. z o.o. z komitetem protestacyjnym podpisano 29 lipca 2004 r. porozumienie i rozwiązano komitet protestacyjny. W porozumieniu zarząd spółki przedstawił swoje stanowisko w zakresie postulatów Komisji Międzyzakładowej NSZZ "Solidarność" PSG Sp. z o.o. Wyjaśnienia zarządu zostały przyjęte przez Komisję Międzyzakładową NSZZ "Solidarność" PSG Sp. z o.o. z zastrzeżeniami przewidującymi m. in. konsultowanie z Komisją Międzyzakładową NSZZ "Solidarność" PSG Sp. z o.o. strategii spółki oraz zmian w regulaminie organizacyjnym spółki, uzgodnienie z organizacją związkową zasad przyznawania premii i nagród dla dyrektorów nieobjętych ZUZP oraz planu reorganizacji jednostek terenowych spółki. Ponadto porozumienie przewidywało informowanie Komisji Międzyzakładowej NSZZ "Solidarność" PSG Sp. z o.o. o wszelkich przetargach przeprowadzanych przez spółkę. Komisja Międzyzakładowa NSZZ "Solidarność" PSG Sp. z o.o. zastrzegła, iż w przypadku niedotrzymania postanowień porozumienia pogotowie strajkowe zostanie wznowione. W dniu 19 kwietnia 2005 r. w PSG Sp. z o.o. ponownie został zawiązany komitet protestacyjny, który wystosował w stosunku do zarządu PSG Sp. z o.o. listę żądań dotyczących głównie spraw płacowych, podziału nagrody z zysku, wdrożenia nowego regulaminu organizacyjnego i restrukturyzacji zatrudnienia. Obecnie prowadzone są negocjacje pomiędzy zarządem PSG Sp. z o.o. a związkami zawodowymi.

W dniu 5 stycznia 2005 r. organizacje związków zawodowych działające w ROP-ach powołały komitet protestacyjny, który sformułował żądania anulowania decyzji Zarządu oraz przystąpienia do rozmów z organizacjami związkowymi na temat przekazania na podstawie Umowy Leasingu całego majątku przesyłowego do PGNiG Przesył. W dniu 17 lutego 2005 r. został podpisany protokół ustaleń pomiędzy organizacjami związków zawodowych działających w ROP-ach a PGNiG i PGNiG Przesył, w wyniku którego ustały podstawy żądań, które były przyczyną powołania komitetu protestacyjnego.

Niektóre związki zawodowe w Grupie Kapitałowej PGNiG, np. Związkowa Komisja Koordynacyjna oraz Sekcja Górnictwa Naftowego i Gazownictwa NSZZ "Solidarność", wniosły protest przeciwko przeniesieniu wszystkich udziałów PGNiG Przesył na rzecz Skarbu Państwa. Zdaniem związków zawodowych PGNiG Przesył powinna pozostać spółką zależną PGNIG. Po otrzymaniu wyjaśnień Zarządu i Ministra Skarbu Państwa związki zawodowe odstąpiły od czynnego protestu.

3 INFORMACJE O OSOBACH ZARZĄDZAJĄCYCH I NADZORUJĄCYCH

3.1 Zarząd

Na dzień 24 maja 2005 r. Zarząd składał się z 6 członków.

Wspólna kadencja Zarządu została wprowadzona w Spółce z dniem rejestracji zmian Statutu uchwalonych przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie w dniu 29 kwietnia 2004 r., tj. w dniu 31 maja 2004 r. Zważywszy na to, że uchwała ta nie przewidywała żadnego szczegółowego rozwiązania co do charakteru kadencji będących w toku w dniu uchwalenia oraz rejestracji zmiany Statutu, należy przyjąć, że kadencje urzędujących w tym czasie członków Zarządu są nadal indywidualne. Natomiast wspólna kadencja rozpoczyna się dla członków Zarządu powołanych po dacie rejestracji zmian Statutu, a początkowym terminem, od którego biegnie wspólna kadencja będzie data powołania pierwszego członka Zarządu po rejestracji zmian Statutu. Pierwszym członkiem Zarządu powołanym po dacie rejestracji zmian Statutu jest pan Jan Anysz, którego wybór został stwierdzony w dniu 10 stycznia 2005 r. Należy przyjąć, że każdy następny członek Zarządu powoływany po tej dacie będzie powoływany na wspólną trzyletnią kadencję rozpoczynającą się w dniu stwierdzenia wyboru przedstawiciela pracowników w Zarządzie, tj. pana Jana Anysza. Zatem na wspólną kadencję został powołany również pan Mieczysław Jakiel mimo tego, że został powołany w dnia 27 kwietnia 2005 r., kadencja jego skończy się w dniu 10 stycznia 2008 r., tak jak kadencja pana Jana Anysza. Z uwagi na to, że pozostali członkowie Zarządu zostali powołani przed rejestracją zmian Statutu, należy przyjąć, że ich kadencje są indywidualne (zatem na indywidualne kadencje zostali powołani następujący członkowie Zarządu: pan Marek Kossowski, pan Marek Foltynowicz, pan Paweł Kamiński oraz pan Franciszek Krok).

Poniżej przedstawione zostały informacje o osobach zarządzających na podstawie złożonych przez nie oświadczeń. Wszyscy członkowie Zarządu zatrudnieni są na podstawie umowy o pracę zawartej w związku z powołaniem w skład Zarządu. Wszyscy członkowie Zarządu zatrudnieni są w pełnym wymiarze czasu pracy, na czas nieokreślony.

Żaden z członków Zarządu: (i) nie wykonuje żadnej innej działalności poza przedsiębiorstwem PGNiG, która byłaby konkurencyjna wobec działalności przedsiębiorstwa PGNiG, (ii) nie jest wspólnikiem w konkurencyjnej wobec Emitenta spółce cywilnej lub osobowej, (iii) nie jest członkiem organu jakiejkolwiek spółki kapitałowej lub innej osoby prawnej konkurencyjnej wobec PGNiG, (iv) nie został wpisany do rejestru dłużników niewypłacalnych, (v) nie pełnił funkcji zarządzających lub nadzorczych w podmiotach, które znalazły się w stanie upadłości lub likwidacji w trakcie trwania kadencji tych osób, (vi) nie został pozbawiony przez sąd upadłościowy prawa prowadzenia działalności gospodarczej na własny rachunek oraz pełnienia funkcji członka rady nadzorczej, reprezentanta lub pełnomocnika w spółce handlowej, przedsiębiorstwie państwowym, spółdzielni, fundacji lub stowarzyszeniu, ani nie został skazany prawomocnym wyrokiem za przestępstwa określone w przepisach rozdziałów XXXIII-XXXVII Kodeksu Karnego oraz art. 585, 587, i 590-591 KSH.

W dniu 30 marca 2005 r. Rada Nadzorcza podjęła uchwały nr 44/III/05 oraz 45/III/05 w sprawie rozpisania konkursów na stanowiska Wiceprezesa ds. Ekonomiczno-Finansowych oraz Wiceprezesa ds. Techniczno-Produkcyjnych, które to konkursy odbywają się w trybie art. 19a ust. 2 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji. 25 kwietnia 2005 r. stanowisko Wiceprezesa ds. Techniczno-Produkcyjnych objął pan Mieczysław Jakiel. 27 kwietnia 2005 r. Rada Nadzorcza zakończyła postępowanie kwalifikacyjne na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Ekonomiczno-Finansowych bez wyłonienia kandydata. W związku z tym sprawy ekonomiczno-finansowe zgodnie z uchwałą Zarządu z dnia 22 lutego 2005 r. pozostają nadal w zakresie obowiązków pana Pawła Kamińskiego.

Informacje o adresach zamieszkania członków Zarządu zostały objęte wnioskiem o niepublikowanie.

Marek Kossowski – Prezes Zarządu

Lat 53. Numer PESEL 52030504476. Posiada wykształcenie wyższe. W 1979 r. ukończył studia o kierunku wychowanie techniczne na Uniwersytecie Śląskim w Katowicach. Pracę zawodową rozpoczął w 1971 roku w Wytwórni Sprzętu Komunikacyjnego "PZE-Kalisz", gdzie pracował do 1972 roku. W latach 1975-1976 zajmował stanowisko referenta na Uniwersytecie Śląskim w Katowicach. Od roku 1976 do 1980 pracował w Zarządzie Wojewódzkim Socjalistycznego Związku Studentów Polskich w Katowicach (ostatnia pełniona funkcja – wiceprzewodniczący). Od 1980 do 1983 roku pracował w Komitecie Wojewódzkim PZPR w Katowicach (ostatnio zajmowane stanowisko - zastępca kierownika Kancelarii I Sekretarza Komitetu Wojewódzkiego PZPR). Od 1983 do 1986 pracował w Urzędzie Rady Ministrów (ostatnio zajmowane stanowisko - wicedyrektor gabinetu Prezesa Rady Ministrów). W latach 1986–1987 zajmował stanowisko dyrektora gabinetu ministra w Ministerstwie Górnictwa i Energetyki, a w latach 1988-1990 zastępcy dyrektora generalnego wspólnoty we Wspólnocie Węgla Kamiennego – Oddział w Warszawie. Od 1990 roku był dyrektorem oddziału oraz członkiem zarządu Państwowej Agencji Węgla Kamiennego S.A. – Oddział w Warszawie. Funkcję tę pełnił do 1993 roku. W latach 1993-1994 pracował jako dyrektor departamentu w Polskim Banku Inwestycyjnym S.A. w Warszawie. Od 1994 do 1995 roku pełnił funkcję doradcy prezesa zarządu spółki TUiR Warta S.A. oraz funkcję wiceprezesa zarządu spółki Warta Vita S.A. Od 1995 roku pracował w Powszechnym Banku Kredytowym S.A. w Warszawie, gdzie do 1999 roku pełnił funkcję członka zarządu. W latach 1999-2000 był prezesem zarządu spółki PBK Nieruchomości S.A., a w latach 2000-2001 obejmował stanowisko dyrektora w Przedsiębiorstwie Obsługi Cudzoziemców Dipservice Warszawa. W latach 2001-2003 pracował jako podsekretarz stanu w Ministerstwie Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej. Ponadto pełni funkcję przewodniczącego rady nadzorczej spółki Gas Trading oraz wiceprzewodniczącego rady nadzorczej spółki EuRoPol GAZ. Od 3 lipca 2003 r. pełni funkcję Prezesa Zarządu, a jego kadencja upływa z dniem 3 lipca 2006 r.

Jan Anysz – Wiceprezes Zarządu ds. Pracowniczych i Nadzoru Właścicielskiego

Lat 55. Numer PESEL 50081500175. Posiada wykształcenie wyższe. W 1984 r. ukończył studia o kierunku budownictwo lądowe w Wyższej Szkole Inżynierskiej w Opolu. W 1996 r. ukończył studia podyplomowe w zakresie organizacji i zarządzania w gazownictwie. Ponadto w 1997 roku zdał egzamin państwowy dla kandydatów na członków rad nadzorczych spółek Skarbu Państwa, a w 2004 roku ukończył podyplomowe studium menedżerskie w zakresie europejskiego modelu zarządzania. Karierę zawodową rozpoczął w 1970 roku w Wielkopolskim Okręgowym Zakładzie Gazowniczym, gdzie do 1973 roku pracował jako kierownik oddziału produkcji. W latach 1973–1999 zajmował stanowisko kierownika rozdzielni gazu w Górnośląskim Okręgowym Zakładzie Gazowniczym. Od 1999 do 2001 roku pełnił funkcję Wiceprezesa Zarządu, a w latach 2001–2002 był pełnomocnikiem Dyrektora Generalnego ds. Gazownictwa, w latach 2002-2003 Dyrektorem Pionu Dystrybucji Gazu, a od 2004 roku do chwili obecnej zajmuje stanowisko Zastępcy Dyrektora w Departamencie Nadzoru

Właścicielskiego. Pełni także funkcję członka rady nadzorczej spółki GSG Sp. z o.o. Pan Jan Anysz jest członkiem Zarządu wybranym przez pracowników. Od 10 stycznia 2005 r. pełni funkcję Wiceprezesa Zarządu, a jego kadencja upływa z dniem 10 stycznia 2008 r.

Marek Foltynowicz – Wiceprezes Zarządu ds. Strategii i Restrukturyzacji Grupy Kapitałowej

Lat 54. Numer PESEL 51041002854. Posiada wykształcenie wyższe. W 1973 r. ukończył studia o kierunku technologia i inżynieria chemiczna na Politechnice Śląskiej w Gliwicach. Ponadto zdał egzamin państwowy dla kandydatów na członków rad nadzorczych spółek Skarbu Państwa. Karierę zawodową rozpoczął w 1973 roku w Zakładzie Polimerów PAN w Zabrzu, gdzie do 1975 roku był zatrudniony jako pracownik naukowy. W latach 1976–1982 pracował jako główny projektant w Biurze Projektów Biprokop w Chorzowie. W 1982 roku został zatrudniony w Zakładzie Nawozów Sztucznych w Alkaim w Iraku, gdzie pracował do 1985 roku. W latach 1985-1990 pracował na stanowisku głównego projektanta w Biurze Projektów Prosynchem w Gliwicach i BiproRaf w Gdańsku. Od 1990 do 1996 roku pracował jako kierownik działu rozwoju w Rafinerii Gdańskiej S.A., a od 1996 do 2000 roku pełnił funkcję członka zarządu Nafty Polskiej S.A. W latach 2000 – 2003 pełnił funkcję dyrektora firmy konsultingowej PetroMark w ramach własnej działalności gospodarczej. Pełni także funkcję członka rady nadzorczej w spółce Investgas S.A. oraz Gaskon S.A. Od 9 lipca 2003 r. pełni funkcję Wiceprezesa Zarządu, a jego kadencja upływa z dniem 9 lipca 2006 r.

Mieczysław Jakiel – Wiceprezes Zarządu ds. Techniczno-Produkcyjnych

Lat 55. Numer PESEL 49092110235. Posiada wykształcenie wyższe. W 1973 r. ukończył studia o kierunku kopalnictwo naftowe i gazownictwo na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Ponadto ukończył podyplomowe studia w zakresie zarządzania w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie oraz kurs organizacji i prowadzenia akcji ratowniczych organizowany przez ratowniczą stację górnictwa otworowego. Zdał także egzamin państwowy dla kandydatów na członków rad nadzorczych spółek Skarbu Państwa. Posiada także uprawnienia przyznawane przez Okręgowy Urząd Górniczy, do zajmowania stanowiska kierownika ruchu zakładu górniczego. Karierę zawodową rozpoczął w 1973 roku w Krośnieńskim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu PGNiG w Krośnie, gdzie do 1978 roku pracował jako kierownik kopalni. W latach 1978–1986 zajmował stanowisko wojewódzkiego inspektora okręgowego w Inspektoracie Gospodarki Energetycznej w Krakowie. Od 1986 roku pełnił funkcję zastępcy dyrektora oraz kierownika ruchu zakładu górniczego w Krośnieńskim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu PGNiG w Krośnie, gdzie pracował do 1999 roku. W latach 1999–2002 pełnił funkcję Dyrektora Oddziału PGNiG - Zakład Gazowniczy w Rzeszowie oraz prezesa KSG Sp. z o.o. w organizacji. Pełni także funkcję członka rady nadzorczej w spółkach EuRoPol GAZ i Gas Trading. Od 25 kwietnia 2005 r. pełni funkcję Wiceprezesa Zarządu, a jego kadencja upływa z dniem 10 stycznia 2008 r.

Paweł Kamiński – Wiceprezes Zarządu ds. Integracji Europejskiej i Współpracy Międzynarodowej

Lat 37. Numer PESEL 68082901956. Posiada wykształcenie wyższe. W 1999 r. ukończył studia o kierunku zarządzanie i marketing na Uniwersytecie Warszawskim. Karierę zawodową rozpoczął w 1994 roku w spółce Corporate Development International Sp. z o.o., gdzie do 1995 roku zajmował stanowisko specjalisty ds. marketingu i sprzedaży. Od 1995 do 2003 roku pracował w warszawskim biurze Banku Światowego, do 2001 roku jako specjalista, a następnie jako starszy specjalista ds. sektora energetycznego. W tym okresie zajmował się restrukturyzacją oraz przygotowaniem projektów inwestycyjnych firm dla branży energetycznej w Polsce. W roku 1998 odbył dwa szkolenia z zakresu negocjacji i ekonomicznej analizy projektów inwestycyjnych organizowanych przez: Harwardzki Instytut Stosunków Międzynarodowych i Bank Światowy. Pełni także funkcję członka rady nadzorczej w spółkach Gaskon S.A. i Investgas S.A. Od 7 sierpnia 2003 r. pełni funkcję Wiceprezesa Zarządu, a jego kadencja upływa z dniem 7 sierpnia 2006 r.

Franciszek Krok – Wiceprezes Zarządu ds. Handlu i Marketingu

Lat 53. Numer PESEL 52040903757. Posiada wykształcenie wyższe. W 1976 r. ukończył studia o kierunku elektromechanika w Moskiewskim Instytucie Energetycznym w Moskwie. Jest doktorem nauk technicznych. Ponadto zdał egzamin państwowy dla kandydatów na członków rad nadzorczych spółek Skarbu Państwa. Posiada także tytuł dyplomowanego pracownika bankowego. Karierę zawodową rozpoczął w 1977 roku w Wyższej Szkole Inżynierskiej w Opolu, gdzie do 1979 roku pracował jako asystent. W latach 1979–1982 był kierownikiem wydziału oraz członkiem komitetu wykonawczego w Naczelnej Radzie Socjalistycznego Związku Studentów Polskich. W roku 1982 objął stanowisko głównego specjalisty w Ministerstwie Nauki, Szkolnictwa Wyższego i Techniki. W latach 1984–1989 sprawował funkcję doradcy wiceprezesa, a następnie doradcy Prezesa Rady Ministrów RP. W latach 1989–1995 pełnił następujące funkcje: radcy w stałym przedstawicielstwie Polski w Radzie Wzajemnej Pomocy Gospodarczej, zastępcy stałego przedstawiciela Polski w Radzie Wzajemnej Pomocy Gospodarczej, radcy ds. handlowych w Biurze Radcy Handlowego przy Ambasadzie RP w Moskwie, a następnie pełnił tam obowiązki kierownika Biura Radcy Handlowego. Od 1995 do 2003 roku pracował w spółce BRE Bank S.A. jako naczelnik, a następnie wicedyrektor Departamentu

Instytucji Finansowych. Pełni także funkcję członka rady nadzorczej w spółce Investgas S.A. oraz Intergaz Sp. z o.o. Od 7 sierpnia 2003 r. pełni funkcję Wiceprezesa Zarządu, a jego kadencja upływa z dniem 7 sierpnia 2006 r.

3.2 Rada Nadzorcza

Na dzień 24 maja 2005 r. Rada Nadzorcza składała się z 6 członków.

Wspólna kadencja Rady Nadzorczej została wprowadzona w Spółce z dniem rejestracji zmian Statutu uchwalonych przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie w dniu 29 kwietnia 2004 r., tj. w dniu 31 maja 2004 r. W dniu 29 kwietnia 2005 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę, na mocy której powołano sześciu przedstawicieli Skarbu Państwa w skład Rady Nadzorczej. Od tego dnia należy liczyć wspólną, trzyletnią kadencję Rady Nadzorczej. Każde następne powołanie będzie następować na wspólną kadencję, która rozpoczęła się z tym dniem.

Rada Nadzorcza w możliwie jak najszybszym terminie zarządzi wybory przedstawicieli pracowników do Rady Nadzorczej.

Poniżej przedstawione zostały informacje o osobach nadzorujących na podstawie złożonych przez nie oświadczeń.

Żaden z członków Rady Nadzorczej: (i) nie wykonuje żadnej innej działalności poza przedsiębiorstwem PGNiG, która byłaby konkurencyjna wobec działalności przedsiębiorstwa PGNiG, (ii) nie jest wspólnikiem w konkurencyjnej wobec Emitenta spółce cywilnej lub osobowej, (iii) nie jest członkiem organu jakiejkolwiek spółki kapitałowej lub innej osoby prawnej konkurencyjnej wobec PGNiG, (iv) nie został wpisany do rejestru dłużników niewypłacalnych, (v) nie pełnił funkcji zarządzających lub nadzorczych w podmiotach, które znalazły się w stanie upadłości lub likwidacji w trakcie trwania kadencji tych osób z wyjątkiem Magdaleny Bąkowskiej, która pełniła funkcję członka rady nadzorczej w Zakładach Przemysłu Dziewiarskiego Femina S.A. w upadłości, (vi) nie został pozbawiony przez sąd upadłościowy prawa prowadzenia działalności gospodarczej na własny rachunek oraz pełnienia funkcji członka rady nadzorczej, reprezentanta lub pełnomocnika w spółce handlowej, przedsiębiorstwie państwowym, spółdzielni, fundacji lub stowarzyszeniu, ani nie został skazany prawomocnym wyrokiem za przestępstwa określone w przepisach rozdziałów XXXIII-XXXVII Kodeksu Karnego oraz art. 585, 587, i 590-591 KSH.

Informacje o adresach zamieszkania członków Rady Nadzorczej zostały objęte wnioskiem o niepublikowanie.

Zbigniew Kamieński – Przewodniczący Rady Nadzorczej

Lat 56. Numer PESEL 48111704459. Posiada wykształcenie wyższe. W 1973 roku ukończył studia na wydziale budowy okrętów na Politechnice Gdańskiej. Karierę zawodową rozpoczął w 1973 roku jako asystent w Instytucie Maszyn Przepływowych Polskiej Akademii Nauk w Gdańsku, gdzie pracował do 1976 roku. W latach 1976-1977 pełnił funkcję inspektora w Polskim Rejestrze Statków w Gdańsku, a w latach 1977-1979 był zastępcą kierownika wydziału pracy i spółdzielczości studenckiej w Zarządzie Głównym Socjalistycznego Związku Studentów Polskich. W latach 1979-1983 obejmował stanowisko dyrektora wydziału gospodarki terenowej i ochrony środowiska w Urzędzie Wojewódzkim w Chełmie, w latach 1983-1986 był dyrektorem zespołu kontroli i ocen stanu środowiska w Państwowej Inspekcji Ochrony Środowiska, a w latach 1986-1987 pełnił funkcję doradcy Ministra Górnictwa i Energetyki. Od 1988 do 1990 roku obejmował stanowisko zastępcy dyrektora zespołu ochrony środowiska we Wspólnocie Węgla Kamiennego, a od 1990 do 1996 roku był dyrektorem zespołu kontroli w Głównym Inspektoracie Ochrony Środowiska. W latach 1996-1998 pełnił funkcję zastępcy Głównego Inspektora Ochrony Środowiska, a w latach 1999-2001 był dyrektorem departamentu ochrony środowiska w Ministerstwie Środowiska. W 2002 roku (do października 2002 roku) pełnił obowiązki zastępcy dyrektora biura orzecznictwa administracyjnego w Ministerstwie Środowiska, a od listopada 2002 roku pełni obowiązki dyrektora departamentu bezpieczeństwa energetycznego w Ministerstwie Gospodarki i Pracy. Pan Zbigniew Kamieński jest Przewodniczącym Rady Nadzorczej oraz reprezentantem Skarbu Państwa w Radzie Nadzorczej. Od 29 kwietnia 2005 r. pełni funkcję członka (a od 11 maja 2005 r. funkcję Przewodniczącego) Rady Nadzorczej, a jego kadencja upływa z dniem 29 kwietnia 2008 r.

Tadeusz Soroka – Zastępca Przewodniczącego Rady Nadzorczej

Lat 53. Numer PESEL 52050504836. Posiada wykształcenie wyższe. W 1979 roku ukończył studia o kierunku organizacja przemysłu na Politechnice Śląskiej w Gliwicach. Ponadto ukończył studia podyplomowe z zakresu zarządzania projektami na wydziale organizacji i zarządzania Politechniki Śląskiej oraz ubezpieczeń i bankowości na wydziale inżynierii produkcji Politechniki Warszawskiej. Ukończył także studium Informatique de Gestion et Economie de Marche w Paryżu. Posiada otwarty przewód doktorski z zakresu zarządzania ryzykiem ekonomicznym. Karierę zawodową rozpoczął w 1979 roku w Przedsiębiorstwie Robót

Zmechanizowanych i Montażowych w Bytomiu na stanowisku specjalisty ds. organizacji. W latach 1988–1992 był prezesem Krajowego Przedsiębiorstwa „Geneza" S.A. w Bytomiu, w latach 1992–1993 był dyrektorem handlowym w „Agrohansa Śląsk" w Bieruniu, a w latach 1993–1995 wiceprezesem, a w latach 1998-1999 prezesem „Huty Małapanew" S.A. w Ozimku. Od 1996 do 1998 pełnił funkcję prezesa Agencji Techniki i Technologii w Warszawie, a w latach 1995 – 1996 był podsekretarzem stanu w Ministerstwie Przemysłu i Handlu. Od 1999 do 2001 roku pełnił funkcję prezesa spółki Daewoo Towarzystwo Ubezpieczeniowe S.A. w Warszawie, a w latach 2003–2005 zajmował stanowisko podsekretarza stanu w Ministerstwie Skarbu Państwa. Obecnie (od kwietnia 2005 roku) jest wiceprezesem zarządu spółki KOPEX S.A. w Katowicach. Ponadto pełnił funkcję przewodniczącego rad nadzorczych w Agencji Rozwoju Przemysłu S.A. w Warszawie (w latach 1996-1997), w Centrali Zbyt Węgla „Węglozbyt" S.A. w Katowicach (w latach 1997-1999) i Bytomskiego Przedsiębiorstwa Komunalnego Sp. z o.o. w Bytomiu (w latach 2002-2003). Jest członkiem rad nadzorczych w Rafinerii Gdańskiej S.A. w Gdańsku, Narodowym Funduszu Inwestycyjnym „OCTAVA" S.A. w Warszawie, Nowosądeckiej Fabryce Maszyn Górniczych „Nowomag" S.A. w Nowym Sączu oraz w spółce „Daewoo-FSO" S.A. w Warszawie. Ponadto pełni funkcję prezesa Stowarzyszenia International Association for Energy Economy w Polsce. Pan Tadeusz Soroka jest Wiceprzewodniczącym Rady Nadzorczej oraz reprezentantem Skarbu Państwa w Radzie Nadzorczej. Od 29 kwietnia 2005 r. pełni funkcję członka (a od 11 maja 2005 r. Zastępcy Przewodniczącego) Rady Nadzorczej, a jego kadencja upływa z dniem 29 kwietnia 2008 r.

Andrzej Arendarski – Członek Rady Nadzorczej

Lat 56. Numer PESEL 49111500311. Posiada wykształcenie wyższe. W 1972 r. ukończył studia o kierunku geologia stratygraficzno-poszukiwawcza na wydziale Geologii Uniwersytetu Warszawskiego. W 1981 roku obronił pracę doktorską w Instytucie Filozofii i Socjologii Polskiej Akademii Nauk. W latach 1984–1989 prowadził własną działalność gospodarczą. Od 1989 do 1993 roku pełnił funkcję posła w Sejmie RP, a w latach 1992–1993 sprawował funkcję Ministra Współpracy Gospodarczej z Zagranicą. W latach 2002–2003 pełnił funkcję prezesa zarządu spółki Niezależny Operator Międzystrefowy Sp. z o.o., a w latach 2002-2004 spółki Tel – Energo S.A. Od 2003 do końca 2004 roku był doradcą rady nadzorczej spółki Bankowe Przedsiębiorstwo Telekomunikacyjne Telbank S.A. Ponadto od 1990 roku jest prezesem Krajowej Izby Gospodarczej. Pełni także funkcję członka rady nadzorczej spółki EuRoPol GAZ oraz spółki Izomar Sp. z o.o., Agros Holding S.A. oraz Biuro Reklamy S.A. Pan Andrzej Arendarski jest reprezentantem Skarbu Państwa w Radzie Nadzorczej. Od 29 kwietnia 2005 r. pełni funkcję członka Rady Nadzorczej, a jego kadencja upływa z dniem 29 kwietnia 2008 r.

Magdalena Bąkowska - Członek Rady Nadzorczej

Lat 43. Numer PESEL 62060406107. Posiada wykształcenie wyższe. W 1988 r. ukończyła studia o kierunku organizacja i zarządzanie przemysłem na Politechnice Warszawskiej. W 1992 roku zdała państwowy egzamin dla kandydatów na członków rad nadzorczych spółek Skarbu Państwa. Ponadto w 2003 roku ukończyła podyplomowe studium wyceny nieruchomości na Wydziale Geodezji i Kartografii Politechniki Warszawskiej. W latach 1992-2004 ukończyła kursy i seminaria specjalistyczne z zakresu finansów, wycen, restrukturyzacji, negocjacji i technik komunikowania, zarządzania finansami, negocjowania transakcji prywatyzacyjnych, zagadnień związanych z Unią Europejską oraz rachunkowości organizowane przez Ministerstwo Skarbu Państwa, Price Waterhouse International Group i Niemiecką Agencję Prywatyzacji Treuhand Osteuropa Beratungsgesellschaft mbH i CET Training. Karierę zawodową rozpoczęła w 1989 roku w Przedsiębiorstwie Handlu Zagranicznego "Metronex", gdzie do 1991 roku pracowała na stanowisku specjalisty ds. finansów krajowych. W latach 1991-1996 pracowała w Ministerstwie Przekształceń Własnościowych w Departamencie Prywatyzacji Małych i Średnich Przedsiębiorstw, a następnie w Departamencie Prywatyzacji Bezpośredniej i Delegatur na stanowisku starszego specjalisty. W roku 1996 zaczęła pracę w Ministerstwie Skarbu Państwa, gdzie do 1997 roku zajmowała stanowisko naczelnika wydziału w Departamencie Prywatyzacji Kapitałowej i Restrukturyzacji, w latach 1998-2001 pełniła funkcję naczelnika wydziału w Departamencie Nadzoru i Prywatyzacji II, a następnie, w latach 2002-2004, w Departamencie Restrukturyzacji i Pomocy Publicznej. Ponadto, w latach 1997-1999 pełniła funkcję członka rady nadzorczej w Zakładach Przemysłu Dziewiarskiego Femina S.A. w Łodzi (w upadłości). Od 2004 roku pełni obowiązki zastępcy dyrektora w Departamencie Nadzoru Właścicielskiego III Ministerstwa Skarbu Państwa. Ponadto jest członkiem rady nadzorczej spółki Koksownia Przyjaźń Sp. z o.o. w Dąbrowie Górniczej. Pani Magdalena Bąkowska jest reprezentantem Skarbu Państwa w Radzie Nadzorczej. Od 29 kwietnia 2005 r. pełni funkcję członka Rady Nadzorczej, a jej kadencja upływa z dniem 29 kwietnia 2008 r.

Bogusław Kasprzyk - Członek Rady Nadzorczej

Lat 42. Numer PESEL 63040707654. Posiada wykształcenie wyższe. W 1989 r. ukończył studia o kierunku napęd elektryczny na Politechnice Warszawskiej, a w 1995 roku studia o kierunku zarządzanie finansami na Uniwersytecie Warszawskim. Karierę zawodową rozpoczął w 1994 roku w spółce Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., gdzie do 1996 roku pracował jako analityk finansowy - kierownik projektu. W 1996

roku zajmował stanowisko kontrolera finansowego w spółce Westwood Poland Sp. z o.o. W latach 1996-1999 sprawował funkcję dyrektora finansowego oraz członka zarządu spółki Netia Telekom S.A. W 1999 roku pełnił funkcję dyrektora finansowego i członka zarządu spółki Formus Polska Sp. z o.o., a w latach 1999-2002 pracował jako konsultant projektu w Norwich Union Towarzystwo Ubezpieczeń na Życie S.A. Od 2002 do kwietnia 2005 roku pełnił funkcję prezesa zarządu PZU Życie S.A. Pan Bogusław Kasprzyk jest reprezentantem Skarbu Państwa w Radzie Nadzorczej. Od 29 kwietnia 2005 r. pełni funkcję członka Rady Nadzorczej, a jego kadencja upływa z dniem 29 kwietnia 2008 r.

Dawid Sukacz - Członek Rady Nadzorczej

Lat 33. Numer PESEL 72093008193. Posiada wykształcenie wyższe. W 1996 r. ukończył studia o kierunku zarządzanie na Akademii Ekonomicznej w Krakowie. Posiada tytuł doktora nauk ekonomicznych Akademii Ekonomicznej w Krakowie. Ponadto ukończył podyplomowe studia MBA w Wyższej Szkole Przedsiębiorczości i Zarządzania w Nowym Sączu, jest licencjonowanym doradcą inwestycyjnym i maklerem papierów wartościowych. Karierę zawodową rozpoczął w 1995 roku w Banku Przemysłowo-Handlowym S.A., gdzie do 1997 roku pracował jako doradca inwestycyjny. W latach 1997-1998 pracował jako doradca inwestycyjny w spółce Wood & Company, a w latach 1998-2003 zajmował stanowisko dyrektora inwestycyjnego oraz członka zarządu spółki PTE Commercial Union S.A. Od 2004 roku pełni funkcję dyrektora zarządzającego oraz członka zarządu spółki BBI Capital S.A., a także przewodniczącego rady nadzorczej w spółkach Telecom Media Sp. z o.o. oraz CC Group Sp. z o.o. Ponadto jest przewodniczącym rady nadzorczej spółki Overnet Interactive Agency Sp. z o.o. Pan Dawid Sukacz jest reprezentantem Skarbu Państwa w Radzie Nadzorczej. Od 29 kwietnia 2005 r. pełni funkcję członka Rady Nadzorczej, a jego kadencja upływa z dniem 29 kwietnia 2008 r.

3.3 Prokurenci

Maria Mikosz - Prokurent

Lat 54. Numer PESEL 51080206369. Posiada wykształcenie wyższe. W 1978 r. ukończyła studia o kierunku ekonomia na Politechnice Świętokrzyskiej w Kielcach. Ponadto posiada uprawnienia biegłego rewidenta. Karierę zawodową rozpoczęła w 1970 roku w Cementowni "Przyjaźń" w Wierzbicy, gdzie do 1973 roku pracowała jako referent ekonomiczny. W latach 1973-1977 pracowała jako księgowa w Wojewódzkiej Spółdzielni Mleczarskiej w Radomiu, a w latach 1977-1983 jako kierownik działu księgowego w Zakładach Ceramiki Radiowej w Warszawie. W 1983 roku objęła stanowisko głównej księgowej oraz członka zarządu w Okręgowej Spółdzielni Mleczarskiej w Kozienicach, które zajmowała do 1992 roku. W latach 1992-1998 pracowała w spółce Energomontaż-Północ Kozienice Sp. z o.o. na stanowisku zastępcy dyrektora ds. ekonomiczno-finansowych oraz głównej księgowej. Pełni także funkcję wiceprzewodniczącej rady nadzorczej spółki Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa Gazoprojekt S.A. Od 1998 roku do dnia dzisiejszego pracuje w PGNiG, gdzie pełni funkcję Dyrektora Departamentu Rachunkowości, Głównej Księgowej oraz Prokurenta Spółki.

4 OPIS SYSTEMU WYNAGRADZANIA OSÓB ZARZĄDZAJĄCYCH I OSÓB NADZORUJĄCYCH

4.1 Ustawa Kominowa

Wynagradzanie Osób Zarządzających i Osób Nadzorujących oraz członków zarządów i rad nadzorczych spółek zależnych PGNiG regulowane jest Ustawą Kominową. Przepisy art. l pkt. 4 i 5 w powiązaniu z art. 2 pkt. 1-3 i 7 Ustawy Kominowej mają zastosowanie do wynagradzania członków zarządów oraz członków rad nadzorczych w jednoosobowych spółkach Skarbu Państwa oraz członków zarządów oraz członków rad nadzorczych spółek, w których jednoosobowe spółki Skarbu Państwa mają ponad 50% kapitału zakładowego lub liczby akcji.

Zgodnie z art. 8 pkt 3 Ustawy Kominowej, wynagrodzenie członków Zarządu nie może łącznie przekroczyć sześciokrotności Przeciętnego Wynagrodzenia w Sektorze Przedsiębiorstw. Zgodnie natomiast z art. 8 pkt 8 Ustawy Kominowej, wynagrodzenie członków Rady Nadzorczej nie może przekroczyć jednego Przeciętnego Wynagrodzenia w Sektorze Przedsiębiorstw.

Zgodnie z art. 5 ust. 2 Ustawy Kominowej członkom Zarządu mogą zostać przyznane świadczenia dodatkowe. Ich maksymalna wysokość w ciągu roku nie może przekroczyć dwunastokrotności przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia przyjętego dla ustalania wynagrodzeń tych osób. Szczegółowe zasady przyznawania świadczeń dodatkowych określone są w rozporządzeniu Prezesa Rady Ministrów z dnia 21 stycznia 2003 r. w sprawie szczegółowego wykazu świadczeń dodatkowych, które mogą być przyznane osobom kierującym niektórymi podmiotami prawnymi oraz trybu ich przyznawania (Dz. U. Nr 14, poz. 139). Katalog świadczeń dodatkowych

został ograniczony we wspomnianym rozporządzeniu do: nagrody jubileuszowej, odprawy pieniężnej w związku z przejściem na emeryturę lub rentę z tytułu niezdolności do pracy, zwrotu częściowych kosztów użytkowania udostępnionego lokalu mieszkalnego, w tym mieszkania służbowego, świadczenia związanego z korzystaniem z częściowo odpłatnych usług telekomunikacyjnych oraz świadczenia z tytułu dodatkowego ubezpieczenia zdrowotnego, majątkowego oraz osobowego.

Na podstawie art. 10 ust. l Ustawy Kominowej, w zależności od osiągniętych wyników finansowych lub stopnia realizacji innych zadań członkom Zarządu może być przyznana nagroda roczna. Szczegółowe warunki przyznawania nagrody rocznej reguluje rozporządzenie Ministra Skarbu Państwa z dnia 12 marca 2001 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu przyznawania nagrody rocznej osobom kierującym niektórymi podmiotami prawnymi oraz w sprawie wzoru wniosku o przyznanie nagrody rocznej (Dz. U. Nr 22, poz. 259). Maksymalna wysokość nagrody rocznej przyznanej członkom Zarządu jest natomiast określona w art. 10 ust. 7 Ustawy Kominowej, zgodnie z którym nie może ona przekroczyć trzykrotności przeciętnego wynagrodzenia miesięcznego w roku poprzedzającym przyznanie nagrody.

Na podstawie art. 12 Ustawy Kominowej w razie odwołania ze stanowiska lub rozwiązania umowy o pracę albo umowy cywilnoprawnej będącej podstawą zatrudnienia przez podmiot zatrudniający z innych przyczyn niż naruszenie podstawowych obowiązków ze stosunku zatrudnienia członkom Zarządu i Rady Nadzorczej może być przyznana odprawa w wysokości nie wyższej niż trzykrotność wynagrodzenia miesięcznego.

Członkom Zarządu i Rady Nadzorczej nie przysługuje zgodnie z art. 7 Ustawy Kominowej prowizja od zysku, nagroda z zakładowego funduszu nagród oraz roszczenie z tytułu udziału w zysku lub nadwyżce bilansowej.

4.1.1 Zasady wynagradzania Osób Zarządzających

Zgodnie z Ustawą Kominową, wynagrodzenie Prezesa Zarządu jest ustalone przez Ministra Skarbu Państwa, a wynagrodzenie członka Zarządu zgodnie ze Statutem przez Walne Zgromadzenie. Urzędujący Członkowie Zarządu są zatrudnieni wyłącznie na podstawie umowy o pracę. Wynagrodzenie członka Zarządu składa się z następujących składników: (i) miesięcznego wynagrodzenia zasadniczego, które jest równe Przeciętnemu Wynagrodzeniu w Sektorze Przedsiębiorstw pomnożonemu przez współczynnik 6, (ii) nagrody rocznej, oraz (iii) świadczeń dodatkowych zgodnie z Ustawą Kominową oraz obowiązującym w PGNiG Zakładowym Układem Zbiorowym Pracy. W razie odwołania ze stanowiska lub rozwiązania umowy o pracę z innych przyczyn niż naruszenie podstawowych obowiązków ze stosunku zatrudnienia bądź z przyczyn skutkujących rozwiązaniem umowy o pracę na podstawie art. 52 Kodeksu Pracy (ciężkie naruszenie podstawowych obowiązków pracowniczych, popełnienie przestępstwa uniemożliwiającego dalsze zatrudnienie na danym stanowisku, zawiniona utrata uprawnień potrzebnych do wykonywania danej pracy) Osobie Zarządzającej może być przyznana odprawa pieniężna w wysokości nie wyższej niż trzykrotność jej miesięcznego wynagrodzenia.

4.1.2 Zasady wynagradzania Osób Nadzorujących

Zgodnie z art. 6 Ustawy Kominowej, organem właściwym do ustalania wynagrodzenia jest Minister Skarbu Państwa. System wynagradzania Osób Nadzorujących jest określony przez oświadczenie Ministra Skarbu Państwa z dnia 27 stycznia 2003 r. w sprawie ustalania wynagrodzenia członków rady nadzorczej w jednoosobowej spółce Skarbu Państwa. Zgodnie z powyższym oświadczeniem, miesięczne wynagrodzenie członków rady nadzorczej w jednoosobowych spółkach Skarbu Państwa zostało ustalone w wysokości jednokrotności Przeciętnego Wynagrodzenia w Sektorze Przedsiębiorstw. Przysługuje ono członkom Rady Nadzorczej bez względu na częstotliwość formalnie zwoływanych posiedzeń Rady Nadzorczej. Nie przysługuje ono tylko w sytuacji, kiedy dany członek Rady Nadzorczej nie był obecny na żadnym formalnie zwołanym posiedzeniu Rady Nadzorczej i wszystkich tych nieobecności nie usprawiedliwił. O usprawiedliwieniu lub nieusprawiedliwieniu nieobecności decyduje Rada Nadzorcza w drodze uchwały. W przypadku powołania lub odwołania członka Rady Nadzorczej w czasie trwania miesiąca kalendarzowego, wynagrodzenie jest obliczane proporcjonalnie do liczby dni pełnienia funkcji. Wynagrodzenie obciąża koszty działalności PGNiG. Zgodnie z powyższym oświadczeniem, PGNiG jest zobowiązany również do pokrywania kosztów poniesionych w związku z wykonywaniem przez Osoby Nadzorujące powierzonych im funkcji, a w szczególności kosztów przejazdu z miejsca zamieszkania do miejsca odbycia posiedzenia i powrotem, kosztów wykonywania indywidualnego nadzoru oraz kosztów zakwaterowania i wyżywienia.

5 WARTOŚĆ WYNAGRODZEŃ I NAGRÓD WYPŁACONYCH LUB NALEŻNYCH OSOBOM ZARZĄDZAJĄCYM I NADZORUJĄCYM EMITENTA

5.1.1 Wynagrodzenia i nagrody wypłacone Osobom Zarządzającym

w zł

Imię i nazwisko	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w roku 2004	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w pierwszym kwartale 2005 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2004 roku
Marek Kossowski	197.065,00	44.431,25	486.000,00
Jan Anysz	119.758,00*	43.778,63	25.879,00
Marek Foltynowicz	210.391,09**	48.568,14****	154.777,04
Paweł Kamiński	177.023,00	42.011,31	150.073,00
Franciszek Krok	175.505,40	42.011,31	158.474,64
Mieczysław Jakiel	225.000,00***	44.903,23*****	434.000,00
Jerzy Staniewski	202.828,08	42.011,31	437.714,48
Maria Teresa Mikosz	203.100,36	38.132,95	29.765,64
Razem	**1.510.670,93**	**345.848,13**	**1.876.683,80**

**Podana kwota stanowi wynagrodzenie z tytułu pełnienia funkcji Dyrektora w Departamencie Nadzoru Właścicielskiego PGNiG. Od dnia 10 stycznia 2005 r. (data powołania w skład Zarządu) pan Jan Anysz pobiera wynagrodzenie jedynie z tytułu pełnienia funkcji Wiceprezesa Zarządu.*

*** W tym dofinansowanie mieszkania w kwocie 6.000 zł.*

**** W tym dofinansowanie mieszkania w kwocie 2.352,85 zł.*

***** W tym dofinansowanie mieszkania w kwocie 4.200 zł.*

****** W tym dofinansowanie mieszkania w kwocie 535,09 zł.*

5.1.2 Wynagrodzenia i nagrody wypłacone Osobom Nadzorującym

w zł

Imię i nazwisko	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w pierwszym kwartale 2005 roku	Łączna kwota wynagrodzeń wypłacona w 2004 roku	Łączna kwota wynagrodzeń wypłaconych z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2004 roku
Andrzej Arendarski	7.638,42	29.765,64	371.818,40
Magdalena Bąkowska	7.638,42	10.260,13	4.851,17
Kazimierz Chrobak	7.638,42	29.765,64	-
Wiesława Libera	7.638,42	29.765,64	-
Piotr Niewiarowski	7.638,42	29.765,64	-
Stanisław Stosur	7.638,42	29.765.64	-
Andrzej Zając	7.638,42	29.765.64	-
Stanisław Perek	7.291,22	29.765.64	-
Waldemar Matusewicz	-	9.921,88	-
Andrzej Wielguszewski	-	7.441,41	-
Wojciech Górecki	-	19.618,26	-
Stanisław Speczik	5.092,28	19.843,76	-
Zbigniew Macioszek	3.090,09	-	-
Razem	**68.942,53**	**275.444,92**	**376.669,57**

6 WARTOŚĆ WSZYSTKICH NIESPŁACONYCH ZALICZEK, KREDYTÓW, POŻYCZEK, GWARANCJI, PORĘCZEŃ LUB INNYCH UMÓW, NA PODSTAWIE KTÓRYCH ISTNIEJE ZOBOWIĄZANIE DO ŚWIADCZEŃ NA RZECZ PGNIG LUB JEGO JEDNOSTEK PODPORZĄDKOWANYCH

Zgodnie z oświadczeniami złożonymi przez Osoby Zarządzające oraz Nadzorujące, PGNiG, jak również jego jednostki podporządkowane nie udzieliły Osobom Zarządzającym lub Nadzorującym ani ich współmałżonkom, krewnym, powinowatym do drugiego stopnia, przysposobionym lub przysposabiającym oraz innym osobom z którymi Osoby Zarządzające lub Nadzorujące są powiązane osobiście, żadnych zaliczek, kredytów, pożyczek, gwarancji, poręczeń, jak również nie zawarły innych umów na podstawie, których istnieje zobowiązanie do

świadczeń na rzecz PGNiG lub jego jednostek podporządkowanych, z wyjątkiem Marii Mikosz, która zaciągnęła pożyczkę z ZFŚS na zakup i remont mieszkania. Stan zadłużenia z tego tytułu na 28 lutego 2005 r. wynosił 22.284,50 zł. Oprocentowanie pożyczki wynosi 5% w skali roku.

7 ŁĄCZNA LICZBA, WARTOŚĆ NOMINALNA ORAZ PROCENTOWY UDZIAŁ W KAPITALE ZAKŁADOWYM I W OGÓLNEJ LICZBIE GŁOSÓW NA WALNYM ZGROMADZENIU WSZYSTKICH AKCJI PGNiG LUB UPRAWNIEŃ DO NICH (OPCJI) ORAZ AKCJI I UDZIAŁÓW W JEDNOSTKACH GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG, A W INNYCH PODMIOTACH GOSPODARCZYCH JEŻELI ZAPEWNIAJĄ CO NAJMNIEJ 1% GŁOSÓW NA WALNYM ZGROMADZENIU, BĘDĄCYCH W POSIADANIU OSÓB ZARZĄDZAJĄCYCH I NADZORUJĄCYCH, DLA KAŻDEJ OSOBY ODDZIELNIE

Na dzień 31 marca 2005 r. Osoby Zarządzające oraz Nadzorujące nie posiadają żadnych Akcji ani akcji lub udziałów w jednostkach Grupy Kapitałowej PGNiG.

Zgodnie z oświadczeniami złożonymi przez Osoby Zarządzające i Nadzorujące osoby te nie posiadają żadnych Akcji ani udziałów w innych podmiotach w liczbie powodującej przekroczenie 1% głosów na walnym zgromadzeniu lub zgromadzeniu wspólników tych podmiotów, z wyjątkiem Marka Foltynowicza, który posiada 10 udziałów o łącznej wartości nominalnej 5.000 zł w spółce Hardjo Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku, przy ul. Telimeny 61, stanowiących 10% udziałów w kapitale zakładowym tej spółki oraz w ogólnej liczbie głosów na zgromadzeniu wspólników tej spółki.

8 INFORMACJE O POSIADANYCH AKCJACH EMITENTA, AKCJACH LUB UDZIAŁACH W JEDNOSTKACH GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG, CZŁONKOSTWIE W ICH ORGANACH ZARZĄDZAJĄCYCH LUB NADZORUJĄCYCH ORAZ PROWADZONEJ KONKURENCYJNEJ DZIAŁALNOŚCI GOSPODARCZEJ PRZEZ PODMIOTY POWIĄZANE Z OSOBAMI ZARZĄDZAJĄCYMI I NADZORUJĄCYMI

Zgodnie z oświadczeniami Osób Zarządzających i Nadzorujących, na dzień 31 marca 2005 r. podmioty powiązane z Osobami Zarządzającymi lub Nadzorującymi nie posiadały Akcji, jak również akcji lub udziałów jednostek Grupy Kapitałowej PGNiG, nie były członkami ich organów zarządzających lub nadzorujących oraz nie prowadziły konkurencyjnej działalności gospodarczej.

9 INFORMACJE O ZAMIARACH OSÓB ZARZĄDZAJĄCYCH I NADZORUJĄCYCH EMITENTA DOTYCZĄCYCH NABYCIA LUB ZBYCIA W PRZYSZŁOŚCI POSIADANYCH PRZEZ SIEBIE AKCJI EMITENTA LUB UDZIAŁÓW JEDNOSTEK GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG

Zgodnie z oświadczeniami złożonymi przez Osoby Zarządzające, następujące z nich zamierzają nabyć Akcje: Marek Kossowski, Marek Foltynowicz, Mieczysław Jakiel, Paweł Kamiński oraz Franciszek Krok.

Zgodnie z oświadczeniami złożonymi przez Osoby Nadzorujące, następujące z nich zamierzają nabyć Akcje: Andrzej Arendarski oraz Dawid Sukacz.

10 INFORMACJE O UMOWACH UBEZPIECZENIA OD ODPOWIEDZIALNOŚCI CYWILNEJ Z TYTUŁU OBOWIĄZKÓW WYKONYWANYCH PRZEZ OSOBY ZARZĄDZAJĄCE I NADZORUJĄCE EMITENTA

10.1 Osoby Zarządzające

Umowa ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej członków Zarządu z dnia 23 czerwca 2004 r. zawarta pomiędzy PGNiG a PZU

Ubezpieczeniem objęta jest odpowiedzialność cywilna członków Zarządu za szkody wyrządzone Spółce lub osobom trzecim w związku z wykonywaniem powierzonych obowiązków, za które członkowie Zarządu ponoszą odpowiedzialność cywilną zgodnie z Kodeksem Spółek Handlowych, umową bądź Statutem i regulaminem Spółki oraz innymi przepisami regulującymi odpowiedzialność członków władz spółki kapitałowej, na zasadach określonych w Kodeksie Cywilnym, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

W zakresie odpowiedzialności cywilnej członków Zarządu, PZU nie odpowiada m. in. za szkody wyrządzone umyślnie, powstałe w wyniku utraty przez członka Zarządu dokumentów, gotówki lub papierów wartościowych, powstałe w wyniku emisji lub innej formy przedostania się do powietrza, wody lub gruntu jakichkolwiek substancji, wynikające z roszczeń pomiędzy członkami Zarządu, powstałe w wyniku działań podjętych przez członka Zarządu, za które uzyskał w sposób niezgodny z prawem osobistą korzyść lub miał ją uzyskać, będące

następstwem wyboru, treści, zawarcia, nie zawarcia lub kontynuacji jakiejkolwiek umowy ubezpieczenia na rzecz Spółki albo jej pracowników, w tym programu ubezpieczeń na życie lub emerytalnych, włącznie z pracowniczymi funduszami emerytalnymi, powodujące powstanie roszczeń, które mogą być dochodzone jedynie przed sądami zagranicznymi.

Suma gwarancyjna, w każdym rocznym okresie ubezpieczenia (od 1 lipca każdego roku obowiązywania umowy), wynosi 2.000 tys. USD.

Umowa ta została zawarta na trzy lata. Odpowiedzialność PZU rozpoczęła się w dniu 1 lipca 2004 r., a kończy się dnia 30 czerwca 2007 r.

Składka za trzyletni okres obowiązywania umowy wynosi 129,2 tys. zł.

10.2 Osoby Nadzorujące

Według oświadczeń Osób Nadzorujących, członkowie Rady Nadzorczej nie posiadają umowy ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej z tytułu wykonywanych przez nich obowiązków.

11 INFORMACJE O REZYGNACJACH LUB ODWOŁANIACH OSÓB ZARZĄDZAJĄCYCH LUB NADZORUJĄCYCH W OKRESIE OSTATNICH 3 LAT, Z PODANIEM PRZYCZYN REZYGNACJI LUB ODWOŁANIA, JEŚLI ZOSTAŁY PODANE W UCHWALE WŁAŚCIWEGO ORGANU

11.1 Rezygnacje oraz odwołania Osób Zarządzających

W okresie ostatnich 3 lat jeden członek Zarządu został odwołany, a jeden złożył rezygnację:

- pan Stanisław Jakubowski został odwołany uchwałą Rady Nadzorczej z dnia 14 marca 2003 r. Przyczyną odwołania był, zgodnie z treścią uchwały, „brak zdolności zarządzania działalnością operacyjną Spółki w pełnym składzie Zarządu";
- pan Michał Kwiatkowski złożył rezygnację z pełnienia funkcji Prezesa Zarządu, która została przyjęta uchwałą Rady Nadzorczej z dnia 3 lipca 2003 r. W uchwale tej nie została podana przyczyna rezygnacji.

11.2 Rezygnacje oraz odwołania Osób Nadzorujących.

W okresie ostatnich 3 lat odwołanych zostało siedmiu członków Rady Nadzorczej, a dwóch złożyło rezygnację:

- pani Magdalena Bąkowska została odwołana w dniu 29 kwietnia 2005 r. oraz jednocześnie powołana na trzyletnią kadencję. Przyczyna odwołania nie została podana w treści uchwały;
- pan Bogusław Kasprzyk został odwołany w dniu 29 kwietnia 2005 r. oraz jednocześnie powołany na trzyletnią kadencję. Przyczyna odwołania nie została podana w treści uchwały;
- pan Dawid Sukacz został odwołany w dniu 29 kwietnia 2005 r. oraz jednocześnie powołany na trzyletnią kadencję. Przyczyna odwołania nie została podana w treści uchwały;
- pan Andrzej Wielguszewski dnia 31 marca 2004 r. złożył rezygnację z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej. Przyczyna rezygnacji nie została podana;
- pan Waldemar Matusiewicz został odwołany uchwałą Walnego Zgromadzenia z dnia 30 kwietnia 2004 r. Przyczyna odwołania nie została podana;
- pan Wojciech Górecki został odwołany uchwałą Walnego Zgromadzenia z dnia 27 sierpnia 2004 r. Przyczyna odwołania nie została podana;
- pan Stanisław Speczik dnia 16 lutego 2005 r. złożył rezygnację z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej. Przyczyną rezygnacji było objęcie stanowiska w administracji rządowej;
- pan Stanisław Perek został odwołany uchwałą Walnego Zgromadzenia z dnia 25 marca 2005 r. Przyczyna odwołania nie została podana;
- pan Zbigniew Macioszek został odwołany uchwałą Walnego Zgromadzenia z dnia 25 marca 2005 r. Przyczyna odwołania nie została podana.

12 DANE O JEDYNYM AKCJONARIUSZU

Skarb Państwa jest właścicielem 5.000.000.000 Akcji Serii A, stanowiących 100% kapitału zakładowego PGNiG oraz uprawniających do wykonywania 100% głosów na Walnym Zgromadzeniu.

Skarb Państwa nabył Akcje Serii A na mocy Aktu Przekształcenia, w wyniku którego PP PGNiG zostało przekształcone w spółkę akcyjną Skarbu Państwa. Spółka została wpisana do rejestru handlowego dnia 30 października 1996 r.

Po przeprowadzeniu Oferty Publicznej przewidywana liczba Akcji, które będą w posiadaniu Skarbu Państwa wyniesie 4.250.000.000, co będzie stanowiło około 84% kapitału zakładowego PGNiG i uprawniało do wykonywania co najmniej 85% głosów na Walnym Zgromadzeniu przy założeniu zbycia wszystkich Akcji Oferowanych.

Ponadto, zgodnie z art. 36 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji, uprawnionym pracownikom PGNiG przysługuje prawo do nieodpłatnego nabycia od Skarbu Państwa do 15% Akcji według stanu na dzień wpisania PGNiG do rejestru handlowego, tj. do 750.000.000 Akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. W wyniku tego procesu, przy założeniu zbycia wszystkich Akcji Oferowanych oraz Akcji Pracowniczych, udział Skarbu Państwa może się obniżyć do 72% kapitału zakładowego i głosów na Walnym Zgromadzeniu.

Zgodnie z postanowieniami Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., zamiarem Skarbu Państwa jest zachowanie co najmniej 51% udziału w kapitale zakładowym PGNiG.

Pomiędzy Skarbem Państwa a PGNiG została zawarta następująca istotna umowa:

Umowa pomiędzy PGNiG a Skarbem Państwa

W dniu 4 czerwca 1997 r. Skarb Państwa reprezentowany przez Ministra Skarbu Państwa zawarł z PGNiG umowę w sprawie przeprowadzenia procesu nieodpłatnego udostępnienia uprawnionym pracownikom PGNiG Akcji należących do Skarbu Państwa. W szczególności, na podstawie powyższej umowy zlecono PGNiG wykonanie czynności techniczno-operacyjnych związanych z nieodpłatnym udostępnieniem uprawnionym pracownikom Akcji Serii A należących do Skarbu Państwa o wartości nominalnej 1 zł każda, z których najważniejsze to:

- wezwanie w imieniu Ministra Skarbu Państwa uprawnionych pracowników do składania oświadczeń o zamiarze nieodpłatnego nabycia Akcji, poprzez ogłoszenie w dzienniku o zasięgu ogólnokrajowym i lokalnym oraz poprzez wywieszenie w siedzibie Spółki i we wszystkich jej zakładach i oddziałach, wezwania o treści określonej w § 3 ust. 3 Rozporządzenia w Sprawie Nieodpłatnego Nabycia Akcji z 1997 r.;
- wydawanie pracownikom zaświadczeń o okresie zatrudnienia w PGNiG;
- przyjmowanie do dnia 8 października 1997 r. oświadczeń uprawnionych pracowników o zamiarze nieodpłatnego nabycia Akcji;
- sporządzenie do dnia 21 lipca 1997 r. list uprawnionych pracowników o treści określonej w § 6 ust. 2 Rozporządzenia w Sprawie Nieodpłatnego Nabycia Akcji z 1997 r.;
- przyjmowanie oraz rozpatrywanie reklamacji pracowników oraz, po ich uwzględnieniu, sporządzanie zweryfikowanych list.

Umowa zawiera także zobowiązanie PGNiG do podjęcia czynności o charakterze techniczno-organizacyjnym niezbędnych do nabycia Akcji przez uprawnionych pracowników, po zbyciu pierwszych Akcji należących do Skarbu Państwa. W szczególności, PGNiG zobowiązany jest do:

- sporządzenia zweryfikowanych list uprawnionych pracowników (po zamknięciu postępowania reklamacyjnego) i powiadomienia na piśmie Ministerstwa Skarbu Państwa o liczbie uprawnionych pracowników;
- wyłożenia w siedzibie Spółki wszystkich jej oddziałach i zakładach, do wglądu osobom uprawnionym, zweryfikowanych list;
- przygotowania dla wszystkich uprawnionych osób projektów umów nieodpłatnego nabywania Akcji według wzoru stanowiącego załącznik do umowy;
- wydrukowania Akcji lub odcinków zbiorowych Akcji;
- ogłoszenia w imieniu Ministra Skarbu Państwa o przystąpieniu do nieodpłatnego zbywania Akcji uprawnionym pracownikom;

- ponowienia ogłoszenia o nieodpłatnym udostępnianiu Akcji po upływie połowy ustawowego terminu do nabywania Akcji.

Na podstawie umowy, PGNiG zobowiązał się do przeprowadzenia wszystkich czynności nią objętych nieodpłatnie.

Umowa darowizny udziałów PGNiG Przesył

W dniu 28 kwietnia 2005 r. PGNiG oraz Skarb Państwa zawarli umowę darowizny udziałów PGNiG Przesył na rzecz Skarbu Państwa, która została opisana w pkt. 10.3.3 Rozdziału V Prospektu.

13 INFORMACJE O WSZELKICH ZNANYCH EMITENTOWI UMOWACH, W WYNIKU KTÓRYCH MOGĄ W PRZYSZŁOŚCI NASTĄPIĆ ZMIANY W PROPORCJACH POSIADANYCH AKCJI PRZEZ DOTYCHCZASOWEGO AKCJONARIUSZA

Emitentowi nie są znane żadne umowy, w wyniku których mogą nastąpić w przyszłości zmiany w proporcjach posiadanych przez Skarb Państwa Akcji.

14 INFORMACJE O ISTOTNYCH UMOWACH ZAWARTYCH POMIĘDZY EMITENTEM A PODMIOTAMI POWIĄZANYMI W OKRESIE OSTATNICH 3 LAT, DOTYCZĄCYCH PRZENIESIENIA PRAW I ZOBOWIĄZAŃ

Przeniesienie praw i obowiązków z PGNiG na spółki zależne

W związku z realizacją Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2002 r. wydzielonych zostało sześć Spółek Gazownictwa. W związku z wydzieleniem Spółek Gazownictwa zostały na nie także przeniesione prawa i obowiązki z odpowiednich umów, których stroną było PGNiG. Spółki Gazownictwa w zakresie przedmiotu ich działania w 2003 roku nabyły prawa i przejęły obowiązki PGNiG m. in. z umów z ponad sześcioma milionami odbiorców gazu oraz dostawcami mediów. W trakcie realizacji wspomnianych działań nie odnotowano zastrzeżeń stron umów, z których prawa i obowiązki były przenoszone na Spółki Gazownictwa, które wpłynęłyby negatywnie na realizację Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2002 r. i wydzielenie Spółek Gazownictwa. Analogiczne czynności prawne miały miejsce w związku z wniesieniem zorganizowanej części przedsiębiorstwa w formie Oddziału Geovita do spółki Geovita Sp. z o.o. w 2004 roku. W związku z faktem, że majątek ww. Oddziału stanowiły w przeważającej mierze ośrodki rekreacyjno-wypoczynkowe, przeniesienie praw i zobowiązań z umów objęło głównie umowy dotyczące dostaw mediów do ww. ośrodków, wywozu nieczystości, dozoru, usług remontowo-konserwacyjnych, itp.

Umowa darowizny udziałów PGNiG Przesył na rzecz Skarbu Państwa

Umowa ta została opisana w pkt. 10.3.3 Rozdziału V Prospektu.

ROZDZIAŁ VIII
SPRAWOZDANIA FINANSOWE

1 JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE FINANSOWE

1.1 RAPORT NIEZALEŻNEGO BIEGŁEGO REWIDENTA O ZGODNOŚCI SKRÓCONEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO ZE ZBADANYM SPRAWOZDANIEM FINANSOWYM ZA OKRES OD 1.01.2004R. DO 31.12.2004R.

Do Akcjonariuszy, Rady Nadzorczej i Zarządu Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

I. Przeprowadziliśmy badanie sprawozdania finansowego Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie, ul. Krucza 6/14, obejmującego:

- wprowadzenie do sprawozdania finansowego,
- bilans sporządzony na dzień 31 grudnia 2004 roku, który po stronie aktywów i pasywów wykazuje sumę 14.564.654 tys. zł,
- rachunek zysków i strat za okres od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2004 roku wykazujący zysk netto w kwocie 746.713 tys. zł,
- zestawienie zmian w kapitale własnym za okres od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2004 roku wykazujące zwiększenie kapitału własnego o kwotę 727.824 tys. zł,
- rachunek przepływów pieniężnych za okres od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2004 roku wykazujący zwiększenie stanu środków pieniężnych w kwocie 30.295 tys. zł,
- dodatkowe objaśnienia i informacje.

Za rzetelność, prawidłowość i jasność informacji zawartych w sprawozdaniu finansowym odpowiada Zarząd Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. Naszym zadaniem było dokonanie badania tego sprawozdania.

II. Badanie przeprowadziliśmy stosownie do postanowień ustawy z 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz.U. z 2002 roku nr 76, poz. 694 z późniejszymi zmianami) oraz norm wykonywania zawodu biegłego rewidenta, wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów.

III. Wydaliśmy w dniu 11 kwietnia 2005 roku o tym sprawozdaniu finansowym opinię bez zastrzeżeń potwierdzając, iż przedstawia ono prawidłowo, rzetelnie i jasno sytuację majątkową i finansową Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A na dzień 31 grudnia 2004 r. oraz wynik finansowy za okres od 1 stycznia 2004r. do 31 grudnia 2004r., zgodnie z:

- zasadami rachunkowości określonymi w ustawie z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz.U. z 2002r. Nr 76, poz. 694) i wydanymi na jej podstawie przepisami,
- na podstawie prawidłowo prowadzonych ksiąg rachunkowych.

Nie zgłaszając zastrzeżeń do prawidłowości i rzetelności zbadanego sprawozdania finansowego zwróciliśmy w opinii uwagę na następujące fakty:

1. Prezentowane sprawozdanie finansowe jest sprawozdaniem jednostkowym. Nie może być ono jedyną podstawą do oceny sytuacji finansowej i majątkowej Spółki, która jest podmiotem dominującym w Grupie Kapitałowej. Oprócz sprawozdania jednostkowego Spółka sporządza skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej, dla której jest jednostką dominującą.

2. W punkcie 10.3 Wprowadzenia do sprawozdania finansowego Spółka informuje, że wprowadziła do ksiąg w roku 2002 nabyte nieodpłatnie prawa wieczystego użytkowania gruntów. Prawa te zostały wycenione według wartości określonych w decyzjach administracyjnych wydanych przed 1 stycznia 2002 przez organy przyznające te prawa. Równowartość wprowadzonych praw wieczystego użytkowania została jednocześnie wykazana w księgach rachunkowych jako rozliczenie międzyokresowe przychodów. Do celów prezentacji w sprawozdaniu finansowym, wartość rozpoznanych praw wieczystego użytkowania gruntów została pomniejszona o rozliczenia międzyokresowe przychodów z tytułu tych praw.

IV. Zarząd Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. na podstawie zbadanego przez nas sprawozdania finansowego przygotował załączone skrócone sprawozdanie finansowe w zakresie określonym w §18 ust. 5 pkt. 1 a) rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 11 sierpnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków, jakim powinien odpowiadać prospekt emisyjny oraz skrót prospektu (Dz.U. Nr 186, poz. 1921).

V. Za rzetelność, prawidłowość i jasność informacji zawartych w skróconym sprawozdaniu finansowym odpowiada Zarząd Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

VI. Naszym zadaniem było dokonanie sprawdzenia zgodności danych finansowych wykazanych w skróconym sprawozdaniu finansowym Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. ze zbadanym sprawozdaniem finansowym stosownie do wymogów §18 ust. 5 pkt. 1 b) rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 11 sierpnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków, jakim powinien odpowiadać prospekt emisyjny oraz skrót prospektu (Dz.U. Nr 186, poz. 1921)

VII. W naszej opinii informacje zawarte w załączonym skróconym sprawozdaniu finansowym zostały przedstawione we wszystkich istotnych aspektach w sposób zgodny z informacjami zawartymi w zbadanym przez nas sprawozdaniu finansowym, z którego zostały zaczerpnięte.

Pełna wersja sprawozdania finansowego, która była przedmiotem naszego badania, zawiera informację dodatkową, która nie została w całości przedstawiona w załączonym skróconym sprawozdaniu finansowym. Zbadane sprawozdanie finansowe wraz z naszą opinią o nim jest udostępniane w siedzibie Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., w siedzibie oferującego, a także na stronie internetowej Emitenta.

Biegły rewident

Maria Rzepnikowska

nr ewid. 3499

osoby reprezentujące

podmiot uprawniony do badania
sprawozdań finansowych wpisany
na listę podmiotów uprawnionych
pod nr ewidencyjnym 73
prowadzoną przez KIBR

Warszawa, 9 maja 2005 roku

1.2 SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE FINANSOWE EMITENTA ZA OKRES OD 1.01.2004 R. DO 31.12.2004 R. [2]

Jednostkowy bilans Emitenta

Aktywa	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
I. Aktywa trwałe	**11 820 226**	**11 556 994**	**13 563 359**	**13 774 947**
1. Wartości niematerialne i prawne, w tym:	18 600	4 385	9 039	9 044
- wartość firmy	0	0	0	0
2. Rzeczowe aktywa trwałe	6 403 098	6 656 162	12 323 705	12 575 731
3. Należności długoterminowe	106	0	904	2 312
3.1. Od jednostek powiązanych	0	0	639	1 916
3.2. Od pozostałych jednostek	106	0	265	396
4. Inwestycje długoterminowe	5 002 791	4 423 526	564 669	707 817
4.1. Nieruchomości	0	0	0	0
4.2. Wartości niematerialne i prawne	0	0	0	0
4.3. Długoterminowe aktywa finansowe	5 002 786	4 423 526	564 669	707 817
a) w jednostkach powiązanych, w tym:	5 000 639	4 419 357	553 081	687 674
- udziały lub akcje w jednostkach podporządkowanych wyceniane metodą praw własności	5 000 639	0	0	0
b) w pozostałych jednostkach	2 147	4 169	11 588	20 143
4.4. Inne inwestycje długoterminowe	5	0	0	0
5. Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe	395 630	472 921	665 042	480 043
5.1. Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	394 279	472 743	664 951	473 288
5.2. Inne rozliczenia międzyokresowe	1 351	178	91	6 755
II. Aktywa obrotowe	**2 744 429**	**3 677 395**	**3 445 154**	**3 770 763**
1. Zapasy	555 545	481 115	510 312	539 334
2. Należności krótkoterminowe	1 077 761	1 418 677	1 845 888	1 741 593
2.1. Od jednostek powiązanych	374 246	697 312	34 391	41 677
2.2. Od pozostałych jednostek	703 514	721 365	1 811 497	1 699 916
3. Inwestycje krótkoterminowe	1 107 321	1 774 939	1 079 237	1 469 663
3.1. Krótkoterminowe aktywa finansowe	1 107 321	1 774 939	1 079 237	1 469 663
a) w jednostkach powiązanych	109 372	584 783	89 962	85 810
b) w pozostałych jednostkach	478 087	696 718	35 990	11 416
c) środki pieniężne i inne aktywa pieniężne	519 863	493 438	953 285	1 372 437
3.2. Inne inwestycje krótkoterminowe	0	0	0	0
4. Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe	3 802	2 664	9 717	20 173
Aktywa razem	**14 564 654**	**15 234 389**	**17 008 513**	**17 545 710**

[2] Wszystkie dane liczbowe wyrażone są w tysiącach zł

Pasywa	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
I. Kapitał własny	**8 122 230**	**7 394 406**	**7 195 941**	**6 885 250**
1. Kapitał zakładowy	5 000 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000
2. Należne wpłaty na kapitał zakładowy (wielkość ujemna)	0	0	0	0
3. Akcje (udziały) własne (wielkość ujemna)	0	0	0	0
4. Kapitał zapasowy	2 373 761	2 121 267	1 705 341	1 575 033
5. Kapitał z aktualizacji wyceny	1 756	1 206	1 180	181
6. Pozostałe kapitały rezerwowe	0	0	0	0
7. Zysk (strata) z lat ubiegłych	0	71 494	178 486	362 142
8. Zysk (strata) netto	746 713	200 439	310 934	-52 106
9. Odpisy z zysku netto w ciągu roku obrotowego (wielkość ujemna)	0	0	0	0
II. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	**6 442 425**	**7 839 983**	**9 812 572**	**10 660 460**
1. Rezerwy na zobowiązania	1 029 031	980 102	1 219 139	1 201 532
1.1. Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	150 308	152 070	131 104	117 620
1.2. Rezerwa na świadczenia emerytalne i podobne	208 619	235 826	428 434	489 052
a) długoterminowa	167 448	189 710	369 248	402 318
b) krótkoterminowa	41 170	46 116	59 186	86 734
1.3. Pozostałe rezerwy	670 105	592 206	659 601	594 860
a) długoterminowe	560 199	522 730	563 147	505 249
b) krótkoterminowe	109 906	69 476	96 454	89 611
2. Zobowiązania długoterminowe	304 596	4 839 510	4 817 678	5 875 670
2.1. Wobec jednostek powiązanych	0	3 201 428	2 814 140	2 817 090
2.2. Wobec pozostałych jednostek	304 596	1 638 082	2 003 538	3 058 580
3. Zobowiązania krótkoterminowe	5 067 740	1 986 267	2 511 581	2 302 587
3.1. Wobec jednostek powiązanych	2 980 159	263 167	188 895	222 319
3.2. Wobec pozostałych jednostek	2 040 739	1 684 202	2 231 447	2 002 525
3.3. Fundusze specjalne	46 842	38 898	91 239	77 743
4. Rozliczenia międzyokresowe	41 057	34 104	1 264 174	1 280 671
4.1. Ujemna wartość firmy	0	0	0	0
4.2. Inne rozliczenia międzyokresowe	41 057	34 104	1 264 174	1 280 671
a) długoterminowe	34 524	0	1 258 424	1 156 176
b) krótkoterminowe	6 533	34 104	5 750	124 495
Pasywa razem	**14 564 654**	**15 234 389**	**17 008 513**	**17 545 710**

Wartość księgowa	8 122 230	7 394 406	7 195 941	6 885 250
Liczba akcji	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000
Wartość księgowa na jedną akcję (w zł)	1,62	1,48	1,44	1,38
Rozwodniona liczba akcji	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000
Rozwodniona wartość księgowa na jedną akcję (w zł)	1,62	1,48	1,44	1,38

Pozycje pozabilansowe

POZYCJE POZABILANSOWE	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
1. Należności warunkowe	**6 625 465**	**7 631 718**	**6 417 482**	**5 687 770**
1.1. Od jednostek powiązanych (z tytułu)	6 591 039	7 613 521	6 399 415	5 682 030
- otrzymanych gwarancji i poręczeń	0	0	0	0
- otrzymanych weksli	6 591 039	7 613 521	6 399 415	5 682 030
1.2. Od pozostałych jednostek (z tytułu)	34 426	18 197	18 067	5 740
- otrzymanych gwarancji i poręczeń	24 857	16 687	8 628	2 750
- otrzymanych weksli	9 569	1 510	9 438	2 991
2. Zobowiązania warunkowe	**6 587 875**	**7 559 635**	**6 335 147**	**5 938 881**
2.1. Na rzecz jednostek powiązanych (z tytułu)	82 388	181 609	203 282	371 844
- udzielone gwarancje i poręczenia	0	0	0	0
- wystawione weksle	0	0	0	0
- podpisane umowy, kontrakty inwestycyjne	82 388	181 609	203 282	371 844
- zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego	0	0	0	0
2.2. Na rzecz pozostałych jednostek (z tytułu)	6 505 487	7 378 026	6 131 865	5 567 037
- udzielone gwarancje i poręczenia	6 192 757	7 077 460	5 765 906	5 038 200
- wystawione weksle	259 832	261 327	296 082	446 608
- podpisane umowy, kontrakty inwestycyjne	52 299	38 550	68 372	74 282
- zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego	599	689	1 505	7 947
3. Inne (z tytułu)	**18 242**	**4 680**	**16 293**	**38 970**
- środki trwałe wykazywane pozabilansowo	16 987	4 680	16 293	38 970
- środki trwałe postawione w stan likwidacji	1 255	0	0	0
Pozycje pozabilansowe, razem	**13 231 581**	**15 196 033**	**12 768 921**	**11 665 621**

Jednostkowy rachunek zysków i strat Emitenta

JEDNOSTKOWY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT	2004	2003	2002	2001
I. Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów, w tym:	**8 447 521**	**8 024 775**	**9 118 740**	**8 974 036**
- od jednostek powiązanych	4 682 658	4 756 250	56 463	62 242
1. Przychody netto ze sprzedaży produktów	8 442 183	8 012 692	9 103 108	8 955 747
2. Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	5 337	12 083	15 632	18 289
II. Koszty sprzedanych produktów, towarów i materiałów, w tym:	**6 543 182**	**6 394 173**	**6 526 153**	**6 977 971**
- od jednostek powiązanych	430 806	407 179	517 508	523 295
1. Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	6 504 638	6 340 064	6 476 742	6 914 418
2. Wartość sprzedanych towarów i materiałów	38 543	54 109	49 411	63 553
III. Zysk (strata) brutto ze sprzedaży (I-II)	1 904 339	1 630 602	2 592 587	1 996 065
IV. Koszty sprzedaży	75 510	95 250	462 762	663 619
V. Koszty ogólnego zarządu	229 985	232 125	483 589	485 580
VI. Zysk (strata) na sprzedaży (III-IV-V)	**1 598 844**	**1 303 227**	**1 646 236**	**846 866**
VII. Pozostałe przychody operacyjne	142 045	294 076	326 854	370 798
1. Zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	0	0	46 387	1
2. Dotacje	0	5	18	17
3. Inne przychody operacyjne	142 045	294 071	280 449	370 780
VIII. Pozostałe koszty operacyjne	352 153	103 479	873 136	388 035
1. Strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	5 022	7 457	0	8 312
2. Aktualizacja wartości aktywów niefinansowych	221 253	37 747	684 962	246 772
3. Inne koszty operacyjne	125 879	58 275	188 174	132 951
IX. Zysk (strata) z działalności operacyjnej (VI+VII-VIII)	**1 388 736**	**1 493 824**	**1 099 954**	**829 629**
X. Przychody finansowe	1 062 704	969 036	915 435	515 692
1. Dywidendy i udziały w zyskach, w tym:	47 376	3 122	10 937	4 790
- od jednostek powiązanych	47 351	3 087	10 910	4 680
2. Odsetki, w tym:	114 216	182 811	306 421	204 903
- od jednostek powiązanych	38 052	68 532	79 841	101 692
3. Zysk ze zbycia inwestycji	3 307	1 817	3 965	11 897
4. Aktualizacja wartości inwestycji	7 596	43 635	3 734	6 165
5. Inne	890 209	737 651	590 378	287 937
XI. Koszty finansowe	1 332 276	1 793 362	1 495 573	1 421 184
1. Odsetki, w tym:	280 123	323 297	355 826	428 083
- dla jednostek powiązanych	196 152	210 864	205 417	32 201
2. Strata ze zbycia inwestycji	0	0	0	0
3. Aktualizacja wartości inwestycji	24 314	207 700	45 306	20 143
4. Inne	1 027 840	1 262 365	1 094 441	972 958
XII. Zysk (strata) z działalności gospodarczej (IX+X-XI)	**1 119 163**	**669 498**	**519 816**	**-75 863**
XIII. Wynik zdarzeń nadzwyczajnych (XIII.1. - XIII.2.)	-911	-415	-1 349	-640
1. Zyski nadzwyczajne	365	1 118	6 971	4 568
2. Straty nadzwyczajne	1 276	1 533	8 320	5 208
XIV. Zysk (strata) brutto (XII+/-XIII)	**1 118 252**	**669 083**	**518 467**	**-76 503**
XV. Podatek dochodowy	225 765	394 260	181 366	-24 397
a) część bieżąca	149 348	220 565	359 394	72 288
b) część odroczona	76 417	173 695	-178 028	-96 685
XVI. Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty)	145 775	74 384	26 167	0
XVIII. Zysk (strata) netto (XIV-XV-XVI+/-XVII)	**746 713**	**200 439**	**310 934**	**-52 106**

Zysk (strata) netto (zanualizowany)	746 713	200 439	310 934	-52 106
Średnia ważona liczba akcji zwykłych	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000
Zysk (strata) na jedną akcję zwykłą (w zł)	0,15	0,04	0,06	-0,01
Średnia ważona rozwodniona liczba akcji zwykłych	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000
Rozwodniony zysk (strata) na jedną akcję zwykłą (w zł)	0,15	0,04	0,06	-0,01

Jednostkowe zestawienie zmian w kapitale własnym Emitenta

ZESTAWIENIE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
I. Kapitał własny na początek okresu (BO)	**7 394 405**	**7 124 446**	**6 817 866**	**6 576 126**
a) zmiany przyjętych zasad (polityki) rachunkowości	0	71 494	67 385	279 133
b) korekty błędów podstawowych	0	0	0	13 781
I.a. Kapitał własny na początek okresu (BO), po uzgodnieniu do danych porównywalnych	**7 394 405**	**7 195 940**	**6 885 251**	**6 869 040**
1. Kapitał zakładowy na początek okresu	**5 000 000**	**5 000 000**	**5 000 000**	**5 000 000**
1.1. Zmiany kapitału zakładowego	0	0	0	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	0
- emisji akcji (wydania udziałów)	0	0	0	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	0	0
- umorzenia akcji (udziałów)	0	0	0	0
1.2. Kapitał zakładowy na koniec okresu	**5 000 000**	**5 000 000**	**5 000 000**	**5 000 000**
2. Należne wpłaty na kapitał zakładowy na początek okresu	**0**	**0**	**0**	**0**
2.1. Zmiany należnych wpłat na kapitał zakładowy	0	0	0	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	0	0
2.2. Należne wpłaty na kapitał zakładowy na koniec okresu	**0**	**0**	**0**	**0**
3. Akcje (udziały) własne na początek okresu	**0**	**0**	**0**	**0**
3.1. Zmiany akcji (udziałów) własnych	0	0	0	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	0	0
3.2. Akcje (udziały) własne na koniec okresu	**0**	**0**	**0**	**0**
4. Kapitał zapasowy na początek okresu	**2 121 267**	**1 705 341**	**1 575 033**	**1 990 636**
4.1. Zmiany kapitału zapasowego	252 495	415 926	130 308	-415 603
a) zwiększenia (z tytułu)	252 495	415 926	292 913	0
- emisji akcji powyżej wartości nominalnej	0	0	0	0
- z podziału zysku (ustawowo)	0	0	0	0
- podział zysku z lat poprzednich	0	111 102	292 913	0
- z podziału zysku (ponad wymaganą ustawowo minimalną wartość)	252 495	304 824	0	0
b) zmniejszenie (z tytułu)	0	0	-162 605	-415 603
- pokrycia straty	0	0	-162 605	-415 603
4.2. Kapitał zapasowy na koniec okresu	**2 373 761**	**2 121 267**	**1 705 341**	**1 575 033**
5. Kapitał z aktualizacji wyceny na początek okresu	**1 206**	**1 180**	**181**	**1 093**
5.1. Zmiany kapitału z aktualizacji wyceny	550	26	999	-912
a) zwiększenia (z tytułu)	550	26	999	0
- różnice kursowe z przeliczenia oddziału zagranicznego	550	26	999	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	0	-912
- różnice kursowe z przeliczenia oddziału zagranicznego	0	0	0	-912
- zbycia środków trwałych	0	0	0	0
5.2. Kapitał z aktualizacji wyceny na koniec okresu	**1 756**	**1 206**	**1 180**	**181**
6. Pozostałe kapitały rezerwowe na początek okresu	**0**	**0**	**0**	**0**
6.1. Zmiany pozostałych kapitałów rezerwowych	0	0	0	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	0
- podział wyniku	0	0	0	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	0	0
6.2. Pozostałe kapitały rezerwowe na koniec okresu	**0**	**0**	**0**	**0**

ZESTAWIENIE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
7. Zysk (strata) z lat ubiegłych na początek okresu	**0**	**417 926**	**242 652**	**0**
7.1. Zysk z lat ubiegłych na początek okresu	0	417 926	242 652	0
a) zmiany przyjętych zasad (polityki) rachunkowości	0	71 494	67 384	348 362
b) korekty błędów podstawowych	0	0	0	13 780
7.2. Zysk z lat ubiegłych, na początek okresu, po uzgodnieniu do danych porównywalnych	0	489 420	310 036	362 142
a) zwiększenia (z tytułu)	271 933	0	0	0
- podziału zysku z lat ubiegłych	271 933	0	0	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	-271 933	-417 926	-131 550	0
- przeniesienie na kapitał zapasowy	-252 495	-415 926	-292 913	0
- pokrycie straty z kapitału zapasowego	0	0	162 605	0
- odpis na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych	-9 500	-2 000	0	0
- odpis na Fundusz Nagród	-4 500	0	0	0
- dywidenda dla właściciela	-5 438	0	0	0
- korekta podatku dochodowego	0	0	-1 242	0
7.3. Zysk z lat ubiegłych na koniec okresu	0	71 494	178 486	362 142
7.4. Strata z lat ubiegłych na początek okresu	0	0	0	0
a) zmiany przyjętych zasad (polityki) rachunkowości	0	0	0	0
b) korekty błędów podstawowych	0	0	0	0
7.5. Strata z lat ubiegłych na początek okresu, po uzgodnieniu do danych porównywalnych	0	0	0	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	0
- przeniesienia straty z lat ubiegłych do pokrycia	0	0	0	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	0	0
- pokrycie straty z kapitału zapasowego	0	0	0	0
7.6. Strata z lat ubiegłych na koniec okresu	0	0	0	0
7.7. Zysk (strata) z lat ubiegłych na koniec okresu	**0**	**71 494**	**178 486**	**362 142**
8. Wynik netto	**746 713**	**200 439**	**310 934**	**-52 106**
a) zysk netto	746 713	200 439	310 934	0
b) strata netto	0	0	0	-52 106
c) odpisy z zysku	0	0	0	0
II. Kapitał własny na koniec okresu (BZ)	**8 122 230**	**7 394 406**	**7 195 941**	**6 885 250**
III. Kapitał własny, po uwzględnieniu proponowanego podziału zysku (pokrycia straty)	**8 122 230**	**7 394 406**	**7 195 941**	**6 885 250**

Jednostkowy rachunek przepływów pieniężnych Emitenta

RACHUNEK PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
A. Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej				
I. Zysk (strata) netto	**746 713**	**200 439**	**310 934**	**-52 106**
II. Korekty razem	**1 270 471**	**2 116 628**	**994 765**	**-489 334**
1. Amortyzacja	563 391	558 017	1 060 901	1 048 940
2. (Zyski) straty z tytułu różnic kursowych	-551 560	603 529	35 065	24 997
3. Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)	339 267	258 772	231 657	354 837
4. (Zysk) strata z tytułu działalności inwestycyjnej	226 012	165 547	8 045	10 110
5. Zmiana stanu rezerw	55 916	-51 937	-13 948	76 303
6. Zmiana stanu zapasów	-74 666	20 697	29 022	-155 031
7. Zmiana stanu należności	219 235	616 964	-102 886	-538 604
8. Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	-275 634	11 084	-212 256	-1 152 367
9. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	82 625	140 585	-193 482	-459 600
10. Inne korekty	685 887	-206 630	152 647	301 081
III. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	2 017 183	**2 317 067**	**1 305 699**	**-541 440**
B. Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej				
I. Wpływy	**583 636**	**448 582**	**196 721**	**251 787**
1. Zbycie wartości niematerialnych i prawnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	5 162	2 549	3 720	82 990
2. Zbycie inwestycji w nieruchomości oraz wartości niematerialne i prawne	0	0	0	0
3. Z aktywów finansowych, w tym:	578 474	446 033	149 162	133 313
a) w jednostkach powiązanych	208 251	216 422	140 551	88 510
- zbycie aktywów finansowych	0	4	3 207	5 538
- dywidendy i udziały w zyskach	47 351	3 087	10 910	4 680
- spłata udzielonych pożyczek długoterminowych	132 042	186 957	83 522	78 292
- odsetki	28 858	26 374	42 912	0
- inne wpływy z aktywów finansowych	0	0	0	0
b) w pozostałych jednostkach	370 223	229 611	8 610	44 803
- zbycie aktywów finansowych	369 683	229 059	8 583	36 475
- dywidendy i udziały w zyskach	25	36	27	110
- spłata udzielonych pożyczek długoterminowych	0	0	0	0
- odsetki	516	517	0	8 218
- inne wpływy z aktywów finansowych	0	0	0	0
4. Inne wpływy inwestycyjne	0	0	43 839	35 484
II. Wydatki	**1 071 925**	**1 664 751**	**1 212 267**	**1 205 155**
1. Nabycie wartości niematerialnych i prawnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	680 429	739 026	1 014 001	1 183 747
2. Inwestycje w nieruchomości oraz wartości niematerialne i prawne	0	0	0	0
3. Na aktywa finansowe, w tym:	373 438	919 643	0	10 000
a) w jednostkach powiązanych	355	340 198	0	0
- nabycie aktywów finansowych	355	1 998	0	0
- udzielone pożyczki długoterminowe	0	338 200	0	0
b) w pozostałych jednostkach	373 084	579 445	0	10 000
- nabycie aktywów finansowych	373 084	579 445	0	10 000
- udzielone pożyczki długoterminowe	0	0	0	0
4. Inne wydatki inwestycyjne	18 058	6 082	198 266	11 408
III. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	**-488 289**	**-1 216 169**	**-1 015 546**	**-953 368**

RACHUNEK PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
C. Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej				
I. Wpływy	**292 882**	**849 677**	**867 391**	**4 526 383**
1. Wpływy netto z emisji akcji (wydania udziałów) i innych instrumentów kapitałowych oraz dopłat do kapitału	0	0	0	0
2. Kredyty i pożyczki	0	570 355	784 349	1 099 355
3. Emisja dłużnych papierów wartościowych	0	0	0	2 816 500
4. Inne wpływy finansowe	292 882	279 322	83 042	610 528
II. Wydatki	**1 791 482**	**2 417 068**	**1 569 916**	**1 965 421**
1. Nabycie akcji (udziałów) własnych	0	0	0	0
2. Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli	196 922	87 591	0	0
3. Inne, niż wpłaty na rzecz właścicieli, wydatki z tytułu podziału zysku	0	0	0	0
4. Spłaty kredytów i pożyczek	728 636	1 504 421	983 317	1 399 621
5. Wykup dłużnych papierów wartościowych	0	0	0	0
6. Z tytułu innych zobowiązań finansowych	0	0	0	60 261
7. Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego	3 019	3 001	57 011	111 656
8. Odsetki	241 192	277 683	113 695	367 846
9. Inne wydatki finansowe	621 714	544 372	415 893	26 037
III. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej (I-II)	**-1 498 599**	**-1 567 391**	**-702 525**	**2 560 962**
D. Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	**30 295**	**-466 493**	**-412 372**	**1 066 154**
E. Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:	**26 425**	**-459 848**	**-419 152**	**1 066 154**
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	-3 870	-6 645	6 780	0
F. Środki pieniężne na początek okresu	**493 572**	**960 065**	**1 372 437**	**306 283**
G. Środki pieniężne na koniec okresu (F+/- D), w tym:	**523 866**	**493 572**	**960 065**	**1 372 437**
- o ograniczonej możliwości dysponowania	2 116	9 899	33 032	23 087

2 SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE

2.1 OPINIA O BADANYM SKONSOLIDOWANYM SPRAWOZDANIU FINANSOWYM ORAZ O PREZENTACJI SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO I SKONSOLIDOWANYCH DANYCH PORÓWNYWALNYCH GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNIG S.A.

Do Akcjonariusza, Rady Nadzorczej i Zarządu PGNiG S.A.

Przedłożone przez Zarząd, zbadane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami środowiskowymi, skonsolidowane sprawozdania finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2004 roku oraz za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2003, 31 grudnia 2002 roku i 31 grudnia 2001 roku, które były podstawą sporządzenia skonsolidowanych porównywalnych danych finansowych, podlegały dostosowaniu do wymogów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 11.08.2004 roku w sprawie warunków, jakim powinien odpowiadać prospekt emisyjny i skrót prospektu (Dz.U. Nr 186, poz. 1921).

Skonsolidowane sprawozdania finansowe za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2003 roku, 31 grudnia 2002 roku oraz 31 grudnia 2001 roku zostały zatwierdzone przez Walne Zgromadzenia Akcjonariuszy.

Za skonsolidowane sprawozdania finansowe oraz dokonane przekształcenia i dostosowania tych sprawozdań w sposób umożliwiający ich porównywalność odpowiedzialność ponosi Zarząd Spółki PGNiG S.A.

Forma prezentacji skonsolidowanego sprawozdania finansowego i skonsolidowanych porównywalnych danych finansowych zamieszczonych w Prospekcie i zakres ujawnionych w nich danych są zgodne z wymogami rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 11.08.2004 roku w sprawie warunków, jakim powinien odpowiadać prospekt emisyjny i skrót prospektu (Dz.U. 186, poz. 1921), a ujawnione dane zostały sporządzone w sposób zapewniający ich porównywalność przez zastosowanie jednolitych zasad (polityki) rachunkowości we wszystkich prezentowanych okresach, zgodnie z zasadami rachunkowości stosowanymi przez Spółkę przy sporządzaniu skonsolidowanego sprawozdania finansowego za ostatni okres oraz przez ujęcie korekt błędów podstawowych w okresach, których dotyczą, bez względu na okres, w którym zostały ujęte w księgach rachunkowych. Uzgodnienie skonsolidowanych porównywalnych danych finansowych zamieszczonych w prospekcie do pozycji zbadanych skonsolidowanych sprawozdań finansowych rzetelnie odzwierciedla dokonane przekształcenie. Skonsolidowane porównywalne dane finansowe zamieszczone w Prospekcie wynikają ze zbadanych skonsolidowanych sprawozdań finansowych, po uwzględnieniu korekt doprowadzających do porównywalności z tytułu zmian zasad (polityki) rachunkowości.

Prezentowane w Prospekcie skonsolidowane sprawozdania finansowe i skonsolidowane porównywalne dane finansowe zostały sporządzone zgodnie z zasadami określonymi w ustawie z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz.U. Nr 76 z 2002 roku, poz. 694 z późniejszymi zmianami).

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2004 roku podlegało naszemu badaniu. W dniu 14 kwietnia 2005 roku wydaliśmy o tym sprawozdaniu opinię z zastrzeżeniem.

Za wyjątkiem kwestii opisanej poniżej, sprawozdanie to zostało zbadane stosownie do postanowień:

- rozdziału 7 ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz.U. z 2002 roku Nr 76, poz 694 z późniejszymi zmianami),
- norm wykonywania zawodu biegłego rewidenta, wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów w Polsce.

W przypadku trzech spółek zależnych: Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., BN Naftomontaż Sp. z o.o. oraz BsiPG Gazoprojekt S.A. występują przesłanki mogące świadczyć o trwałej utracie wartości majątku tych Spółek. Do dnia wydania opinii z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG S.A., Spółki nie dokonały ostatecznej wyceny wartości użytkowej swoich aktywów, w związku z czym nie jesteśmy w stanie potwierdzić, czy w przypadku tych Spółek nie jest konieczny dodatkowy odpis z tytułu trwałej utraty wartości na 31 grudnia 2004 r.

Za wyjątkiem skutków ewentualnych korekt, które mogłyby być konieczne, gdybyśmy byli w stanie zweryfikować konieczność dokonania dodatkowych odpisów z tytułu utraty wartości wynikających ze sprawy opisanej powyżej, skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. odzwierciedla prawidłowo, rzetelnie i jasno wszystkie informacje istotne dla oceny sytuacji majątkowej i finansowej Grupy Kapitałowej na dzień 31 grudnia 2004 roku, jak też jej wyniku finansowego za okres od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2004 roku.

Pełny tekst opinii dotyczącej badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. za wyżej wymieniony okres zawarty jest w punkcie 2.2.1.1 Rozdziału VIII.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2003 roku, stanowiące podstawę sporządzenia skonsolidowanych danych porównywalnych podlegało naszemu badaniu. Pełny tekst opinii zawarty jest w punkcie 2.2.1.2 Rozdziału VIII.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2002 roku, stanowiące podstawę sporządzenia skonsolidowanych danych porównywalnych, podlegało badaniu przez innego biegłego rewidenta. Pełny tekst jego opinii o tym sprawozdaniu zawarty jest w punkcie 2.2.1.3 Rozdziału VIII.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2001 roku, stanowiące podstawę sporządzenia skonsolidowanych danych porównywalnych, podlegało badaniu przez innego biegłego rewidenta. Pełny tekst jego opinii o tym sprawozdaniu zawarty jest w punkcie 2.2.1.4 Rozdziału VIII.

Maria Rzepnikowska

Biegły rewident

Nr ewid. 3499

Podmiot uprawniony do badania
sprawozdań finansowych wpisany na listę
podmiotów uprawnionych
pod nr ewidencyjnym 73
prowadzoną przez KIBR

Deloitte & Touche
Audit Services Sp. z o.o.
00-097 Warszawa
ul. Fredry 6

Warszawa, 9 maja 2005 roku

2.2 ŹRÓDŁA INFORMACJI STANOWIĄCE PODSTAWĘ SPORZĄDZENIA SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO I PORÓWNYWALNYCH DANYCH FINANSOWYCH ZAMIESZCZONYCH W PROSPEKCIE ORAZ OPINII

Skrócone jednostkowe sprawozdanie finansowe za okres od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2004 roku oraz porównywalne dane finansowe zawarte w Rozdziale VIII zostały zestawione na podstawie zweryfikowanych sprawozdań finansowych PGNiG S.A. za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2004 roku oraz za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2003 roku, 31 grudnia 2002 roku oraz 31 grudnia 2001 roku sporządzonych i przedłożonych przez Zarząd spółki PGNiG S.A., stosownie do obowiązujących przepisów wskazanych w raporcie o zgodności skróconego sprawozdania finansowego ze zbadanym sprawozdaniem zamieszczonycm w punkcie 1.1, opinii i raportów biegłych rewidentów dotyczących kolejnych lat obrotowych oraz danych dodatkowych przygotowanych przez Zarząd na podstawie uprzednio zweryfikowanych ksiąg rachunkowych, obejmujących korekty doprowadzające do porównywalności sprawozdania finansowe.

Za sprawozdania finansowe oraz dokonane przekształcenia i dostosowania tych sprawozdań w sposób umożliwiający ich porównywalność odpowiedzialność ponosi Zarząd Spółki PGNiG S.A.

Skonsolidowane sprawozdania finansowe za okres od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2004 roku oraz porównywalne dane finansowe wraz z notami objaśniającymi zawarte w Rozdziale VIII zostały zestawione na podstawie zweryfikowanych skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. za okres rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2004 roku oraz za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2003 roku, 31 grudnia 2002 roku oraz 31 grudnia 2001 roku sporządzonych i przedłożonych przez Zarząd spółki PGNiG S.A., stosownie do obowiązujących przepisów wskazanych w opinii biegłego rewidenta zamieszczonej w punkcie 2.1, opinii i raportów biegłych rewidentów dotyczących kolejnych lat obrotowych oraz danych dodatkowych przygotowanych przez Zarząd na podstawie uprzednio zweryfikowanych ksiąg rachunkowych, obejmujących korekty doprowadzające do porównywalności sprawozdania finansowe.

Za skonsolidowane sprawozdania finansowe oraz dokonane przekształcenia i dostosowania tych sprawozdań w sposób umożliwiający ich porównywalność odpowiedzialność ponosi Zarząd Spółki PGNiG S.A.

2.2.1 Opinie biegłych rewidentów o prawidłowości i rzetelności sprawozdań finansowych

2.2.1.1 Opinia z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2004 roku

Do Akcjonariuszy, Rady Nadzorczej i Zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.

Przeprowadziliśmy badanie załączonego skonsolidowanego sprawozdania finansowego grupy kapitałowej, w której jednostką dominującą jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie, obejmującego:

- wprowadzenie do skonsolidowanego sprawozdania finansowego,
- skonsolidowany bilans sporządzony na dzień 31 grudnia 2004 roku, który po stronie aktywów i pasywów wykazuje sumę 17.374.116.811,36 zł,
- skonsolidowany rachunek zysków i strat za okres od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2004 roku wykazujący zysk netto w kwocie 1.109.512.468,43 zł,
- zestawienie zmian w skonsolidowanym kapitale własnym za okres od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2004 roku wykazujące zwiększenie kapitału własnego w kwocie 1.069.959.061,15 zł,
- skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych za okres od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2004 roku wykazujący zwiększenie stanu środków pieniężnych w ciągu okresu sprawozdawczego w kwocie 202.062.208,04 zł,
- dodatkowe informacje i objaśnienia.

Za sporządzenie wymienionego skonsolidowanego sprawozdania finansowego odpowiedzialność ponosi Zarząd jednostki dominującej Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. Naszym zadaniem było zbadanie i wyrażenie opinii o rzetelności, prawidłowości i jasności tego sprawozdania.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone metodą pełną w odniesieniu do dwudziestu jeden jednostek zależnych oraz metodą praw własności w odniesieniu do jednej jednostki współzależnej oraz dwóch jednostek stowarzyszonych.

Nie przeprowadziliśmy badania sprawozdań finansowych jednostek zależnych podlegających konsolidacji na dzień 31 grudnia 2004 roku, których sumy bilansowe oraz przychody ze sprzedaży stanowią łącznie odpowiednio 3,5% i 6,6% skonsolidowanych aktywów i skonsolidowanych przychodów ze sprzedaży przed korektami konsolidacyjnymi. Spółki te były badane przez innych biegłych rewidentów, a opinie z tych badań zostały nam dostarczone.

Ponadto nie były przedmiotem naszego badania sprawozdania finansowe jednostki współzależnej i dwóch jednostek stowarzyszonych.

Za wyjątkiem kwestii opisanej poniżej, badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego zaplanowaliśmy i przeprowadziliśmy stosownie do postanowień:

- rozdziału 7 ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz.U. z 2002 r. Nr 76, poz. 694),
- norm wykonywania zawodu biegłego rewidenta, wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów w Polsce,

w taki sposób, aby uzyskać racjonalną, wystarczającą podstawę do wyrażenia opinii, czy skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie zawiera istotnych błędów. Badanie obejmowało w szczególności sprawdzenie dokumentacji konsolidacyjnej, z której wynikają kwoty i informacje zawarte w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym, a także ocenę poprawności zakresu i zasad zastosowanych do sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz istotnych związanych z tym szacunków, jak i ogólną ocenę prezentacji skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

W przypadku trzech spółek zależnych: Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., BN Naftomontaż Sp. z o.o. oraz BsiPG Gazoprojekt S.A. występują przesłanki mogące świadczyć o trwałej utracie wartości majątku tych Spółek. Do dnia wydania opinii z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG S.A., Spółki nie dokonały ostatecznej wyceny wartości użytkowej swoich aktywów, w związku z czym nie jesteśmy w stanie potwierdzić, czy w przypadku tych Spółek nie jest konieczny dodatkowy odpis z tytułu trwałej utraty wartości na 31 grudnia 2004 r.

W naszej opinii, za wyjątkiem skutków ewentualnych korekt, które mogłyby być konieczne, gdybyśmy byli w stanie zweryfikować konieczność dokonania dodatkowych odpisów z tytułu utraty wartości wynikających ze sprawy opisanej powyżej, w oparciu o wyniki przeprowadzonego badania oraz opinie innych biegłych rewidentów skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. za okres od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2004 roku, zostało sporządzone we wszystkich istotnych aspektach:

- zgodnie z zasadami określonymi w ustawie z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości i w rozporządzeniu Ministra Finansów z dnia 12 grudnia 2001 roku w sprawie szczegółowych zasad sporządzania przez jednostki inne niż banki i zakłady ubezpieczeń sprawozdania finansowego jednostek powiązanych, oraz
- zgodnie co do formy i treści z wymogami przywołanych wyżej przepisów prawa

i odzwierciedla ono rzetelnie i jasno wszystkie informacje istotne dla oceny sytuacji majątkowej i finansowej Grupy Kapitałowej na dzień 31 grudnia 2004 roku, jak też jej wyniku finansowego za okres od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2004 roku.

Nie zgłaszając dalszych zastrzeżeń do prawidłowości i rzetelności zbadanego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zwracamy uwagę, na następujące kwestie:

1. W punkcie 10.4 Wprowadzenia do skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupa informuje, że wprowadziła do ksiąg w roku 2002 nabyte nieodpłatnie prawa wieczystego użytkowania gruntów. Prawa te zostały wycenione według wartości określonych w decyzjach administracyjnych wydanych przed 1 stycznia 2002 przez organy przyznające te prawa. Równowartość wprowadzonych praw wieczystego użytkowania została jednocześnie wykazana w księgach rachunkowych jako rozliczenie międzyokresowe przychodów. Do celów prezentacji w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym, wartość rozpoznanych praw wieczystego użytkowania gruntów została pomniejszona o rozliczenia międzyokresowe przychodów z tytułu tych praw.

2. W punkcie 7 dodatkowych informacji i objaśnień Zarząd Spółki Dominującej przedstawił niepewność związaną z wyceną udziałów w spółce współzależnej EuRoPol Gaz S.A. Zarząd Spółki Dominującej

przeprowadził analizę pod kątem trwałej utraty wartości udziałów w EuRoPol Gaz S.A. Na podstawie tej analizy dokonał odpisu z tytułu trwałej utraty wartości tych udziałów do wartości 444.800 tys. zł. W powyższym punkcie dodatkowych informacji i objaśnień Zarząd wyjaśnił niepewność, co do przyjętych w tej analizie założeń, wynikającą z zewnętrznych czynników ryzyka.

3. W nocie 13 Wprowadzenia do skonsolidowanego sprawozdania finansowego Zarząd Spółki Dominującej objaśnia przyczyny, dla których wykazany w tej nocie zysk netto za rok 2004 oraz kapitał własny na dzień 31 grudnia 2004 roku według Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej (dalej „MSSF") będą różnić się od kapitału własnego oraz zysku netto, jakie będą wykazane jako dane porównywalne w sprawozdaniu za rok 2005 sporządzonym zgodnie z MSSF. Ponadto zwracamy uwagę na fakt, iż tylko kompletne skonsolidowane sprawozdanie finansowe, zawierające bilans, rachunek zysków i strat, zestawienie zmian w kapitale, rachunek przepływów pieniężnych wraz z danymi porównywalnymi i notami objaśniającymi może przedstawiać w sposób rzetelny sytuację finansową, wyniki działalności i przepływy pieniężne zgodnie z MSSF.

Sprawozdanie z działalności Grupy Kapitałowej za rok obrotowy 2004 jest kompletne w rozumieniu art.49 ust.2 Ustawy o rachunkowości, a zawarte w nim informacje, zaczerpnięte bezpośrednio ze zbadanego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, są z nim zgodne.

Maria Rzepnikowska

Biegły rewident
nr ewid. 3499

……
osoby reprezentujące podmiot

……
podmiot uprawniony do badania
sprawozdań finansowych wpisany
na listę podmiotów uprawnionych
pod nr ewidencyjnym 73
prowadzoną przez KIBR

Warszawa 14 kwietnia 2005 roku

2.2.1.2 Opinia z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2003 roku

Do Akcjonariuszy, Rady Nadzorczej i Zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.

Przeprowadziliśmy badanie załączonego skonsolidowanego sprawozdania finansowego grupy kapitałowej, w której jednostką dominującą jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie, obejmującego:

- wprowadzenie do skonsolidowanego sprawozdania finansowego,
- skonsolidowany bilans sporządzony na dzień 31 grudnia 2003 roku, który po stronie aktywów i pasywów wykazuje sumę 17.548.641.891,45 zł,
- skonsolidowany rachunek zysków i strat za okres od 1 stycznia 2003 roku do 31 grudnia 2003 roku wykazujący zysk netto w kwocie 610.947.198,06 zł,
- zestawienie zmian w skonsolidowanym kapitale własnym za okres od 1 stycznia 2003 roku do 31 grudnia 2003 roku wykazujące zwiększenie kapitału własnego w kwocie 603.912.163,29 zł,
- skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych za okres od 1 stycznia 2003 roku do 31 grudnia 2003 roku wykazujący zmniejszenie stanu środków pieniężnych w ciągu roku obrotowego w kwocie 315.491.685,23 zł,
- dodatkowe informacje i objaśnienia.

Za sporządzenie wymienionego skonsolidowanego sprawozdania finansowego odpowiedzialność ponosi Zarząd jednostki dominującej Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. Naszym zadaniem było zbadanie i wyrażenie opinii o rzetelności, prawidłowości i jasności tego sprawozdania.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone metodą pełną w odniesieniu do dziewiętnastu jednostek zależnych oraz metodą praw własności w odniesieniu do jednej jednostki współzależnej oraz jednej jednostki stowarzyszonej. Sprawozdania finansowe trzynastu jednostek zależnych oraz jednej jednostki współzależnej i jednej jednostki stowarzyszonej były przedmiotem badania przez inne podmioty uprawnione do badania sprawozdań finansowych. Otrzymaliśmy sprawozdania finansowe jednostek zależnych, jednostki współzależnej oraz jednostki stowarzyszonej i opinie z badania tych sprawozdań. Nasza opinia z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego w odniesieniu do danych tych podmiotów jest oparta na opiniach biegłych rewidentów uprawnionych do ich badania. Dane ze sprawozdań finansowych jednostek zależnych, jednostki współzależnej i stowarzyszonej, co do których oparliśmy się całkowicie na opiniach innych biegłych rewidentów, stanowią 3,36% i 6,25% odpowiednio skonsolidowanych aktywów i skonsolidowanych przychodów ze sprzedaży przed korektami konsolidacyjnymi.

Badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego zaplanowaliśmy i przeprowadziliśmy stosownie do postanowień:

- rozdziału 7 ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz.U. z 2002 r. Nr 76, poz. 694),
- norm wykonywania zawodu biegłego rewidenta, wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów w Polsce,

w taki sposób, aby uzyskać racjonalną, wystarczającą podstawę do wyrażenia opinii, czy skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie zawiera istotnych błędów. Badanie obejmowało w szczególności sprawdzenie dokumentacji konsolidacyjnej, z której wynikają kwoty i informacje zawarte w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym, a także ocenę poprawności zakresu i zasad zastosowanych do sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz istotnych związanych z tym szacunków, jak i ogólną ocenę prezentacji skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Jesteśmy przekonani, że przeprowadzone przez nas badanie zapewniło nam wystarczającą podstawę do wyrażenia opinii.

W naszej opinii, w oparciu o wyniki przeprowadzonego badania oraz opinie innych biegłych rewidentów, skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. za rok obrotowy 2003, zostało sporządzone we wszystkich istotnych aspektach:

- zgodnie z zasadami określonymi w ustawie z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości i w rozporządzeniu Ministra Finansów z dnia 12 grudnia 2001 roku w sprawie szczegółowych zasad

sporządzania przez jednostki inne niż banki i zakłady ubezpieczeń sprawozdania finansowego jednostek powiązanych, oraz

– zgodnie co do formy i treści z wymogami przywołanych wyżej przepisów prawa

i odzwierciedla ono rzetelnie i jasno wszystkie informacje istotne dla oceny sytuacji majątkowej i finansowej Grupy Kapitałowej na dzień 31 grudnia 2003 roku, jak też jej wyniku finansowego za rok obrotowy od 1 stycznia do 31 grudnia 2003 roku.

Nie zgłaszając zastrzeżeń do prawidłowości i rzetelności zbadanego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zwracamy uwagę, na następujące kwestie:

1. W punkcie 14 Dodatkowych informacji i objaśnień do skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupa Kapitałowa informuje o wypełnieniu warunków umowy emisjii Euroobligacji. Zadłużenie z tytułu kwoty głównej wynosiło na dzień 31 grudnia 2003 roku 3 201,4 milionów złotych (678,7 miliona Euro), zaś wartość naliczonych odsetek na dzień bilansowy wyniosła 37 milionów złotych (7,8 miliona Euro). W roku 2003 miało miejsce wydzielenie spółek dystrybucyjnych, do których wniesiony został aportem majątek oddziałów Spółki. W punkcie 14 Dodatkowych informacji i objaśnień do skonsolidowanego sprawozdania finansowego Zarząd Jednostki Dominującej przedstawił, w jaki sposób upewnił się, że powyższa reorganizacja nie stanowi złamania umowy Euroobligacji. Umowa emisji Euroobligacji wymaga od Jednostki Dominującej wypełnienia określonych wskaźników finansowych, które powinny być obliczone w oparciu o skonsolidowane sprawozdanie finansowe sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej. Do daty wydania naszej opinii Jednostka Dominująca nie sporządziła skonsolidowanego sprawozdania zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, a jedynie oszacowała odpowiednie dane finansowe niezbędne do wyliczenia tych wskaźników. Na podstawie dokonanych szacunków Jednostka Dominująca uważa, że wymagane wskaźniki finansowe wynikające z umowy emisji Euroobligacji zostały osiągnięte.
2. W punkcie 10.4 Wprowadzenia do sprawozdania finansowego Grupa informuje, że wprowadziła do ksiąg w roku 2002 nabyte nieodpłatnie prawa wieczystego użytkowania gruntów. Prawa te zostały wycenione według wartości określonych w decyzjach administracyjnych wydanych przed 1 stycznia 2002 przez organy przyznające te prawa. Równowartość wprowadzonych praw wieczystego użytkowania została jednocześnie wykazana w księgach rachunkowych jako rozliczenie międzyokresowe przychodów. Do celów prezentacji w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym, wartość rozpoznanych praw wieczystego użytkowania gruntów została pomniejszona o rozliczenia międzyokresowe przychodów z tytułu tych praw.
3. W punkcie 7 dodatkowych informacji i objaśnień opisana została niepewność co do ściągalności pożyczki udzielonej spółce współzależnej, EuRoPol Gaz S.A.. Wartość pożyczki w kwocie netto 73.492,4 tysięcy złotych, ujęta jest w sprawozdaniu finansowym w pozycji „Inwestycje krótkoterminowe".
4. Opisaną w punkcie 7 dodatkowych informacji i objaśnień niepewność związaną z wyceną udziałów w spółce współzależnej EuRoPol Gaz S.A. Zarząd Spółki Dominującej przeprowadził analizę pod kątem trwałej utraty wartości udziałów w EuRoPol Gaz S.A.. Na podstawie tej analizy dokonał odpisu z tytułu trwałej utraty wartości tych udziałów do wartości 298.189 tys. zł. W powyższym punkcie dodatkowych informacji i objaśnień Zarząd wyjaśnił niepewność, co do przyjętych w tej analizie założeń, wynikającą z zewnętrznych czynników ryzyka.

Sprawozdanie z działalności Grupy Kapitałowej za rok obrotowy 2003 jest kompletne w rozumieniu art. 49 ust. 2 ustawy o rachunkowości, a zawarte w nim informacje, zaczerpnięte bezpośrednio ze zbadanego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, są z nim zgodne.

Maria Rzepnikowska

Biegły rewident

nr ewid. 3499

Podmiot uprawniony do badania

sprawozdań finansowych wpisany na listę

podmiotów uprawnionych pod
nr ewidencyjnym 73

prowadzoną przez KIBR

Deloitte & Touche

Audit Services Sp. z o.o.

00-097 Warszawa

ul. Fredry 6

Warszawa, 1 czerwca 2004 roku

2.2.1.3 Opinia z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2002 roku

Dla Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.

1. Przeprowadziliśmy badanie załączonego skonsolidowanego sprawozdania finansowego grupy kapitałowej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. („Grupy")z siedzibą w Warszawie, ul. Krucza 6/14, za rok kończący się dnia 31 grudnia 2002 roku obejmującego:

- wprowadzenie do skonsolidowanego sprawozdania finansowego,
- skonsolidowany bilans sporządzony na dzień 31 grudnia 2002 roku, który po stronie aktywów i pasywów wykazuje sumę 17.107.772 tysiące złotych (słownie: siedemnaście miliardów sto siedem milionów siedemset siedemdziesiąt dwa tysiące złotych),
- skonsolidowany rachunek zysków i strat za okres od dnia 1 stycznia 2002 roku do dnia 31 grudnia 2002 roku wykazujący zysk netto w wysokości 387.704 tysiące złotych (słownie: trzysta osiemdziesiąt siedem milionów siedemset cztery tysiące złotych),
- zestawienie zmian w skonsolidowanym kapitale własnym za okres od dnia 1 stycznia 2002 roku do dnia 31 grudnia 2002 rok wykazujące zwiększenie stanu kapitału własnego o kwotę 375.800 tysięcy złotych (słownie: trzysta siedemdziesiąt pięć milionów osiemset tysięcy złotych),
- skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych za okres od dnia 1 stycznia 2002 roku do dnia 31 grudnia 2002 roku wykazujący zmniejszenie stanu środków pieniężnych netto o kwotę 393.218 tysięcy złotych (słownie: trzysta dziewięćdziesiąt trzy miliony dwieście osiemnaście tysięcy złotych), oraz
- dodatkowe informacje i objaśnienia.

2. Za rzetelność, prawidłowość i jasność załączonego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, jak również za prawidłowość ksiąg rachunkowych odpowiada Zarząd jednostki dominującej. Naszym zadaniem było zbadanie załączonego skonsolidowanego sprawozdania finansowego i wyrażenie, na podstawie badania, opinii o tym, czy skonsolidowane sprawozdanie finansowe, we wszystkich istotnych aspektach prawidłowo, rzetelnie i jasno przedstawia sytuację majątkową i finansową oraz wynik finansowy Grupy.

3. Badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego przeprowadziliśmy stosownie do obowiązujących w Polsce postanowień:

- rozdziału 7 ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości („ustawa"),
- norm wykonywania zawodu biegłego rewidenta wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów,

w taki sposób, aby uzyskać racjonalną pewność co do tego, czy skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie zawiera istotnych nieprawidłowości. W szczególności badanie obejmowało sprawdzenie – w dużej mierze metoda wyrywkową – dokumentacji, z której wynikają kwoty i informacje zawarte w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.

Badanie obejmowało również ocenę poprawności przyjętych i stosowanych przez Grupę zasad rachunkowości i znaczących szacunków dokonanych przez Zarząd jednostki dominującej, jak i ogólnej prezentacji skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Uważamy, że przeprowadzone przez nas badanie dostarczyło nam wystarczających podstaw do wyrażenia opinii o skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym traktowanym jako całość.

4. Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy za poprzedni rok obrotowy kończący się dnia 31 grudnia 2001 roku było przedmiotem naszego badania i z dniem 6 maja 2002 roku wydaliśmy o tym sprawozdaniu opinię bez zastrzeżeń, ze zwróceniem uwagi.

5. Naszym zdaniem, załączone skonsolidowane sprawozdanie finansowe, we wszystkich istotnych aspektach:

- przedstawia rzetelnie i jasno wszystkie informacje istotne dla oceny wyniku finansowego działalności gospodarczej za okres od dnia 1 stycznia 2002 roku do dnia 31 grudnia 2002 roku, jak też sytuacji majątkowej i finansowej badanej Grupy na dzień 31 grudnia 2002 roku;
- sporządzone zostało zgodnie z zasadami rachunkowości określonymi w powołanej wyżej ustawie i wydanymi na jej podstawie przepisami, na podstawie prawidłowo prowadzonych ksiąg rachunkowych;
- jest zgodne z powołaną wyżej ustawą i wydanymi na jej podstawie przepisami i postanowieniami statutu Spółki wpływającymi na jego treść.

6. Nie zgłaszając zastrzeżeń, zwracamy uwagę na następujące kwestie:

a) W dniu 1 stycznia 2002 roku weszła w życie ustawa z dnia 9 listopada 2000 roku o zmianie ustawy o rachunkowości. Jednostka Dominująca wprowadziła w związku z powyższym zmiany w stosowanych zasadach (polityce) rachunkowości jak szerzej przedstawiono w punkcie 7.1 wprowadzenia do załączonego skonsolidowanego sprawozdania finansowego. W rezultacie, porównywalne dane finansowe za okres od dnia 1 stycznia 2001 roku do dnia 31 grudnia 2001 roku oraz na dzień 31 grudnia 2001 roku wykazują różnice w stosunku do uprzednio opublikowanego skonsolidowanego sprawozdania finansowego za rok zakończony 31 grudnia 2001 roku.

b) Jak szerzej opisano w punkcie nr 7 dodatkowych informacji i objaśnień do skonsolidowanego sprawozdania finansowego Spółka amortyzuje dla celów bilansowych odwierty wydobywcze stosując w sposób ciągły stawki amortyzacyjne zgodne z obowiązującymi przepisami podatkowymi. Obecnie stosowana przez Spółkę stawka 4,5% odpowiada okresowi ekonomicznej użyteczności odwiertów wynoszącym około 22 lat. Według uzyskanych informacji Spółka rozważa możliwość zastosowania metody amortyzacji odwiertów w przyszłości opartej na koszcie jednostki produkcyjnej.

c) Punkt nr 15 dodatkowych informacji i objaśnień do skonsolidowanego sprawozdania finansowego informuje o wypełnieniu przez Spółkę warunków finansowych wymaganych umową emisji obligacji. W październiku 2001 roku Spółka wyemitowała obligacje na kwotę 800.000.000 Euro, których całkowita spłata nastąpi w 2006 roku. W roku 2002 Spółka wykupiła 100.000.000 Euro (354.960 tysięcy złotych) obligacji. Na dzień 31 grudnia 2002 roku wielkość zobowiązania z tego tytułu wynosiła 2.880.198 tysięcy złotych (700.000 tysięcy złotych Euro). W umowie o emisję obligacji Spółka zobowiązała się do przestrzegania określonych wskaźników finansowych, które powinny być

obliczone w oparciu o skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy przygotowane zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej („MSSF"). Do daty sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego, Spółka nie przygotowała skonsolidowanych sprawozdań finansowych przygotowanych zgodnie z MSSF, a jedynie oszacowała odpowiednie dane finansowe niezbędne do wyliczenia tych wskaźników. Na podstawie dokonanych szacunków Spółka uważa, że wszystkie wymagane współczynniki finansowe zawarte w umowie emisji obligacji zostały spełnione. Dokładne wyliczenie wskaźników nastąpi po przygotowaniu sprawozdań finansowych Spółki zgodnie z MSSF.

d) Punkt nr 8 dodatkowych informacji i objaśnień do sprawozdania finansowego opisuje niepewność dotyczącą ściągalności pożyczki udzielonej SGT EuRoPol Gaz S.A., będącej spółką współzależną z PGNiG S.A. Na dzień 31 grudnia 2002 roku stan pożyczki wraz z odsetkami wynosił 350.104 tysiące złotych. Spółka utworzyła rezerwę na wymagalną bieżącą część pożyczki oraz na przeterminowane odsetki należne w kwocie 192.514 tysięcy złotych. W skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Spółka zaprezentowała pożyczkę w wartości netto w wysokości 157.590 tysięcy złotych. Zarząd poinformował nas, że w roku 2002 Rada Nadzorcza SGT EuRoPol Gaz S.A. przyjęła biznes plan spółki obejmujący między innymi założenia dotyczące restrukturyzacji długu wobec akcjonariuszy. Do chwili wydania niniejszej opinii nie zostały podpisane żadne porozumienia pomiędzy SGT EuRoPol Gaz S.A. i jej akcjonariuszami dotyczące restrukturyzacji zadłużenia SGT EuRoPol Gaz S.A. i nie jest znany termin ich podpisania. Zdaniem Zarządu Spółki dopóki takie porozumienia nie zostaną podpisane istnieje niepewność co do ściągalności kapitału pożyczki udzielonej SGT EuRoPol Gaz S.A. jak również odsetek od tej pożyczki. Dlatego też Zarząd Spółki uważa, że utworzona rezerwa odpowiada oczekiwanemu ryzyku w chwili obecnej.

e) Jak szerzej opisano w punkcie 8 dodatkowych informacji i objaśnień do załączonego sprawozdania finansowego, Spółka posiada udziały w jednostce współzależnej EuRoPol Gaz S.A. wyceniane metodą praw własności. Spółka jest przekonana, że realizacja wartości udziałów w EuRoPol Gaz S.A. w wysokości wyliczonej przy użyciu metody praw własności nie jest możliwa. Obecnie istnieje duża niepewność co do kształtowania się przyszłej sytuacji finansowej EuRoPol Gaz S.A. Jednocześnie w okresie obsługi długu zaciągniętego przez EuRoPol Gaz S.A. jej akcjonariusze uzgodnili, że nie będą podejmowali decyzji o wypłacie dywidendy. Spółka przeprowadziła testy na trwałą utratę wartości tych udziałów. Wyniki tych testów wykazują znaczne różnice w zależności od przyjętych założeń. Biorąc powyższe pod uwagę, Spółka dokonała odpisu z tytułu trwałej utraty wartości tych udziałów do ich ceny nabycia. W związku z powyższym, wykazana wartość realizacji tych udziałów może odbiegać od wartości wykazanej w bilansie.

f) Punkt nr 2 dodatkowych informacji i objaśnień do skonsolidowanego sprawozdania finansowego informuje o ujęciu w sprawozdaniu finansowym zdarzeń dotyczących lat ubiegłych związanych z ujawnieniem gazociągów i zwiększeniem wartości odwiertów. Wartość korekt dotyczących lat ubiegłych ujętych w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Spółki za rok zakończony 31 grudnia 2002 roku wynosi 93.270 tysięcy złotych.

g) Punkt nr 7.4 wprowadzenia do skonsolidowanego sprawozdania finansowego informuje, że Spółka wprowadziła do ksiąg nabyte nieodpłatnie prawa wieczystego użytkowania gruntów. Prawa te zostały wycenione według wartości określonej w decyzji wydanej przed 1 stycznia 2002 roku przez organy przyznające te prawa. Równowartość wprowadzonych praw została jednocześnie wykazana w księgach rachunkowych jako rozliczenia międzyokresowe przychodów. Dla celów prezentacji w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym, wartość rozpoznanych praw wieczystego gruntów została pomniejszona o rozliczenia międzyokresowe przychodów z tytułu tych praw.

h) Punkt nr 25 dodatkowych informacji i objaśnień do skonsolidowanego sprawozdania finansowego wskazuje, że Spółka dokonała analizy i oceniła możliwość odzyskania aktywów z tytułu podatku odroczonego wniesionego aportem do nowopowstałych spółek dystrybucyjnych po końcu roku. Analiza została przeprowadzona na podstawie planów finansowych spółek dystrybucyjnych przygotowanych na lata 2003 – 2006. Biorąc pod uwagę krótki okres działalności spółek dystrybucyjnych, istnieje niepewność czy aktywa z tytułu podatku odroczonego dotyczące spółek dystrybucyjnych w kwocie 48.331,2 tysięcy złotych zostaną w całości zrealizowane.

i) Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. obejmuje informacje finansowe 13 jednostek zależnych oraz 3 jednostek stowarzyszonych, które były badane przez biegłych działających dla innych podmiotów uprawnionych. Otrzymaliśmy, wydane przez powyższych biegłych, opinie z badania o sprawozdaniach finansowych tych jednostek. Udział w

sumie bilansowej skonsolidowanego sprawozdania finansowego sprawozdań finansowych, badanych przez biegłych działających dla innych podmiotów uprawnionych, wynosi 21,3%.

j) Punkt nr 41 dodatkowych informacji i objaśnień do skonsolidowanego sprawozdania finansowego, który informuje o powodach braku zatwierdzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy za rok zakończony 31 grudnia 2001 roku oraz 31 grudnia 2000 roku.

7. Zapoznaliśmy się ze sprawozdaniem z działalności Grupy w okresie od dnia 1 stycznia 2002 roku do dnia 31 grudnia 2002 roku („sprawozdanie z działalności") i uznaliśmy, że informacje pochodzące z załączonego skonsolidowanego sprawozdania finansowego są z nim zgodne. Informacje zawarte w sprawozdaniu z działalności uwzględniają postanowienia art. 49 ust.2 ustawy.

8. Do dnia niniejszej opinii skonsolidowane sprawozdanie finansowe za rok kończący się dnia 31 grudnia 2000 roku oraz 31 grudnia 2001 roku nie zostało złożone w Krajowym Rejestrze sądowym i nie zostało zgłoszone do publikacji.

9. W dniu 12 czerwca 2003 roku wydaliśmy opinię o skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym grupy kapitałowej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. („Grupy") za rok kończący się do dnia 31 grudnia 2002 roku zawierającą zastrzeżenie dotyczące ograniczenia zakresu badania odnośnie wyceny udziałów w jednostce współzależnej. W związku z dodatkowymi analizami i informacjami niniejsza opinia nie zawiera takiego ograniczenia. W niniejszej opinii zwracamy uwagę na niepewność związaną z tą wyceną. Niniejsza opinia zastępuje poprzednio wydaną opinię.

Biegły rewident

Nr 9263/6950

w imieniu

Ernst&Young Audit Sp. z o.o.

ul. Emilii Plater 53, 00-113 Warszawa

Nr ewidencyjny 130

Ewa Kowalczuk-Dobosz

Jadwiga Włodarska

Biegły rewident

Nr 9161/6245

Warszawa, dnia 12 czerwca 2003 roku

2.2.1.4 Opinia z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2001 roku

Dal Akcjonariusza Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.

Przeprowadziliśmy badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego grupy kapitałowej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. z siedzibą w Warszawie, ul. Krucza 6/14, na które składa się:

- skonsolidowany bilans sporządzony na dzień 31 grudnia 2001 r., który po stronie aktywów i pasywów wykazuje sumę 17.508.228.876,12 zł,
- skonsolidowany rachunek zysków i strat za rok obrotowy od 1 stycznia 2001 r. Do 31 grudnia 2001 r., wykazujący stratę netto 157.129.552,64 zł,
- informacja dodatkowa,
- skonsolidowane sprawozdanie z przepływu środków pieniężnych, wykazujące zmianę stanu środków pieniężnych netto w ciągu roku obrotowego od 1 stycznia 2001 r. do 31 grudnia 2001 r. o kwotę 1.086.353.203,05 zł.

Za sporządzenie tego sprawozdania finansowego jest odpowiedzialny Zarząd jednostki dominującej. Naszym zadaniem było zbadanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego i wyrażenie opinii o jego rzetelności, prawidłowości i jasności.

Badanie to przeprowadziliśmy stosownie do postanowień:

- rozdziału 7 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dziennik Ustaw Rzeczypospolitej Polskiej nr 121, poz. 591 z późniejszymi zmianami);
- norm wykonywania zawodu biegłego rewidenta, wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów w Polsce.

Badanie to zaplanowaliśmy i przeprowadziliśmy w taki sposób, aby uzyskać racjonalną pewność, że skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie zawiera istotnych zniekształceń i uzyskać podstawę wystarczającą do wydania miarodajnej opinii o tym sprawozdaniu. W szczególności badanie obejmowało sprawdzenie – w dużej mierze metoda wyrywkową – danych, z których wynikają kwoty i informacje zawarte w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym, poprawności zastosowanych przez jednostkę zasad rachunkowości, szacunków, jak i ogólną ocenę przedstawionego sprawozdania. Uważamy, że przeprowadzone przez nas badanie stanowi wystarczającą podstawę dla wyrażenia niniejszej opinii.

Naszym zdaniem, zbadane skonsolidowane sprawozdanie finansowe:

a) przedstawia rzetelnie i jasno we wszystkich istotnych aspektach, wynik finansowy działalności gospodarczej za okres od 1 stycznia 2001 r. do 31 grudnia 2001 r., jak też sytuację majątkową i finansową grupy kapitałowej na dzień 31 grudnia 2001 r.,

b) jest zgodne co do formy i treści we wszystkich istotnych aspektach, z ustawą z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości,

c) sporządzone zostało we wszystkich istotnych aspektach, zgodnie z zasadami określonymi w powołanej wyżej ustawie oraz rozporządzeniu Ministra Finansów z dnia 14 czerwca 1995 r. w sprawie szczegółowych zasad sporządzania przed jednostki inne niż banki skonsolidowanych sprawozdań finansowych, stosowanymi w sposób ciągły.

Informacje zawarte w sprawozdaniu z działalności grupy kapitałowej, pochodzące ze zbadanego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, są z nim zgodne.

Nie zgłaszając zastrzeżeń do prawidłowości i rzetelności zbadanego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, zwracamy uwagę na następujące kwestie:

1. Punkt nr 2.16 w informacji dodatkowej do skonsolidowanego sprawozdania finansowego, który informuje o warunkach finansowych wymaganych umową emisji obligacji. W październiku 2001 r. Jednostka Dominująca (PGNiG S.A.) wyemitowała obligacje na kwotę 800.000.000 Euro, których całkowita spłata nastąpi w 2006 roku. Na dzień 31 grudnia 2001 r. wielkość zobowiązania z tego tytułu wyniosła 2.849.003.000,00 zł. W umowie o emisję obligacji Jednostka Dominująca zobowiązała się do przestrzegania pewnych wskaźników finansowych, które powinny być obliczone w oparciu o skonsolidowane sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. przygotowane zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Rachunkowości. Jednostka Dominująca przygotowała wstępną wersję takiego sprawozdania i obliczyła, że wszystkie wskaźniki wymagane umową zostały spełnione na dzień 31 grudnia 2001 r. Jeden ze wskaźników tzn. stosunek całkowitego długu do kapitału własnego wyniósł 99,78% i zbliżył się do ustalonej granicy 100%. Zarząd Jednostki Dominującej dokonał analizy wszystkich wskaźników wymaganych umową emisji obligacji w oparciu o plany finansowe na rok 2002 i uważa, że wskaźniki te będą również spełnione w roku następnym. Ponadto spłata zadłużenia w 2002 r. oraz planowany wynik finansowy za rok 2002 spowodują, że stosunek całkowitego długu do kapitału własnego oddali się od granicy 100%.
2. Punkt nr 1 w informacji dodatkowej, który opisuje planowaną strukturę branży gazownictwa. Nowa struktura branży gazownictwa została przedstawiona przez Ministerstwo Gospodarki w dokumencie „Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej Polski do roku 2020". Aktualnie trwają prace nad przyszłością polskiego sektora gazowego. Analizowane są różne koncepcje przekształceń i struktury sektora. Umowa emisji obligacji zawiera warunek określający „dozwoloną reorganizację", która odpowiada planom reorganizacji z 2000 r. Z rozmów przeprowadzonych z Zarządem wynika, że żadne ostateczne plany dotyczące reorganizacji Jednostki Dominującej nie zostały zatwierdzone, a wszystkie koncepcje przekształceń są rozpatrywane pod kątem ich zgodności z „dozwoloną reorganizacją".
3. Punkt nr 11.1.3 w informacji dodatkowej do skonsolidowanego sprawozdania finansowego, który opisuje niepewność dotyczącą ściągalności pożyczki w kwocie 313.287.277,39 zł udzielonej EuRoPol Gaz S.A., będącej spółką stowarzyszoną z PGNiG S.A. Na dzień 31 grudnia 2001 r., Jednostka Dominująca utworzyła rezerwę na wymagalną część pożyczki oraz na odsetki należne w kwocie 147.710.151,55 zł. Zarząd poinformował nas, że prowadzone są negocjacje ze stroną rosyjską dotyczące podwyższenia opłat za przesył gazu przez terytorium Polski, które umożliwią EuRoPol Gaz S.A. spłatę

zadłużenia. Do dnia wydania niniejszej opinii negocjacje się nie zakończyły. Zarząd Jednostki Dominującej uważa, że utworzona rezerwa odpowiada oczekiwanemu ryzyku w chwili obecnej, jednak ostateczny wynik negocjacji może powodować potrzebę korekty utworzonej rezerwy.

4. Punkt nr 7 w informacji dodatkowej do skonsolidowanego sprawozdania finansowego, który informuje o powodach braku zatwierdzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego Spółki za rok zakończony 31 grudnia 2000 r.

5. Punkt nr 5.3 w informacji dodatkowej do skonsolidowanego sprawozdania finansowego, który przedstawia wprowadzenie nowej polityki księgowej dotyczącej wyceny i ujęcia księgowego instrumentów finansowych używanych do zabezpieczenia ryzyka wynikającego ze zmiennych współczynników ekonomicznych zawartych w długoterminowych umowach kredytowych. W związku z wyceną tych instrumentów według wartości godziwej pozostałe zobowiązania Jednostki Dominującej zostały powiększone o kwotę 514.393.379,61 zł, przychody przyszłych okresów zostały pomniejszone o kwotę 98.504.472,53 zł (nota 37 w informacji dodatkowej do skonsolidowanego sprawozdania finansowego), a wynik Jednostki Dominującej za rok 2001 został pomniejszony o kwotę 415.888.907,08 zł. Wycena została dokonana w oparciu o najlepsze modele dostępne Jednostce Dominującej i bankom.

6. Punkt nr 5.2 w informacji dodatkowej do skonsolidowanego sprawozdania finansowego, który przedstawia wprowadzenie nowej polityki księgowej dotyczącej wyceny i ujęcia księgowego aktywa z tytułu podatku odroczonego. Do 2000 r. Jednostka Dominująca wyliczyła nadwyżkę ujemnych różnic przejściowych nad dodatnimi i nie korzystała z prawa tworzenia aktywa z tytułu podatku odroczonego. W 2001 r. Jednostka Dominująca zaksięgowała zarówno aktywa jak i rezerwę z tytułu podatku odroczonego odpowiednio w kwotach 486.026,9 tys. zł i 69.659,6 tys. zł. Podatek odroczony odnoszący się do różnic przejściowych powstałych w latach ubiegłych w kwocie 316.250,7 tys. zł został ujęty jako korekta bilansu otwarcia w pozycji „niepodzielony wynik finansowy z lat ubiegłych", natomiast podatek odroczony odnoszący się do różnic przejściowych powstałych w 2001 r. został ujęty w rachunku zysków i strat w pozycji „pozostałe obciążenia wyniku finansowego" w wysokości 100.116,5 tys. zł. Aktywa z tytułu podatku odroczonego, zaprezentowane w pozycji rozliczeń międzyokresowych czynnych, będą możliwe do zrealizowania w przypadku, gdy Spółka osiągnie w następnych latach zyski podatkowe. Na podstawie planów finansowych na lata przyszłe oraz biorąc pod uwagę fakt, że Jednostka Dominująca od 1999 r. osiąga zyski podatkowe Zarząd uważa, że Jednostka Dominująca oraz spółki Grupy będzie generowała wystarczające zyski podatkowe w celu realizacji korzyści wynikających z zaksięgowanego aktywnego podatku odroczonego.

7. Punkt nr 2.3 w informacji dodatkowej do sprawozdania finansowego, który wskazuje, że zgodnie z Prawem Energetycznym, Jednostka Dominująca jest zobowiązana do utrzymania sieci gazowniczej i przesyłu gazu w całej sieci, pomimo że zapotrzebowanie na gaz nie pozwala na jej pełne wykorzystanie, a na niektórych obszarach może być nieekonomiczne, Z rozmów przeprowadzonych z Zarządem rozumiemy, że ewentualna utrata wartości sieci gazowniczej nie może zostać określona, gdyż Jednostka Dominująca nie posiada pełnych danych na temat tych sieci.

8. Sprawozdania finansowe spółek Geofizyka Toruń Sp. z o.o., Geofizyka Kraków Sp. z o.o., PNiG Jasło Sp. z o.o., PNiG Kraków Sp. z o.o., PNiG Nafta Sp. z o.o., BUG Gazobudowa Sp. z o.o., Naft-Stal Sp. z o.o., Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o., Naft-Trans Sp. z o.o., ZUG Gazomet Sp. z o.o., ZUN Naftomet Sp. z o.o., PN Diament Sp. z o.o., BsiPG Gazoprojekt S.A., Amerbank S.A., Gas – Trading S.A., PGNiG Finance B.V. i SGT Europol Gaz S.A., stanowiące podstawę sporządzenia sprawozdania skonsolidowanego były badane przez inne podmioty uprawnione niż podmiot badający sprawozdanie skonsolidowane.

9. Punkt nr 7 w informacji dodatkowej do skonsolidowanego sprawozdania finansowego, w którym jednostka sporządzająca skonsolidowane sprawozdanie finansowe informuje o braku zweryfikowanego sprawozdania finansowego spółek SGT Europol Gaz S.A. oraz Gas-Trading S.A. za rok zakończony 31 grudnia 2001 r. W związku z tym istnieje niepewność dotycząca sytuacji majątkowej i finansowej oraz wyniku finansowego tych jednostek, objętych skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym.

Biegły rewident

Nr 9263/6950

Ewa Kowalczuk-Dobosz

w imieniu
Ernst&Young Audit Sp. z o.o.
ul. Sienna 39, 00-121 Warszawa

Jadwiga Włodarska
Wiceprezes

Warszawa, dnia 6 maja 2002 roku

2.2.1.5 Opinia z badania sprawozdania finansowego Spółki PGNiG S.A. za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2004 roku

Do Akcjonariusza, Rady Nadzorczej i Zarządu Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Przeprowadziliśmy badanie załączonego sprawozdania finansowego Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie, ulica Krucza 6/14, obejmującego:

- wprowadzenie do sprawozdania finansowego,
- bilans sporządzony na dzień 31 grudnia 2004 roku, który po stronie aktywów i pasywów wykazuje sumę 14.564.654.426,53 zł,
- rachunek zysków i strat za rok obrotowy od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2004 roku wykazujący zysk netto w kwocie 746.712.501,43 zł,
- zestawienie zmian w kapitale własnym za rok obrotowy od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2004 roku wykazujące zwiększenie kapitału własnego w kwocie 727.824.518,26 zł,
- rachunek przepływów pieniężnych za rok obrotowy od 1 stycznia 2004 roku do 31 grudnia 2004 roku wykazujący zwiększenie stanu środków pieniężnych w kwocie 30.294.535,19 zł,
- dodatkowe informacje i objaśnienia.

Za sporządzenie wymienionego sprawozdania finansowego odpowiedzialność ponosi Zarząd Spółki. Naszym zadaniem było zbadanie i wyrażenie opinii o rzetelności, prawidłowości i jasności tego sprawozdania oraz prawidłowości ksiąg rachunkowych stanowiących podstawę jego sporządzenia.

Badanie sprawozdania finansowego zaplanowaliśmy i przeprowadziliśmy stosownie do postanowień:

- rozdziału 7 ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz.U. z 2002 r. Nr 76, poz. 694),
- norm wykonywania zawodu biegłego rewidenta, wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów w Polsce

w taki sposób, aby uzyskać racjonalną, wystarczającą podstawę do wyrażenia opinii, czy sprawozdanie finansowe nie zawiera istotnych błędów. Badanie obejmowało w szczególności sprawdzenie – w dużej mierze metodą wyrywkową – dowodów i zapisów księgowych, z których wynikają kwoty i informacje zawarte w sprawozdaniu finansowym, a także ocenę zastosowanych zasad (polityki) rachunkowości, dokonanych przez Zarząd Spółki znaczących szacunków oraz ogólną ocenę prezentacji sprawozdania finansowego.

Jesteśmy przekonani, że przeprowadzone przez nas badanie zapewniło nam wystarczającą podstawę do wyrażenia opinii.

W naszej opinii zbadane sprawozdanie finansowe Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. za rok obrotowy 2004, zostało sporządzone we wszystkich istotnych aspektach:

- zgodnie co do formy i treści z wymogami ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości i statutem Spółki,
- zgodnie z zasadami rachunkowości określonymi tą ustawą i polityką rachunkowości przyjętą przez Spółkę, z zachowaniem ich ciągłości,
- na podstawie prawidłowo prowadzonych ksiąg rachunkowych

i odzwierciedla ono rzetelnie i jasno wszystkie informacje istotne dla oceny sytuacji majątkowej i finansowej badanej Spółki na dzień 31 grudnia 2004 roku, jak też jej wyniku finansowego za rok obrotowy od 1 stycznia do 31 grudnia 2004 roku.

Nie zgłaszając zastrzeżeń do prawidłowości i rzetelności zbadanego sprawozdania finansowego zwracamy uwagę, na następujące kwestie:

1. Prezentowane sprawozdanie finansowe jest sprawozdaniem jednostkowym i winno służyć przede wszystkim celom statutowym. Nie może być ono jedyną podstawą do oceny sytuacji finansowej i majątkowej Spółki, która jest podmiotem dominującym w Grupie Kapitałowej.

Oprócz sprawozdania jednostkowego Spółka sporządza skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej, dla której jest jednostką dominującą.

2. W punkcie 10.3 Wprowadzenia do sprawozdania finansowego Spółka informuje, że wprowadziła do ksiąg w roku 2002 nabyte nieodpłatnie prawa wieczystego użytkowania gruntów. Prawa te zostały wycenione według wartości określonych w decyzjach administracyjnych wydanych przed 1 stycznia 2002 przez organy przyznające te prawa. Równowartość wprowadzonych praw wieczystego użytkowania została jednocześnie wykazana w księgach rachunkowych jako rozliczenie międzyokresowe przychodów. Do celów prezentacji w sprawozdaniu finansowym, wartość rozpoznanych praw wieczystego użytkowania gruntów została pomniejszona o rozliczenia międzyokresowe przychodów z tytułu tych praw.

Sprawozdanie z działalności Spółki za rok obrotowy 2004 jest kompletne w rozumieniu art. 49 ust. 2 ustawy o rachunkowości, a zawarte w nim informacje, zaczerpnięte bezpośrednio ze zbadanego sprawozdania finansowego, są z nim zgodne.

Maria Rzepnikowska

Biegły rewident
nr ewid. 3499

……
osoby reprezentujące podmiot

……
podmiot uprawniony do badania
sprawozdań finansowych wpisany
na listę podmiotów uprawnionych
pod nr ewidencyjnym 73
prowadzoną przez KIBR

Warszawa, 11 kwietnia 2005

2.2.1.6 Opinia z badania sprawozdania finansowego Spółki PGNiG S.A. za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2003 roku

Do Akcjonariusza, Rady Nadzorczej i Zarządu Spółki
Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.

Przeprowadziliśmy badanie załączonego sprawozdania finansowego Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie, ulica Krucza 6/14, obejmującego:

- wprowadzenie do sprawozdania finansowego,
- bilans sporządzony na dzień 31 grudnia 2003 roku, który po stronie aktywów i pasywów wykazuje sumę 15.234.388.774,69 zł,
- rachunek zysków i strat za okres od 1 stycznia 2003 roku do 31 grudnia 2003 roku wykazując zysk netto w kwocie 271.932.603,68 zł,
- zestawienie zmian w kapitale własnym za okres od 1 stycznia 2003 roku do 31 grudnia 2003 roku wykazujące zwiększenie kapitału własnego w kwocie 269.958.962,49 zł,
- rachunek przepływów pieniężnych za okres od 1 stycznia 2003 roku do 31 grudnia 2003 roku wykazujące zmniejszenie stanu środków pieniężnych w ciągu roku obrotowego w kwocie 462.019.919,42 zł,
- dodatkowe informacje i objaśnienia.

Za sporządzenie wymienionego sprawozdania finansowego odpowiedzialność ponosi Zarząd Spółki. Naszym zadaniem było zbadanie i wyrażenie opinii o rzetelności, prawidłowości i jasności tego sprawozdania oraz prawidłowości ksiąg rachunkowych stanowiących podstawę jego sporządzenia.

Sprawozdanie finansowe Spółki za poprzedni rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2002 roku podlegało badaniu przez innego biegłego rewidenta, który z datą 15 kwietnia 2003 roku wyraził o tym sprawozdaniu opinię bez zastrzeżeń, ze zwróceniem uwagi.

Badanie sprawozdania finansowego zaplanowaliśmy i przeprowadziliśmy stosownie do postanowień:

- rozdziału 7 ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz.U. z 2002 r. Nr 76, poz. 694),
- norm wykonywania zawodu biegłego rewidenta, wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów w Polsce,

w taki sposób, aby uzyskać racjonalną, wystarczającą podstawę do wyrażenia opinii, czy sprawozdanie finansowe nie zawiera istotnych błędów. Badanie obejmowało w szczególności sprawdzenie – w dużej mierze metodą wyrywkową – dowodów i zapisów księgowych, z których wynikają kwoty i informacje zawarte w sprawozdaniu finansowym, a także ocenę zastosowanych zasad (polityki) rachunkowości, dokonanych przez Zarząd Spółki znaczących szacunków oraz ogólną ocenę prezentacji sprawozdania finansowego.

Jesteśmy przekonani, że przeprowadzone przez nas badanie zapewniło nam wystarczającą podstawę do wyrażenia opinii.

W naszej opinii, zbadane sprawozdanie finansowe Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. za rok obrotowy 2003, zostało sporządzone we wszystkich istotnych aspektach:

- zgodnie co do formy i treści z wymogami ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości i statutem Spółki,
- zgodnie z zasadami rachunkowości określonymi tą ustawą i polityką rachunkowości przyjętą przez Spółkę, z zachowaniem ich ciągłości,
- na podstawie prawidłowo prowadzonych ksiąg rachunkowych,

i odzwierciedla ono prawidłowo, rzetelnie i jasno wszystkie informacje istotne dla oceny sytuacji majątkowej i finansowej badanej Spółki na dzień 31 grudnia 2003 roku, jak też jej wyniku finansowego za rok obrotowy od 1 stycznia do 31 grudnia 2003 roku.

Nie zgłaszając zastrzeżeń do prawidłowości i rzetelności zbadanego sprawozdania finansowego zwracamy uwagę, na następujące kwestie:

1. Prezentowane sprawozdanie finansowe jest sprawozdaniem jednostkowym i winno służyć przede wszystkim celom statutowym. Nie może być ono jedyną podstawą do oceny sytuacji finansowej i majątkowej Spółki, która jest podmiotem dominującym w Grupie Kapitałowej. Oprócz sprawozdania jednostkowego Spółka sporządza skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej, dla której jest jednostką dominującą.

2. W punkcie 14 Dodatkowych informacji i objaśnień do sprawozdania finansowego Spółka informuje o wypełnieniu warunków umowy emisjii Euroobligacji. Zadłużenie z tytułu kwoty głównej wynosiło na dzień 31 grudnia 2003 roku 3 201,4 milionów złotych (678,7 miliona Euro), zaś wartość naliczonych odsetek na dzień bilansowy wyniosła 37 milionów złotych (7,8 miliona Euro).

   W roku 2003 miało miejsce wydzielenie spółek dystrybucyjnych, do których wniesiony został aportem majątek oddziałów Spółki. W punkcie 14 Dodatkowych informacji i objaśnień do sprawozdania finansowego Zarząd przedstawił, w jaki sposób upewnił się, że powyższa reorganizacja nie stanowi złamania umowy Euroobligacji. Umowa emisji Euroobligacji wymaga od Spółki wypełnienia określonych wskaźników finansowych, które powinny być obliczone w oparciu o skonsolidowane sprawozdanie finansowe sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej. Do daty wydania naszej opinii Spółka nie sporządziła skonsolidowanego sprawozdania zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, a jedynie oszacowała odpowiednie dane finansowe niezbędne do wyliczenia tych wskaźników. Na podstawie dokonanych szacunków Spółka uważa, że wymagane wskaźniki finansowe wynikające z umowy emisji Euroobligacji zostały osiągnięte.

3. W punkcie 10.3 Wprowadzenia do sprawozdania finansowego Spółka informuje, że wprowadziła do ksiąg w roku 2002 nabyte nieodpłatnie prawa wieczystego użytkowania gruntów. Prawa te zostały wycenione według wartości określonych w decyzjach administracyjnych wydanych przed 1 stycznia 2002 przez organy przyznające te prawa. Równowartość wprowadzonych praw wieczystego użytkowania została jednocześnie wykazana w księgach rachunkowych jako rozliczenie międzyokresowe przychodów. Do celów prezentacji w sprawozdaniu finansowym, wartość rozpoznanych praw wieczystego użytkowania gruntów została pomniejszona o rozliczenia międzyokresowe przychodów z tytułu tych praw.

4. W punkcie 7 dodatkowych informacji i objaśnień opisana została niepewność co do ściągalności pożyczki udzielonej EuRoPol Gaz S.A. Wartość pożyczki w kwocie netto 73.492,4 tysięcy złotych, ujęta jest w sprawozdaniu finansowym w pozycji „Inwestycje krótkoterminowe".

Sprawozdanie z działalności Spółki za rok obrotowy 2003 jest kompletne w rozumieniu art. 49 ust. 2 ustawy o rachunkowości, a zawarte w nim informacje, zaczerpnięte bezpośrednio ze zbadanego sprawozdania finansowego, są z nim zgodne.

Maria Rzepnikowska

Biegły rewident
nr ewid.3499

podmiot uprawniony do badania
sprawozdań finansowych wpisany
na listę podmiotów uprawnionych
pod nr ewidencyjnym 73
prowadzoną przez KIBR
Deloitte & Touche
Audit Services Sp. z o.o.
00-097 Warszawa
ul. Fredry 6

Warszawa, 14 kwietnia 2004 roku

2.2.1.7 Opinia z badania sprawozdania finansowego Spółki PGNiG S.A. za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2002 roku

Dla Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.

1. Przeprowadziliśmy badanie załączonego sprawozdania finansowego za okres 12 miesięcy kończący się dnia 31 grudnia 2002 roku Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. z siedzibą w Warszawie, ul. Krucza 6/14, obejmującego:

- wprowadzenie do sprawozdania finansowego,
- bilans sporządzony na dzień 31 grudnia 2002 roku, który po stronie aktywów i pasywów wykazuje sumę 16.899.819 tysiące złotych (słownie: szesnaście miliardów osiemset dziewięćdziesiąt dziewięć milionów osiemset dziewiętnaście tysięcy złotych),
- rachunek zysków i strat za okres od dnia 1 stycznia 2002 roku do dnia 31 grudnia 2002 roku wykazujący zysk netto w wysokości 306.824 tysiące złotych (słownie: trzysta sześć milionów osiemset dwadzieścia cztery tysiące złotych),
- zestawienie zmian w kapitale własnym za okres od dnia 1 stycznia 2002 roku do dnia 31 grudnia 2002 rok wykazujące zwiększenie stanu kapitału własnego o kwotę 306.580 tysięcy złotych (słownie: trzysta sześć milionów pięćset osiemdziesiąt tysięcy złotych),
- rachunek przepływów pieniężnych za okres od dnia 1 stycznia 2002 roku do dnia 31 grudnia 2002 roku wykazujący zmniejszenie stanu środków pieniężnych netto o kwotę 411.146 tysięcy złotych (słownie: czterysta jedenaście milionów sto czterdzieści sześć tysięcy złotych), oraz
- dodatkowe informacje i objaśnienia.

2. Za rzetelność, prawidłowość i jasność załączonego o sprawozdania finansowego, jak również za prawidłowość ksiąg rachunkowych odpowiada Zarząd Spółki. Naszym zadaniem było zbadanie załączonego sprawozdania finansowego i wyrażenie, na podstawie badania, opinii o tym, czy sprawozdanie finansowe jest, we wszystkich istotnych aspektach, rzetelne, prawidłowe i jasne oraz czy księgi rachunkowe stanowiące podstawę jego sporządzenia są prowadzone, we wszystkich istotnych aspektach, w sposób prawidłowy.

3. Badanie sprawozdania finansowego przeprowadziliśmy stosownie do obowiązujących w Polsce postanowień:

- rozdziału 7 ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości („ustawa”),
- norm wykonywania zawodu biegłego rewidenta wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów,

w taki sposób, aby uzyskać racjonalną pewność co do tego, czy sprawozdanie to oraz księgi rachunkowe nie zawierają istotnych nieprawidłowości. W szczególności badanie obejmowało sprawdzenie – w dużej mierze metoda wyrywkową – dokumentacji, z której wynikają kwoty i informacje zawarte w sprawozdaniu finansowym. Badanie obejmowało również ocenę poprawności przyjętych i stosowanych przez Zarząd zasad rachunkowości i znaczących szacunków dokonanych przez Zarząd, jak i ogólnej prezentacji sprawozdania finansowego. Uważamy, że przeprowadzone przez nas badanie dostarczyło nam wystarczających podstaw do wyrażenia opinii o sprawozdaniu finansowym traktowanym jako całość.

4. Sprawozdanie finansowe Grupy za poprzedni rok obrotowy kończący się dnia 31 grudnia 2001 roku było przedmiotem naszego badania i z dniem 6 maja 2002 roku wydaliśmy o tym sprawozdaniu opinię bez zastrzeżeń, ze zwróceniem uwagi.

5. Naszym zdaniem, załączone skonsolidowane sprawozdanie finansowe, we wszystkich istotnych aspektach:

- przedstawia rzetelnie i jasno wszystkie informacje istotne dla oceny wyniku finansowego działalności gospodarczej za okres od dnia 1 stycznia 2002 roku do dnia 31 grudnia 2002 roku, jak też sytuacji majątkowej i finansowej badanej Spółki na dzień 31 grudnia 2002 roku;
- sporządzone zostało zgodnie z zasadami rachunkowości określonymi w powołanej wyżej ustawie i wydanymi na jej podstawie przepisami, na podstawie prawidłowo prowadzonych ksiąg rachunkowych;
- jest zgodne z powołaną wyżej ustawą i wydanymi na jej podstawie przepisami i postanowieniami statutu Spółki wpływającymi na jego treść.

6. Nie zgłaszając zastrzeżeń, zwracamy uwagę na następujące kwestie:

a) W dniu 1 stycznia 2002 roku weszła w życie ustawa z dnia 9 listopada 2000 roku o zmianie ustawy o rachunkowości. Spółka wprowadziła w związku z powyższym zmiany w stosowanych zasadach

(polityce) rachunkowości jak szerzej przedstawiono w punkcie 7.1 wprowadzenia do załączonego sprawozdania finansowego. W rezultacie, porównywalne dane finansowe za okres od dnia 1 stycznia 2001 roku do dnia 31 grudnia 2001 roku oraz na dzień 31 grudnia 2001 roku wykazują różnice w stosunku do uprzednio opublikowanego sprawozdania finansowego za rok zakończony 31 grudnia 2001 roku.

b) Zgodnie z przepisami ustawy, Spółka wykazała w załączonym sprawozdaniu finansowym akcje i udziały w jednostkach zależnych i stowarzyszonych według ceny nabycia z uwzględnieniem odpisu z tytułu trwałego obniżenia wartości tych akcji i udziałów. Zgodnie z powołaną wyżej ustawą, Grupa Kapitałowa „PGNiG" („Grupa Kapitałowa"), gdzie Spółka jest jednostką dominującą, sporządzi skonsolidowane sprawozdanie finansowe. Wynik finansowy oraz aktywa netto Grupy Kapitałowej będą różnić się od wyników finansowych Spółki za okres 12 miesięcy kończący się dnia 31 grudnia 2002 roku oraz od jej aktywów netto na ten dzień.

c) Jak szerzej opisano w punkcie nr 7 dodatkowych informacji i objaśnień do sprawozdania finansowego Spółka amortyzuje dla celów bilansowych odwierty wydobywcze stosując w sposób ciągły stawki amortyzacyjne zgodne z obowiązującymi przepisami podatkowymi. Obecnie stosowana przez Spółkę stawka 4,5% odpowiada okresowi ekonomicznej użyteczności odwiertów wynoszącym około 22 lat. Według uzyskanych informacji Spółka rozważa możliwość zastosowania metody amortyzacji odwiertów w przyszłości opartej na koszcie jednostki produkcyjnej.

d) Punkt nr 15 dodatkowych informacji i objaśnień do sprawozdania finansowego informuje o wypełnieniu przez Spółkę warunków finansowych wymaganych umową emisji obligacji. W październiku 2001 roku Spółka wyemitowała obligacje na kwotę 800.000.000 Euro, których całkowita spłata nastąpi w 2006 roku. W roku 2002 Spółka wykupiła 100.000.000 Euro (354.960 tysięcy złotych)obligacji. Na dzień 31 grudnia 2002 roku wielkość zobowiązania z tego tytułu wynosiła 2.880.198 tysięcy złotych (700.000 tysięcy złotych Euro). W umowie o emisję obligacji Spółka zobowiązała się do przestrzegania określonych wskaźników finansowych, które powinny być obliczone w oparciu o skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy przygotowane zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej („MSSF"). Do daty sporządzenia jednostkowego sprawozdania finansowego, Spółka nie przygotowała skonsolidowanych sprawozdań finansowych przygotowanych zgodnie z MSSF, a jedynie oszacowała odpowiednie dane finansowe niezbędne do wyliczenia tych wskaźników. Na podstawie dokonanych szacunków Spółka uważa, że wszystkie wymagane współczynniki finansowe zawarte w umowie emisji obligacji zostały spełnione. Dokładne wyliczenie wskaźników nastąpi po przygotowaniu sprawozdań finansowych Spółki zgodnie z MSSF.

e) Punkt nr 8 dodatkowych informacji i objaśnień do sprawozdania finansowego opisuje niepewność dotyczącą ściągalności pożyczki udzielonej SGT EuRoPol Gaz S.A., będącej spółką współzależną z PGNiG S.A. Na dzień 31 grudnia 2002 roku stan pożyczki wraz z odsetkami wynosił 350.104 tysiące złotych. Spółka utworzyła rezerwę na wymagalną bieżącą część pożyczki oraz na przeterminowane odsetki należne w kwocie 192.514 tysięcy złotych. W sprawozdaniu finansowym Spółka zaprezentowała pożyczkę w wartości netto w wysokości 157.590 tysięcy złotych. Zarząd poinformował nas, że w roku 2002 Rada Nadzorcza SGT EuRoPol Gaz S.A. przyjęła biznes plan spółki obejmujący między innymi założenia dotyczące restrukturyzacji długu wobec akcjonariuszy. Do chwili wydania niniejszej opinii nie zostały podpisane żadne porozumienia pomiędzy SGT EuRoPol Gaz S.A. i jej akcjonariuszami dotyczące restrukturyzacji zadłużenia SGT EuRoPol Gaz S.A. i nie jest znany termin ich podpisania. Zdaniem Zarządu Spółki dopóki takie porozumienia nie zostaną podpisane istnieje niepewność co do ściągalności kapitału pożyczki udzielonej SGT EuRoPol Gaz S.A. jak również odsetek od tej pożyczki. Dlatego też Zarząd Spółki uważa, że utworzona rezerwa odpowiada oczekiwanemu ryzyku w chwili obecnej.

f) Punkt nr 2 dodatkowych informacji i objaśnień do sprawozdania finansowego informuje o ujęciu w sprawozdaniu finansowym zdarzeń dotyczących lat ubiegłych związanych z ujawnieniem gazociągów i zwiększeniem wartości odwiertów. Wartość korekt dotyczących lat ubiegłych ujętych w sprawozdaniu finansowym Spółki za rok zakończony 31 grudnia 2002 roku wynosi 93.270 tysięcy złotych.

g) Punkt nr 7.3 wprowadzenia do sprawozdania finansowego informuje, że Spółka wprowadziła do ksiąg nabyte nieodpłatnie prawa wieczystego użytkowania gruntów. Prawa te zostały wycenione według wartości określonej w decyzji wydanej przed 1 stycznia 2002 roku przez organy przyznające te prawa. Równowartość wprowadzonych praw została jednocześnie wykazana w księgach rachunkowych jako rozliczenia międzyokresowe przychodów. Dla celów prezentacji w sprawozdaniu finansowym, wartość

rozpoznanych praw wieczystego gruntów została pomniejszona o rozliczenia międzyokresowe przychodów z tytułu tych praw.

h) Punkt nr 25 dodatkowych informacji i objaśnień do so sprawozdania finansowego wskazuje, że Spółka dokonała analizy i oceniła możliwość odzyskania aktywów z tytułu podatku odroczonego wniesionego aportem do nowopowstałych spółek dystrybucyjnych po końcu roku. Analiza została przeprowadzona na podstawie planów finansowych spółek dystrybucyjnych przygotowanych na lata 2003 – 2006. Biorąc pod uwagę krótki okres działalności spółek dystrybucyjnych, istnieje niepewność czy aktywa z tytułu podatku odroczonego dotyczące spółek dystrybucyjnych w kwocie 48.332 tysięcy złotych zostaną w całości zrealizowane.

i) 7. Zapoznaliśmy się ze sprawozdaniem z działalności Spółki w okresie od dnia 1 stycznia 2002 roku do dnia 31 grudnia 2002 roku („sprawozdanie z działalności") i uznaliśmy, że informacje pochodzące z załączonego sprawozdania finansowego są z nim zgodne. Informacje zawarte w sprawozdaniu z działalności uwzględniają postanowienia art. 49 ust.2 ustawy.

Biegły rewident

Nr 9263/6950

w imieniu
Ernst&Young Audit Sp. z o.o.
ul. Sienna39, 00-121 Warszawa
Nr ewidencyjny 130

Ewa Kowalczuk-Dobosz

Jadwiga Włodarska
Biegły rewident
Nr 9161/6245

Warszawa, dnia 15 kwietnia 2003 roku

2.2.1.8 Opinia z badania sprawozdania finansowego Spółki PGNiG S.A. za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2001 roku

Dla Akcjonariusza Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Przeprowadziliśmy badanie sprawozdania finansowego Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie, ul. Krucza 6/14, na które składa się:

1) bilans sporządzony na dzień 31 grudnia 2001 r., który po stronie aktywów i pasywów wykazuje sumę 17.335.204.488,59 zł,

2) rachunek zysków i strat za rok obrotowy od 1 stycznia 2001 r. do 31 grudnia 2001 r., wykazujący stratę netto 162.605.478,41 zł,

3) informacja dodatkowa,

4) sprawozdanie z przepływu środków pieniężnych, wykazujące zmianę stanu środków pieniężnych netto w ciągu roku obrotowego od 1 stycznia 2001 r. do 31 grudnia 2001 r. o kwotę 1.066.154.274,31 zł.

Za sporządzenie tego sprawozdania finansowego jest odpowiedzialny Zarząd Spółki. Naszym zadaniem było zbadanie sprawozdania finansowego i wyrażenie opinii o jego rzetelności, prawidłowości i jasności.

Badanie to przeprowadziliśmy stosownie do postanowień:

1) rozdziału 7 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dziennik Ustaw Rzeczypospolitej Polskiej nr 121, poz. 591 z późniejszymi zmianami);

2) norm wykonywania zawodu biegłego rewidenta, wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów w Polsce.

Badanie to zaplanowaliśmy i przeprowadziliśmy w taki sposób, aby uzyskać racjonalną pewność, że sprawozdanie finansowe nie zawiera istotnych zniekształceń i uzyskać podstawę wystarczającą do wydania

miarodajnej opinii o tym sprawozdaniu. W szczególności badanie obejmowało sprawdzenie – w dużej mierze metoda wyrywkową – dowodów i zapisów księgowych potwierdzających kwoty i informacje zawarte w sprawozdaniu finansowym, poprawności zastosowanych przez jednostkę zasad rachunkowości i szacunków, jak i ogólną ocenę przedstawionego sprawozdania. Uważamy, że przeprowadzone przez nas badanie stanowi wystarczającą podstawę dla wyrażenia niniejszej opinii.

Naszym zdaniem, zbadane skonsolidowane sprawozdanie finansowe:

a) przedstawia rzetelnie i jasno we wszystkich istotnych aspektach, wynik finansowy działalności gospodarczej za okres od 1 stycznia 2001 r. do 31 grudnia 2001 r., jak też sytuację majątkową i finansową badanej jednostki na dzień 31 grudnia 2001r.,

b) jest zgodne co do formy i treści we wszystkich istotnych aspektach, z ustawą z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości,

c) sporządzone zostało, we wszystkich istotnych aspektach, zgodnie z określonymi w powołanej wyżej ustawie zasadami rachunkowości, stosowanymi w sposób ciągły, na podstawie prawidłowo prowadzonych ksiąg rachunkowych.

Informacje zawarte w sprawozdaniu z działalności, pochodzące ze zbadanego sprawozdania finansowego, są z nim zgodne.

Nie zgłaszając zastrzeżeń do prawidłowości i rzetelności zbadanego sprawozdania finansowego, zwracamy uwagę na następujące kwestie:

1. Punkt nr 2.15 w informacji dodatkowej do sprawozdania finansowego, który informuje o warunkach finansowych wymaganych umową emisji obligacji. W październiku 2001 r. Spółka wyemitowała obligacje na kwotę 800.000.000 Euro, których całkowita spłata nastąpi w 2006 roku. Na dzień 31 grudnia 2001 r. wielkość zobowiązania z tego tytułu wyniosła 2.849.003.000,00 zł. W umowie o emisję obligacji Spółka zobowiązała się do przestrzegania pewnych wskaźników finansowych, które powinny być obliczone w oparciu o skonsolidowane sprawozdanie finansowe Spółki przygotowane zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Rachunkowości. Spółka przygotowała wstępną wersję takiego sprawozdania i obliczyła, że wszystkie wskaźniki wymagane umową zostały spełnione na dzień 31 grudnia 2001 r. Jeden ze wskaźników tzn. stosunek całkowitego długu do kapitału własnego wyniósł 99,78% i zbliżył się do ustalonej granicy 100%. Zarząd Spółki dokonał analizy wszystkich wskaźników wymaganych umową emisji obligacji w oparciu o plany finansowe na rok 2002 i uważa, że wskaźniki te będą również spełnione w roku następnym. Ponadto spłata zadłużenia w 2002 r. oraz planowany wynik finansowy za rok 2002 spowodują, że stosunek całkowitego długu do kapitału własnego oddali się od granicy 100%.

2. Punkt nr 1 w informacji dodatkowej, który opisuje planowaną strukturę branży gazownictwa. Nowa struktura branży gazownictwa została przedstawiona przez Ministerstwo Gospodarki w dokumencie „Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej Polski do roku 2020". Aktualnie trwają prace nad przyszłością polskiego sektora gazowego. Analizowane są różne koncepcje przekształceń i struktury sektora. Umowa emisji obligacji zawiera warunek określający „dozwoloną reorganizację", która odpowiada planom reorganizacji z 2000 r. Z rozmów przeprowadzonych z Zarządem wynika, że żadne ostateczne plany dotyczące reorganizacji Spółki nie zostały zatwierdzone, a wszystkie koncepcje przekształceń są rozpatrywane pod kątem ich zgodności z „dozwoloną reorganizacją".

3. Punkt nr 10.1.3 w informacji dodatkowej do sprawozdania finansowego, który opisuje niepewność dotyczącą ściągalności pożyczki w kwocie 313.287.277,39 zł udzielonej EuRoPol Gaz S.A., będącej spółką stowarzyszoną z PGNiG S.A. Na dzień 31 grudnia 2001 r., Spółka utworzyła rezerwę na wymagalną część pożyczki oraz na odsetki należne w kwocie 147.710.151,55 zł. Zarząd poinformował nas, że prowadzone są negocjacje ze stroną rosyjską dotyczące podwyższenia opłat za przesył gazu przez terytorium Polski, które umożliwią EuRoPol Gaz S.A. spłatę zadłużenia. Do dnia wydania niniejszej opinii negocjacje się nie zakończyły. Zarząd Spółki uważa, że utworzona rezerwa odpowiada oczekiwanemu ryzyku w chwili obecnej, jednak ostateczny wynik negocjacji może powodować potrzebę korekty utworzonej rezerwy.

4. Punkt nr 10.3 w informacji dodatkowej do sprawozdania finansowego, który informuje o powodach braku zatwierdzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego Spółki za rok zakończony 31 grudnia 2000 r.

5. Punkt nr 4.3 w informacji dodatkowej do sprawozdania finansowego, który przedstawia wprowadzenie nowej polityki księgowej dotyczącej wyceny i ujęcia księgowego instrumentów finansowych

używanych do zabezpieczenia ryzyka wynikającego ze zmiennych współczynników ekonomicznych zawartych w długoterminowych umowach kredytowych. W związku z wyceną tych instrumentów według wartości godziwej pozostałe zobowiązania Spółki zostały powiększone o kwotę 514.393.379,61 zł, przychody przyszłych okresów zostały pomniejszone o kwotę 98.504.472,53 zł (nota 35 w informacji dodatkowej do sprawozdania finansowego), a wynik Spółki za rok 2001 został pomniejszony o kwotę 415.888.907,08 zł. Wycena została dokonana w oparciu o najlepsze modele dostępne Spółce i bankom.

6. Punkt nr 4.2 w informacji dodatkowej do sprawozdania finansowego, który przedstawia wprowadzenie nowej polityki księgowej dotyczącej wyceny i ujęcia księgowego aktywa z tytułu podatku odroczonego. Do 2000 r. Spółka wyliczyła nadwyżkę ujemnych różnic przejściowych nad dodatnimi i nie korzystała z prawa tworzenia aktywa z tytułu podatku odroczonego. W 2001 r. Spółka zaksięgowała zarówno aktywa jak i rezerwę z tytułu podatku odroczonego odpowiednio w kwotach 454.393,2 tys. zł i 69.030,3 tys. zł. Podatek odroczony odnoszący się do różnic przejściowych powstałych w latach ubiegłych w kwocie 279.132,5 tys. zł został ujęty jako korekta bilansu otwarcia w pozycji „niepodzielony wynik finansowy z lat ubiegłych", natomiast podatek odroczony odnoszący się do różnic przejściowych powstałych w 2001 r. został ujęty w rachunku zysków i strat w pozycji „pozostałe obciążenia wyniku finansowego" w wysokości 106.230,4 tys. zł. Aktywa z tytułu podatku odroczonego, zeprezentowane w pozycji rozliczeń międzyokresowych czynnych, będą możliwe do zrealizowania w przypadku gdy Spółka osiągnie w następnych latach zyski podatkowe. Na podstawie planów finansowych na lata przyszłe oraz biorąc pod uwagę fakt, że Spółka od 1999 r. osiąga zyski podatkowe Zarząd uważa, że Spółka będzie generowała wystarczające zyski podatkowe w celu realizacji korzyści wynikających z zaksięgowanego aktywnego podatku odroczonego.
7. Punkt nr 2.3 w informacji dodatkowej do sprawozdania finansowego, który wskazuje, że zgodnie z Prawem Energetycznym, Spółka jest zobowiązana do utrzymania sieci gazowniczej i przesyłu gazu w całej sieci, pomimo że zapotrzebowanie na gaz nie pozwala na jej pełne wykorzystanie, a na niektórych obszarach może być nieekonomiczne. Z rozmów przeprowadzonych z Zarządem rozumiemy, że ewentualna utrata wartości sieci gazowniczej nie może zostać określona, gdyż Spółka nie posiada pełnych danych na temat tych sieci.

Biegły rewident

Nr 9263/6950

Ewa Kowalczuk-Dobosz

w imieniu
Ernst&Young Audit Sp. z o.o.
ul. Sienna 39, 00-121 Warszawa

Jadwiga Włodarska
Wiceprezes

Warszawa, dnia 6 maja 2002 roku

2.3 SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZA OKRESY ZAKOŃCZONE 31 GRUDNIA 2001, 31 GRUDNIA 2002, 31 GRUDNIA 2003, 31 GRUDNIA 2004

A. WPROWADZENIE DO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO

INFORMACJE OGÓLNE

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna („PGNiG S.A.") z siedzibą w Warszawie, ul. Krucza 6/14, zwane dalej „Emitentem", jest jednoosobową spółką akcyjną.

Emitent powstał na podstawie rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 30 września 1996 roku w sprawie przekształcenia przedsiębiorstwa Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa (Dz. U. Nr 116 z 1996 r., poz. 553).

Emitent został wpisany do rejestru handlowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy, Wydział XVI Gospodarczy-Rejestrowy pod numerem RHB 48382. W dniu 27 grudnia 2001 roku PGNiG S.A. została wpisana do Krajowego Rejestru Sądowego (Rejestr Przedsiębiorców) pod numerem KRS: 0000059492.

Zgodnie ze statutem Emitent realizuje zadania dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie:

1) ciągłości dostaw gazu do odbiorców oraz utrzymania niezbędnych rezerw,
2) realizacji zadań zapewniających bezpieczną eksploatację sieci gazowych,
3) równoważenia bilansu paliw gazowych oraz dysponowanie ruchem i mocą urządzeń energetycznych przyłączonych do wspólnej sieci gazowej,
4) działalności wydobywczej gazu.

Zgodnie ze statutem Emitent prowadzi działalność produkcyjną, usługową i handlową w następującym zakresie:

1) wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego (PKD 11.10.A i B),
2) działalność usługowa, związana z eksploatacją złóż ropy naftowej i gazu ziemnego (PKD 11.20.Z),
3) kopalnictwo surowców siarkonośnych (PKD 14.30.B),
4) pozostałe górnictwo i kopalnictwo (PKD 14.50.Z),
5) wytwarzanie i przetwarzanie produktów rafinacji i ropy naftowej (PKD 23.20.A i B),
6) działalność usługowa w zakresie instalowania, naprawy i konserwacji maszyn dla górnictwa, kopalnictwa i budownictwa (PKD 29.52.B),
7) wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej (PKD 40.10.A i B),
8) wytwarzanie paliw gazowych oraz ich dystrybucja w systemie sieciowym (PKD 40.20.A i B),
9) produkcja i dystrybucja ciepła (pary wodnej i gorącej wody) (PKD 40.30.A i B),
10) wykonywanie wykopów i wierceń geologiczno – inżynierskich (PKD 45.12.Z),
11) wykonywanie robót ogólnobudowlanych w zakresie obiektów liniowych: rurociągów, linii elektroenergetycznych, elektrotrakcyjnych i telekomunikacyjno – przesyłowych (PKD 45.21.C),
12) wykonywanie instalacji centralnego ogrzewania i wentylacyjnych oraz gazowych (PKD 45.33.A i C),
13) obsługa i naprawa pojazdów mechanicznych (PKD 50.20.A),
14) sprzedaż detaliczna paliw (PKD 50.20.Z),
15) sprzedaż hurtowa paliw stałych, ciekłych i gazowych oraz produktów pochodnych (PKD 51.51.Z),
16) sprzedaż hurtowa półproduktów (PKD 51.56.Z),
17) pozostała sprzedaż hurtowa wyspecjalizowana (PKD 51.70.A),
18) hotele i motele wraz z restauracjami (PKD 55.11.Z),

19) hotele i motele bez restauracji (PKD 55.12.Z),
20) towarowy transport drogowy pojazdami wyspecjalizowanymi (PKD 60.24.A),
21) towarowy transport drogowy pojazdami uniwersalnymi (PKD 60.24.B),
22) transport rurociągowy (PKD 60.30.Z),
23) magazynowanie i przechowywanie towarów w pozostałych składowiskach (PKD 63.12.C),
24) działalność biur turystycznych (PKD 63.30.C),
25) telefonia stacjonarna i telegrafia (PKD 64.20.A),
26) telefonia ruchoma (PKD 64.20.B),
27) transmisja danych i teleinformatyka (PKD 64.20.C),
28) radiokomunikacja (PKD 64.20.D),
29) prace badawczo-rozwojowe w dziedzinie nauk technicznych (PKD 73.10.G),
30) działalność geologiczno-poszukiwawcza(PKD 74.20.B),
31) działalność geodezyjna i kartograficzna (PKD 74.20.C),
32) wynajem nieruchomości na własny rachunek (PKD 70.20.Z),
33) zarządzanie nieruchomościami mieszkalnymi (PKD 70.32.A),
34) zarządzanie nieruchomościami niemieszkalnymi (PKD 70.32.B),
35) kupno i sprzedaż nieruchomości na własny rachunek (PKD 70.12.Z),
36) działalność bibliotek innych niż publicznych (PKD 92.51.B),
37) działalność archiwów (PKD 92.51.C),
38) działalność muzeów (PKD 92.52.C).

CZAS TRWANIA GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG S.A.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. powstało w wyniku komercjalizacji i prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych (Repertorium A nr 18871/96 z dnia 21 października 1996 roku). Czas trwania Emitenta i jednostek Grupy Kapitałowej jest nieoznaczony.

OKRES OBJĘTY SPRAWOZDANIEM

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone za okres od 1 stycznia 2004 roku do dnia 31 grudnia 2004 roku, dane porównywalne odnoszą się do pełnych lat: 2003 rok, 2002 rok, 2001 rok.

Do przedstawionego skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz do skonsolidowanych sprawozdań finansowych będących podstawą sporządzenia porównywalnych skonsolidowanych danych finansowych zamieszczonych w prospekcie nie zgłoszono zastrzeżeń w opiniach podmiotów uprawnionych. W opiniach zamieszczono objaśnienia zwracające uwagę na pewne fakty. Pełna treść opinii znajduję się w punktach 2.2.1.1-2.2.1.4.

INFORMACJE DOTYCZĄCE SKŁADU OSOBOWEGO ZARZĄDU ORAZ RADY NADZORCZEJ EMITENTA

Na dzień 31 grudnia 2004 roku w skład Zarządu PGNiG S.A. wchodzili:

Marek Kossowski	Prezes Zarządu, Dyrektor Generalny
Marek Foltynowicz	Wiceprezes Zarządu
Mieczysław Jakiel	Wiceprezes Zarządu
Paweł Kamiński	Wiceprezes Zarządu
Franciszek Krok	Wiceprezes Zarządu

Jerzy Staniewski	Wiceprezes Zarządu

Na dzień 31 grudnia 2004 roku w skład Rady Nadzorczej wchodzili:

Andrzej Arendarski	Przewodniczący Rady Nadzorczej
Piotr Niewiarowski	Zastępca Przewodniczącego RN
Wiesława Libera	Sekretarz
Magdalena Bąkowska	
Kazimierz Chrobak	
Stanisław Perek	
Stanisław Speczik	
Stanisław Stosur	
Andrzej Zając	

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZAWIERA DANE ŁĄCZNE

PGNiG S.A. oraz 10 spółek zależnych sporządza sprawozdania łączne. Dlatego skonsolidowane sprawozdanie finansowe na dzień 31 grudnia 2004 roku oraz porównywalne dane finansowe zawierają sprawozdania finansowe łączne oddziałów wchodzących w skład PGNiG S.A. oraz spółek zależnych: Geofizyki Kraków Sp. z o.o., Geofizyki Toruń Sp. z o.o., PNiG w Jasło Sp. z o.o., PNiG Kraków Sp. z o.o., DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o., WSG Sp. z o.o. Pozostałe spółki podlegające konsolidacji nie posiadają oddziałów.

ZAŁOŻENIE KONTYNUACJI DZIAŁALNOŚCI GOSPODARCZEJ

Sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG zostało sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez jednostki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej w okresie 12 miesięcy po dniu bilansowym, czyli po dniu 31 grudnia 2004 roku.
Nie istnieją okoliczności wskazujące na zagrożenie kontynuacji działania.

PORÓWNYWALNOŚĆ DANYCH FINANSOWYCH ZA OKRES POPRZEDZAJĄCY ZE SPRAWOZDANIEM FINANSOWYM ZA OKRES OBROTOWY

Skonsolidowane sprawozdania finansowe podlegały przekształceniu w celu zapewnienia porównywalności danych.

Zmiany ustawy o rachunkowości, które miały miejsce 1 stycznia 2002 roku (zmiana z dnia 9 listopada 2000 roku ustawy o rachunkowości) oraz 1 stycznia 2004 roku (zmiana z dnia 12 grudnia 2003 roku ustawy o rachunkowości), oraz zmiana prezentacji rezerwy na likwidacje odwiertów spowodowały konieczność wprowadzenia zmian dostosowanych przez Emitenta zasad rachunkowości.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe oraz porównywalne skonsolidowane dane finansowe zostały przygotowane w sposób zapewniający ich porównywalność przez zastosowanie jednolitych zasad rachunkowości we wszystkich prezentowanych okresach, zgodnych z zasadami rachunkowości stosowanymi przez Emitenta przy sporządzaniu sprawozdania finansowego za okres 1 stycznia 2004 – 31 grudnia 2004 roku.

W konsekwencji porównywalne skonsolidowane dane finansowe za rok obrotowy od 1 stycznia do 31 grudnia 2001 roku i na dzień 31 grudnia 2001 roku, za rok obrotowy od 1 stycznia do 31 grudnia 2002 roku i na dzień 31 grudnia 2002 roku oraz za rok obrotowy od 1 stycznia do 31 grudnia 2003 roku i na dzień 31 grudnia 2003 roku wykazują różnice w stosunku do uprzednio opublikowanych skonsolidowanych sprawozdań finansowych za lata kończące się 31 grudnia 2001, 31 grudnia 2002 i 31 grudnia 2003.

Poniżej został przedstawiony wpływ na wynik netto oraz kapitał własny korekt doprowadzających dane z zatwierdzonych i opublikowanych skonsolidowanych sprawozdań finansowych za lata 2001, 2002 i 2003 do porównywalności ze skonsolidowanymi sprawozdaniem finansowym za okres zakończony 31 grudnia 2004 roku przedstawiono w zestawieniu poniżej.

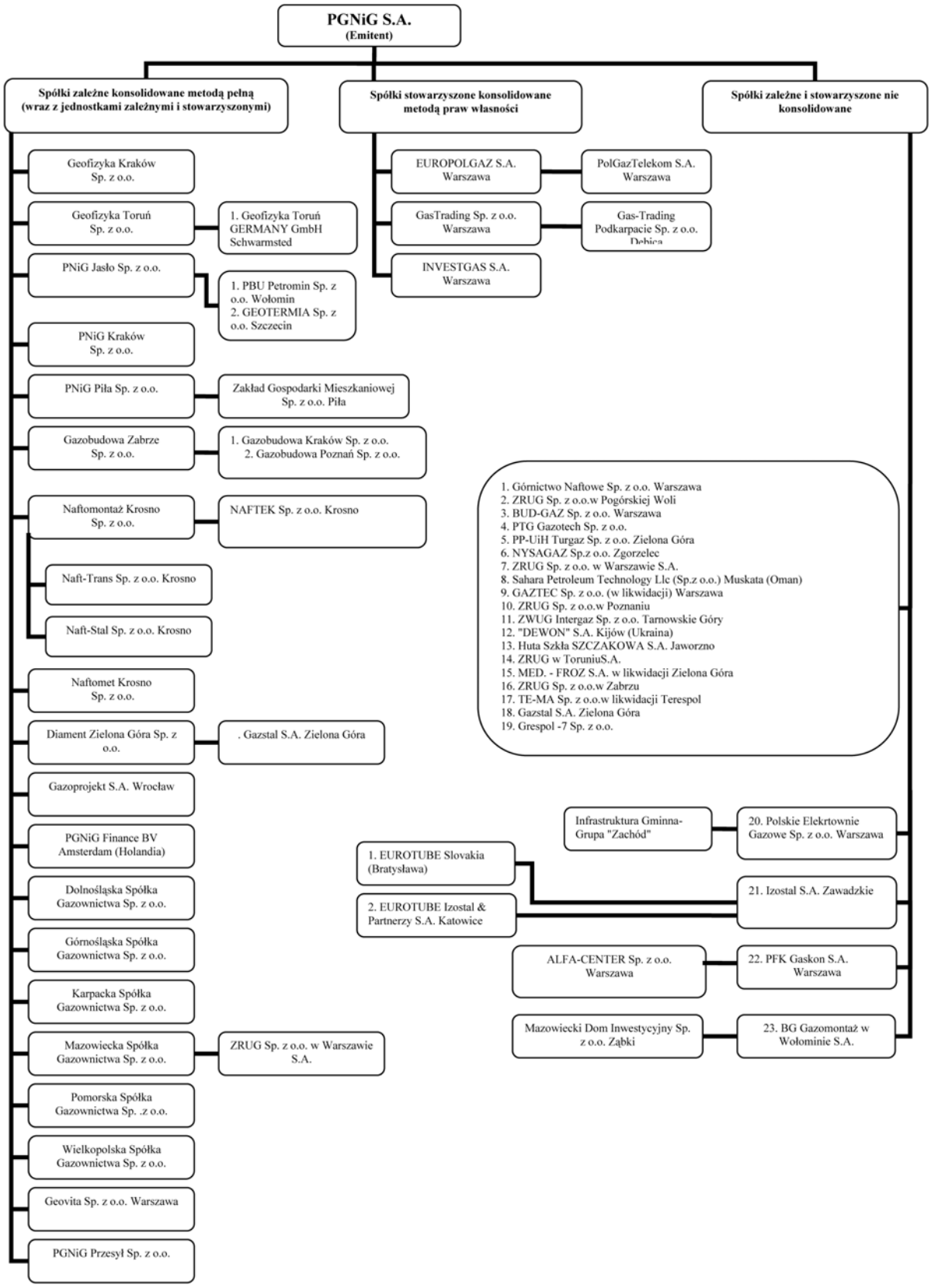
	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
Kapitał własny przed przekształceniem z zatwierdzonego sprawozdania finansowego	7 727 909	7 123 998	6 643 608
Korekty doprowadzające do porównywalności	0	72 092	171 973
Kapitał własny po przekształceniu	**7 727 909**	**7 196 090**	**6 815 581**
Wynik netto przed przekształceniem z zatwierdzonego sprawozdania finansowego	610 947	387 704	-157 130
Korekty doprowadzające do porównywalności	-72 092	4 708	114 182
Wynik netto po przekształceniu	**538 855**	**392 412**	**-42 948**

Szczegółowo, korekty przekształcające zostały zaprezentowane w nocie 61.

POŁĄCZENIE SPÓŁEK HANDLOWYCH

W okresie, za który sporządzono skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie dokonano żadnych połączeń spółek w Grupie Kapitałowej, w związku z tym skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie zawiera danych spółek połączonych.

GRAFICZNE PRZEDSTAWIENIE STRUKTURY ORGANIZACYJNEJ GRUPY KAPITAŁOWEJ



WYKAZ JEDNOSTEK WCHODZĄCYCH W SKŁAD GRUPY KAPITAŁOWEJ NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2004 ROKU

Jednostki objęte konsolidacją

Lp.	a	b	C	d	e	F	g	h	i
	nazwa (firma) jednostki ze wskazaniem formy prawnej	siedziba	przedmiot przedsiębiorstwa	charakter powiązania (jednostka zależna, współzależna, stowarzyszona, z wyszczególnieniem powiązań bezpośrednich i pośrednich)	zastosowana metoda konsolidacji / wycena metodą praw własności, bądź wskazanie, że jednostka nie podlega konsolidacji / wycenie metodą praw własności	procent posiadanego kapitału zakładowego	udział w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu	Sąd właściwy	Nr KRS
	Spółki konsolidowane wykazywane w bilansie Emitenta								
1	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	Tarnów	Eksploatacja sieci gazowniczych niskiego i średniego ciśnienia oraz sieci przesyłowych., bezzbiornikowe magazynowanie gazu we wnętrzu ziemi, handel w kraju i za granicą w zakresie przedmiotu przedsiębiorstwa Spółki, projektowanie , wytwarzanie , budowa i remonty maszyn, urządzeń i instalacji do wytwarzania, przesyłania i rozdzielania gazu, import i export gazów, ropy naftowej, ich przetworów, oraz innych produktów i usług, produkcja energii elektrycznej i ciepła z gazu, oraz obrót, przesył i dystrybucja tymi mediami, świadczenie usług os. prawnym i fizycznym w zakresie gazownictwa, prowadzenie badań i studiów w zakresie przedmiotu przedsiębiorstwa Spółki, świadczenie usług w zakresie budownictwa, prowadzenie prac geodezyjnych w zakresie przedmiotu przedsiębiorstwa Spółki	zależna	konsolidowana	100,00%	100,00%	Sąd Rejonowy XVII Wydział Gospodarczy Rejestrowy w Krakowie	KRS 43974
2	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Zabrze	j.w.	zależna	konsolidowana	100,00%	100,00%	Sąd Rejonowy X Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego w Gliwicach	KRS 138137
3	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	Warszawa	j.w.	zależna	konsolidowana	100,00%	100,00%	Sąd Rejonowy dla M.St. Warszawy XIX Wydział Gospodarczy Rejestrowy	KRS 147419
4	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Poznań	j.w.	zależna	konsolidowana	100,00%	100,00%	Sąd Rejonowy XXI Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego w Poznaniu	KRS 111
5	Pomorska Spółka	Gdańsk	j.w.	zależna	konsolidowana	100,00%	100,00%	Sąd Rejonowy w Gdańsku XX Wydział	KRS 142725

	Gazownictwa Sp. z o.o.							Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego	
6	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Wrocław	j.w.	zależna	konsolidowana	100,00%	100,00%	Sąd Rejonowy dla Wrocławia-Fabrycznej VI Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego we Wrocławiu	KRS 142433
7	PGNiG Przesył Sp. z o.o.	Warszawa	Transport rurociągowy, przesył gazu rurociągami, magazynowanie i przechowywanie towarów, wykonywanie robót ogólnobudowlanych	zależna	konsolidowana	100,00%	100,00%	Sąd Rejonowy dla M.St. Warszawy XIX Wydział Gospodarczy Rejestrowy	KRS 209635
8	PNiG Jasło Sp. z o.o.	Jasło	Prowadzenie wierceń za surowcami mineralnymi, w tym głównie za ropą naftową i gazem ziemnym, wykonywanie otworów wiertniczych: poszukiwawczych, badawczych, rozpoznawczych, eksploatacyjnych, a także geologicznych, hydrogeologicznych, geotermalnych, mrożeniowych, wiercenie otworów na potrzeby podziemnych magazynów węglowodorów i celem składowania odpadów zanieczyszczających środowisko, rekonstrukcja i likwidacja odwiertów, usługi w zakresie ochrony środowiska oraz rekultywacja terenów po wyrobiskach i otworach wiertniczych	zależna	konsolidowana	100,00%	100,00%	Sąd Rejonowy w Rzeszowie XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego	KRS 109096
9	PNiG Kraków Sp. z o.o.	Kraków	Wiercenia geologiczne, poszukiwawcze oraz eksploatacyjne zmierzające do stwierdzenia istnienia złóż gazu ziemnego, ropy naftowej oraz jej naturalnych pochodnych i innych kopalin, a także rekonstrukcja otworów wiertniczych, usługi serwisowe związane z wierceniem otworów, ich opróbowaniem i eksploatacją, wiercenie hydrogeologiczne, geotermalne, specjalistyczne dla górnictwa podziemnego, ratunkowe i inne	zależna	konsolidowana	100,00%	100,00%	Sąd Rejonowy w Krakowie XI Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego	KRS 138379
10	PN Diament Sp. z o.o.	Zielona Góra	Wykonywanie robót wiertniczych, poszukiwanie i zagospodarowanie kopalin, zagospodarowanie, rekultywacja i eksploatacja wyrobisk, roboty związane z wierceniem studni, usługi budowlano-montażowe	zależna	konsolidowana	100,00%	100,00%	Sąd Rejonowy w Zielonej Górze VIII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego	KRS 35687
11	PNiG Piła Sp. z o.o.	Piła	Poszukiwania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, a w szczególności programowanie, projektowanie, wykonywanie i dokumentowanie wiertniczych otworów badawczych, rozpoznawczych, poszukiwawczych oraz eksploatacyjnych na zlecenie inwestorów krajowych i zagranicznych, wiercenia otworów w celu poszukiwań i eksploatacji innych surowców mineralnych, świadczenie usług specjalistycznych serwisów wiertniczych, programowania, projektowania, wykonywania i dokumentowania otworów hydrogeologicznych, geotermalnych i studziennych	zależna	konsolidowana	100,00%	100,00%	Sąd Rejonowy w Poznaniu Wydział Gospodarczy Rejestrowy	KRS 85181
12	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	Zabrze	Projektowanie, budowa i remont gazociągów ,urządzeń i obiektów górnictwa naftowego i gazownictwa, montaż i rozruch urządzeń oraz obiektów górnictwa naftowego i gazownictwa, montaż i rozruch instalacji pomiarów i automatyki oraz telemetrii	zależna	konsolidowana	100,00%	100,00%	Sąd Rejonowy w Gliwicach	KRS 124076
13	Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	Kraków	Programowanie, projektowanie, wykonywanie i dokumentowanie badań z zakresu geofizyki, opracowywanie i interpretowanie danych z pomiarów geofizycznych, wykonywanie robót strzałowych i wiertniczych, projektowanie techniczne oraz wykonywanie zabiegów i prac specjalistycznych w otworach wiertniczych i odwiertach, eksport ww. usług, import technologii, sprzętu urządzeń i materiałów niezbędnych do wykonania ww. usług	zależna	konsolidowana	100,00%	100,00%	Sąd Rejonowy w Krakowie XI Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego	KRS 71381
14	Geofizyka Toruń	Toruń	Projektowanie i wykonawstwo prac polowych, przetwarzanie i interpretacja geofizyki powierzchniowej i wiertniczej w celu poszukiwania kopalin i wód, świadczenie usług dla	zależna	konsolidowana	100,00%	100,00%	Sąd Rejonowy w Toruniu VII Wydział	KRS 135775

	Sp. z o.o.		ludności w zakresie gazownictwa i górnictwa, projektowanie, wykonawstwo i interpretacja płytkich badań geofizycznych dla celów hydrogeologii, geofizyczno - inżynierskich, geotechnicznych, środowiskowych, archeologicznych i innych, wykonawstwo ochron katodowych wraz z projektowaniem i montażem, prowadzenie prac geologiczno-wiertniczych.					Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego	
15	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.	Krosno	Budownictwo ogólne i inżynieria lądowa, wykonywanie specjalistycznych prac budowlanych, wynajem sprzętu budowlanego i branżowego łącznie z obsługą operatorską	zależna	konsolidowana	100,00%	100,00%	Sąd Rejonowy w Rzeszowie XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego	KRS 35804
16	ZUN Naftomet Sp. z o.o.	Krosno	Produkcja maszyn dla górnictwa, kopalnictwa oraz maszyn budowlanych, produkcja kurków i zaworów, łożysk i kół zębatych, przekładni zębatych i elementów napędowych oraz narzędzi mechanicznych	zależna	konsolidowana	100,00%	100,00%	Sąd Rejonowy w Rzeszowie XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego	KRS 109856
17	PGNiG Finance B.V.	Amsterdam (Holandia)	Działalność finansowa (pośrednictwo)	zależna	konsolidowana	100,00%	100,00%	nie dotyczy	nie dotyczy
18	BSiPG Gazoprojekt S.A.*	Wrocław	Projektowanie w zakresie architektury, inżynierii oraz doradztwa technicznego, projektowanie instalacji do produkcji, magazynowania, przesyłu i rozdziału gazu oraz stacji rozdzielczych, opracowywanie projektów gazyfikacji nowych obszarów	zależna	konsolidowana	75,00%	75,00%	Sąd Rejonowy dla Wrocławia-Fabrycznej VI Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego we Wrocławiu	Ns Rej H 5770
19	Geovita Sp. z o.o.	Warszawa	Działalność hotelarska, restauracyjna, sprzedaż wyrobów alkoholowych, farmaceutyków, wyrobów tytoniowych, działalność biur podróży, reklama, opieka wychowawcza, szpitalnictwo, działalność paramedyczna	zależna	konsolidowana	100%	100%	Sąd Rejonowy dla M.St. Warszawy XIX Wydział Gospodarczy Rejestrowy	KRS 162223
20	SGT EUROPOL GAZ S.A.	Warszawa	Budowa i eksploatacja systemów gazociągów, a w szczególności: transport gazu gazociągami, organizacja procesów inwestycyjnych, projektowanie i budowa systemów gazociągów, budowa infrastruktury niezbędnej do budowy i eksploatacji systemów gazociągów, kompletacja i dostawy maszyn, urządzeń i materiałów, w tym z importu, niezbędnych do budowy i eksploatacji gazociągów i związanych z nimi obiektów technologicznych i infrastruktury, zarządzanie i eksploatacja systemów gazociągów, towarzyszących obiektów technologicznych i infrastrukturą, świadczenie usług technicznych, a także usług w zakresie doradztwa, marketingu, reklamy i innych, związanych z projektowaniem, budową eksploatacją gazociągów, obiektów technologicznych i infrastrukturą	współzależna	metoda praw własności	48,00%	48,00%	Sąd Rejonowy dla M.St. Warszawy XX Wydział Gospodarczy Rejestrowy	KRS 60709
21	Gas Trading S.A.	Warszawa	Działalność handlowa artykułami konsumpcyjnymi, usługi pośrednictwa w zakresie realizacji transakcji eksportowo-importowych, budowa, remonty i modernizacje elektrowni oraz elektrociepłowni, w szczególności zasilanych gazem ziemnym, udział w transakcjach międzygiełdowych, prowadzenie procesów inwestycyjnych, usługi w zakresie projektowania obiektów przemysłowych, budowa i eksploatacja innych obiektów energetycznych, w tym gazociągów	stowarzyszona	metoda praw własności	43,41%	43,41%	Sąd Rejonowy dla M.St. Warszawy XX Wydział Gospodarczy Rejestrowy	KRS 39178
22	INVESTGAS S.A.	Warszawa	Organizowanie i wykonywanie robót inwestycyjnych w zakresie budowy podziemnych magazynów gazu	zależna **	metoda praw własności	49,00%	49,00%	Sąd Rejonowy dla M.St. Warszawy XIX Wydział Gospodarczy Rejestrowy	KRS120 938
	Spółki konsolidowane wykazywane w bilansach Jednostek Zależnych								

	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.								
23	Naft-Trans Sp. z o.o. Krosno *	Krosno	Obsługa i naprawy pojazdów mechanicznych	zależna	konsolidowana	99,70%	99,70%	Sąd Rejonowy w Rzeszowie XII Wydział Gospodarczy Rejestrowy	KRS 113189
24	Naft-Stal Sp. z o.o. Krosno	Krosno	Produkcja konstrukcji metalowych i ich części	zależna	konsolidowana	98,50%	98,50%	Sąd Rejonowy w Rzeszowie XII Wydział Gospodarczy Rejestrowy	KRS 136692

*** Ogólna proporcja udziałów stron trzecich w spółkach konsolidowanych metodą pełną: BSiPG Gazoprojekt – udział pracowników 25%, Naft – Trans Sp. z o.o. – udział pracowników 0,3%, Naft – Stal Sp. z o.o. – udział pracowników 1,5%, INVESTGAS S.A. – 51 % udział spółki Energopol-Warszawa S.A.**

** Ze względu na „większość głosów" w radzie nadzorczej INVESTGAS S.A., spółka ta jest prezentowana jako zależna.

Jednostki nieobjęte konsolidacją

Lp.	A	B	c	D	E
	Nazwa (firma) jednostki ze wskazaniem formy prawnej	Siedziba	Zysk (strata) netto za okres 01.01 2004 do 31.12.2004 roku*	Aktywa jednostki razem za okres 01.01 2004 do 31.12.2004 roku *	Przychody ze sprzedaży za okres 01.01 2004 do 31.12.2004 roku *
	Spółki powiązane wykazywane w bilansie Emitenta				
1	ZRUG Pogórska Wola Sp. z o.o.	Pogórska Wola	811	16 944	43 324
2	Górnictwo Naftowe Sp. z o. o.	Warszawa	0	51	0
3	BUD - GAZ Sp. z o.o.	Warszawa	15	2 065	7 668
4	PTG GAZOTECH Sp. z o.o.	Warszawa	bd	bd	bd
5	PP-UiH TURGAZ Sp. z o.o.	Krosno	82	1 042	3 175
6	Nysagaz Sp. z o.o.	Zgorzelec	-521	91	94
7	ZRUG Warszawa S.A.	Warszawa	bd	bd	bd
8	Sahara Petroleum Technology Llc (Sp. z o.o.)	Muskata (Oman)	bd	bd	bd
9	GAZTEC Sp. z o.o.	Warszawa	bd	bd	bd
10	Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	Warszawa	8	2 618	1 027
11	PFK "Gaskon" S.A.	Warszawa	317	38 730	3 992
12	Gazomontaż S.A.	Wołomin	bd	bd	bd
13	ZRUG Poznań Sp. z o.o.	Poznań	342	19 882	25 865
14	ZWUG Intergaz Sp. z o.o.	Tarnowskie Góry	2 002	20 932	31 093
15	Dewon S.A.	Kijów (Ukraina)	bd	bd	bd
16	HS Szczakowa S.A.	Jaworzno	bd	bd	bd
17	ZRUG Toruń S.A.	Toruń	-842	7 683	11 123
18	Izostal S.A.	Zawadzkie	bd	bd	bd
19	MED-FROZ S.A.	Wrocław	bd	bd	bd
20	ZRUG Zabrze Sp. z o.o.	Zabrze	bd	bd	bd
21	WOC "TE-MA" Sp. z o.o.	Terespol	bd	bd	bd
22	GAZSTAL S.A.	Zielona Góra	bd	bd	bd
23	TENET - 7 Sp. z o.o. (dawniej GRESPOL Sp. z o. o)	Warszawa	810	1 294	2 717
	Spółki powiązane wykazywane w bilansach Jednostek Zależnych				
	PNiG Jasło Sp. z o.o.				
24	PPU "Pertomin " Wołomin	Wołomin	bd	bd	bd
25	"Geotermia" Stargard szczecin	Stargard Szczecin	bd	bd	bd
	PNiG Piła Sp. z o.o.				
26	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. Piła	Piła	81	2 053	1 965
	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.				
27	ZRUG Warszawa S.A.	Warszawa	bd	bd	bd
	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.				

28	Gazobudowa Poznań Sp. z o.o.	Poznań	411	3 650	16 554
29	Gazobudowa Kraków Sp. z o.o.	Kraków	74	4 433	9 088
	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.		0		
30	"Naftek" Sp. z o.o. w Krośnie	Krosno	-9	4	4
	PN Diament Sp. z o.o.				
31	GAZSTAL S.A. Zielona Góra	Zielona Góra	bd	bd	bd
	PNiG Kraków Sp. z o.o.				
32	Oil Tech International F.Z.E. Ajman	Ajman	bd	bd	bd
	Spółki powiązane wykazywane w bilansach Jednostek Stowarzyszonych				
	SGT EUROPOL GAZ S.A.				
33	PolGazTelekom S.A. Warszawa	Warszawa	bd	bd	bd
	Gas Trading S.A.				
34	Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o. Dębica	Dębica	bd	bd	bd
	PFK Gaskon S.A. Warszawa				
35	ALFA-CENTER Sp. z o.o. Warszawa	Warszawa	bd	bd	bd
	BG GAZOMONTAŻ w Wołominie S.A.				
36	Mazowiecki Dom Inwestycyjny Sp. z o.o. Ząbki	Ząbki	bd	bd	bd
	Izostal S.A. Zawadzkie				
37	EUROTUBE Slovakia (Bratysława)	Bratysława (Słowacja)	bd	bd	bd
38	EUROTUBE Izostal & Partnerzy S.A. Katowice	Katowice	bd	bd	bd

* dane zostały podane w tysiącach złotych

Kierując się zapisami art. 4 ust. 4 ustawy o rachunkowości, konsolidacją nie objęto spółek zależnych oraz stowarzyszonych, których obroty oraz suma bilansowa były nieistotne.

W latach 2002-2004 miały miejsce zmiany zakresu spółek Grupy Kapitałowej objętych konsolidacją.

W 2002 roku nastąpiły dwie zmiany w składzie konsolidowanych spółek:

- W związku ze sprzedażą przez Emitenta udziałów w spółce Bank Amerykański AMERBANK S.A. Warszawa, spółka ta przestała podlegać konsolidacji.
- W związku ze zmniejszeniem udziału Emitenta ze 100 % do 20 % w spółce Gazomet Rawicz Sp. z o.o. w wyniku sprzedaży części udziałów, nastąpiła zmiana metody konsolidacji tej spółki z metody pełnej na metodę praw własności. Wpływ na wynik tej operacji został dokładnie przedstawiony w nocie 34.

W 2003 roku nastąpiły dwie zmiany w składzie konsolidowanych spółek:

- W 2003 roku konsolidacją zostało objęte 6 nowych spółek gazownictwa, które powstały na bazie 23 zakładów gazowniczych będących do końca roku 2002 oddziałami Emitenta. We wszystkich tych spółkach Emitent objął po 100 % udziałów. Wykaz tych spółek wraz z cena nabycia został przedstawiony poniżej:

Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o. Tarnów 1.410.899 tysiące złotych

Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Zabrze 1.214.341 tysiące złotych

Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o. Warszawa 997.841 tysiące złotych

Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Poznań 864.071 tysiące złotych

Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Gdańsk 562.690 tysiące złotych

Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z. o.o. Wrocław 551.108 tysiące złotych.

W związku z tym, że zmiana ta miała jedynie charakter organizacyjno – prawny nie miało to żadnego wpływu na porównywalność danych finansowych.

- Nastąpiło kolejne zmniejszenie udziału Emitenta w spółce Gazomet Rawicz Sp. z o.o. w związku z podwyższeniem kapitału w tej spółce, w którym Emitent nie wziął udziału. W związku z obniżeniem udziału Emitenta do 13,27 % spółka ta została wyłączona całkowicie z konsolidacji. Wpływ na wynik tej operacji został dokładnie przedstawiony w nocie 34.

W 2004 roku nastąpiły dwie zmiany w składzie konsolidowanych spółek:

- Nastąpiło podwyższenie kapitału spółki Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o. Tarnów w wyniku rejestracji drugiego etapu aportu. W związku z tym, że Emitent objął wszystkie nowe udziały za cenę 155.306 tysięcy złotych udział (100%) w tej spółce nie uległ zmianie.

- Do konsolidacji metodą pełną zostały włączone 2 spółki zależne Geovita Sp. z o.o. Warszawa oraz PGNiG-Przesył Sp. z o.o. Warszawa powstałe na bazie majątku Emitenta. Emitent objął 100 % udziałów w tych spółkach odpowiednio po cenie 85.864 za spółkę Geovita Sp. z o.o. i 37.920 spółkę PGNiG-Przesył Sp. z o.o. W związku z tym, że zmiana ta miała jedynie charakter organizacyjno – prawny nie miało to żadnego wpływu na porównywalność danych finansowych.

- Do konsolidacji metodą praw własności została włączona spółka stowarzyszona Investgas S.A. Warszawa, w której Emitent posiada 49 %. Spółkę tą Emitent nabył już w 1993 roku za cenę 245 tysięcy złotych jednak dotychczas ze względu na nieistotność nie była ona konsolidowana. Włączenie tej spółki do sprawozdania skonsolidowanego za rok 2004 z powodu dokonanego odpisu na udziały zmniejszyło wynik tego okresu o 245 tysięcy złotych. Z punktu widzenia skonsolidowanego sprawozdania Emitenta kwota ta jest nieistotna i nie zakłóca porównywalności danych finansowych za rok 2004 z poprzednimi okresami.

INFORMACJA NA TEMAT KOREKT WYNIKAJĄCYCH Z ZASTRZEŻEŃ W OPINIACH PODMIOTÓW UPRAWNIONYCH DO BADANIA SPRAWOZDAŃ FINANSOWYCH ZA LATA, ZA KTÓRE PREZENTOWANE SĄ SPRAWOZDNAIA FINANSOWE I PORÓWNYWALNE DANE FINANSOWE

Do przedstawionego skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz do skonsolidowanych sprawozdań finansowych będących podstawą sporządzenia porównywalnych danych finansowych zamieszczonych w prospekcie nie zgłoszono zastrzeżeń w opiniach podmiotów.

PRZYJĘTE ZASADY (POLITYKA) RACHUNKOWOŚCI, W TYM METODY WYCENY AKTYWÓW I PASYWÓW (W TYM AMORTYZACJI), POMIARU WYNIKU FINANSOWEGO ORAZ SPOSOBU SPORZĄDZENIA SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO

Format oraz podstawa sporządzenia sprawozdania finansowego

Zasady rachunkowości przyjęte przy sporządzaniu skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień 31 grudnia 2001, 2002, 2003 oraz 2004 roku zostały przygotowane zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz. U. Nr 76 z dnia 17 czerwca 2002 roku) [„Ustawa”]. Forma prezentacji skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz zakres ujawnionych w nim danych wynikają ponadto z wymogów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 11 sierpnia 2004 roku (Dz. U. Nr 186, poz. 1921) w sprawie szczegółowych zasad jakim powinien odpowiadać prospekt emisyjny oraz skrót prospektu.

Sprawozdanie finansowe zostało przygotowane zgodnie z konwencją kosztu historycznego, z wyłączeniem wyceny pochodnych instrumentów finansowych, jak opisano w punkcie „Instrumenty finansowe” wprowadzenia do sprawozdania finansowego.

Zasady konsolidacji

W toku konsolidacji wyeliminowane zostały wszystkie istotne transakcje między jednostkami objętymi konsolidacją.

Jednostki zależne podlegają konsolidacji pełnej w okresie od objęcia nad nimi kontroli przez Emitenta do czasu ustania tej kontroli.

Konsolidacja sprawozdań Grupy Kapitałowej PGNiG, w odniesieniu do jednostek zależnych, została przeprowadzona metodą pełną przez sumowanie w pełnej wysokości wszystkich, odpowiednich pozycji sprawozdań finansowych Emitenta i jednostek zależnych objętych konsolidacją.

Po dokonaniu sumowań dokonano korekt i wyłączeń konsolidacyjnych, które dotyczyły:

- wartość nabycia udziałów posiadanych przez jednostkę dominującą w jednostkach zależnych oraz część aktywów netto jednostek zależnych odpowiadająca udziałowi Emitenta we własności tych jednostek,

- wzajemne należności i zobowiązania jednostek objętych konsolidacją,

- istotne przychody i koszty dotyczące operacji pomiędzy jednostkami objętymi konsolidacją.

Udziały w jednostkach współzależnych i stowarzyszonych wyceniane są metodą praw własności. Wartość udziału Emitenta w jednostkach współzależnych i stowarzyszonych skorygowano o przypadające na rzecz Emitenta zwiększenia lub zmniejszenia kapitału własnego jednostek stowarzyszonych, które nastąpiły w ciągu okresu objętego konsolidacją oraz pomniejszono o należne od tych jednostek dywidendy.

Udział Emitenta w wyniku finansowym takich jednostek ujmowany jest jako oddzielna pozycja w skonsolidowanym rachunku zysków i strat. Wartość firmy powstała w wyniku nabycia takich akcji i udziałów wykazywana jest w odrębnej pozycji skonsolidowanego bilansu.

Dane finansowe jednostek zależnych oraz jednostki współzależnej i stowarzyszonej sporządzane są za ten sam okres obrotowy, co sprawozdanie Emitenta, przy zastosowaniu jednakowych zasad rachunkowości. Wprowadzane są korekty eliminujące istotne różnice w stosowanych zasadach rachunkowości.

Wartości niematerialne i prawne

Wartości niematerialne i prawne są rozpoznawane, jeżeli jest prawdopodobne, że w przyszłości spowodują one wpływ do Spółki korzyści ekonomicznych, które mogą być bezpośrednio powiązane z tymi aktywami. Wartości niematerialne i prawne są wyceniane według cen nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonych o umorzenie i odpisy z tytułu trwałej utraty wartości. W przypadku wartości niematerialnych i prawnych wniesionych do Spółek Gazownictwa, oraz spółki Geovita Sp. z o.o. aportem, ich wartością początkową jest wartość zadeklarowana przez wnoszącego w Umowie Spółki, nie wyższa jednak od wartości godziwej. Wartości niematerialne i prawne są umarzane metodą liniową, zgodnie z ustawą z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości, drogą systematycznego, planowego rozłożenia ich wartości na ustalony okres przewidywanej ekonomicznej użyteczności.

W przypadku, gdy ich wartość początkowa jest równa lub niższa niż 3.500 zł, podlegają jednorazowemu umorzeniu w miesiącu oddania ich do użytkowania.

Stosowane stawki amortyzacji dla wartości niematerialnych i prawnych są następujące:

Wartości niematerialne i prawne	10,0 – 60,0%

Środki trwałe

Rzeczowe aktywa trwałe wyceniane są w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia po aktualizacji wyceny pomniejszonych o umorzenie. Wartość początkową środków trwałych wniesionych aportem do Spółek Gazownictwa, oraz spółki Geovita Sp. z o.o. aportem w postaci zorganizowanej części przedsiębiorstwa, dla celów amortyzacji podatkowej ustalono jako wartość nominalną udziałów pomniejszoną o środki trwałe w budowie, długoterminowe rozliczenia międzyokresowe i aktywa obrotowe, a powiększoną o sumę rezerw i zobowiązań. Koszty poniesione po dacie oddania środka trwałego do używania, takie jak koszty konserwacji i napraw obciążają rachunek zysków i strat w momencie ich poniesienia. W przypadkach, kiedy poniesione wydatki powodują, że wartość użytkowa środka trwałego po zakończeniu ulepszenia przewyższa wartość użytkową posiadaną przy przyjęciu do używania, wydatki te są kapitalizowane w wartości odpowiedniego środka trwałego. Koszty finansowe w okresie realizacji zwiększają wartość środka trwałego.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami, środki trwałe podlegają przeszacowaniu przy użyciu stawek określonych przez Prezesa GUS. Ostatnie przeszacowanie środków trwałych zostało przeprowadzone na dzień 1 stycznia 1995 roku. Kwota powstała w wyniku przeszacowania, w związku z przekształceniem przedsiębiorstwa w spółkę akcyjną, została przeznaczona na kapitał akcyjny i kapitał rezerwowy.

Emitent dopuszcza stosowanie różnych metod amortyzacji w zależności od intensywności użytkowania środków trwałych, przy czym przyjęto, że podstawową metodą amortyzacji jest metoda liniowa. W przypadku, gdy wartość początkowa środków trwałych jest równa lub niższa niż 3.500 zł (za wyjątkiem elementów sieci gazowej), podlegają one amortyzacji jednorazowej w miesiącu oddania ich do użytkowania.

W Grupie Kapitałowej stosowane stawki amortyzacji dla środków trwałych są następujące:

Prawa wieczystego użytkowania gruntów	1,0 – 20,0%
Budynki i budowle	2,5 – 10,0%
Urządzenia techniczne i maszyny	4,5 – 30,0%
Środki transportu	14,0 – 20,0%
Pozostałe środki trwałe	10,0 – 25,0%

Dla celów podatkowych przyjmowane są stawki amortyzacyjne, wynikające z załącznika nr 1 do ustawy z dnia 15 lutego 1992 roku o podatku dochodowym od osób prawnych.

Nabyte nieodpłatnie przed 1 stycznia 2002 roku prawo wieczystego użytkowania gruntów wycenione zostało według wartości określonej w decyzji wydanej przed 1 stycznia 2002 roku przez organ przyznający to prawo. Prawa wieczystego użytkowania gruntów nabywane po 1 stycznia 2002 roku wprowadzane są do ksiąg rachunkowych według wartości wynikającej z decyzji organu przyznającego to prawo, ustalonej na poziomie ostatniej opłaty rocznej z tytułu wieczystego użytkowania gruntu.

Równowartość tych praw jednocześnie wykazywana jest w księgach rachunkowych jako rozliczenia międzyokresowe przychodów. Dla celów prezentacji sprawozdania finansowego wartość rozpoznanego prawa wieczystego użytkowania gruntów pomniejszana jest o rozliczenia międzyokresowe przychodów, dotyczące tego prawa.

Dokonując odpisów amortyzacyjnych od powyższych praw Spółka uznaje jednocześnie w rachunku wyników odpowiadającą amortyzacji kwotę z przychodów przyszłych okresów.

Do środków trwałych Emitent zalicza również gaz buforowy oraz gaz stanowiący pierwsze napełnienie gazociągów.

Składniki majątkowe o przewidywanym okresie użytkowania nie przekraczającym jednego roku są jednorazowo odpisywane w ciężar kosztów w momencie przekazania ich do użytkowania.

Środki trwałe w budowie

Środki trwałe w budowie są wyceniane w wysokości ogółu kosztów pozostających w bezpośrednim związku z ich nabyciem lub wytworzeniem, w tym kosztów finansowych, pomniejszonych o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości. Do środków trwałych w budowie Emitent zalicza również gaz buforowy oraz gaz stanowiący pierwsze napełnienie gazociągów.

Środki trwałe w budowie nie są amortyzowane do momentu zakończenia ich budowy i oddania do użytkowania.

Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze

Koszty związane z badaniami geofizycznymi i geosejsmicznymi ujmowane są w rachunku zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione.

Koszty prac poszukiwawczych i rozpoznawczych ropy i gazu fazy przedprodukcyjnej aktywowane są w momencie rozpoczęcia prac.

Jeżeli, w konsekwencji dalszych badań, dany obszar okaże się nieprzydatny do przemysłowego wykorzystania, koszty nakładów na badania i rozpoznanie są spisywane w rachunek zysków i strat danego okresu. Użyteczność rozpoznawanych obszarów jest weryfikowana przez Emitenta na każdą datę bilansową.

Inwestycje długoterminowe

Inwestycje w nieruchomości

Grupa Kapitałowa PGNiG S.A. nie prowadzi działalności inwestycyjnej, mającej na celu pozyskiwanie korzyści ekonomicznych z obrotu nieruchomościami lub ich najmu.

Inwestycje w jednostkach podporządkowanych

Inwestycje w jednostkach zależnych oraz w jednostkach stowarzyszonych, które nie podlegają konsolidacji, są wyceniane według ceny nabycia pomniejszonej o odpisy aktualizujące z tytułu trwałej utraty wartości.

Inwestycje w pozostałych jednostkach

Inwestycje w pozostałych jednostkach są wyceniane według ceny nabycia pomniejszonej o odpisy aktualizujące z tytułu trwałej utraty wartości.

Inwestycje krótkoterminowe

Inwestycje krótkoterminowe wykazane w bilansie obejmują krótkoterminowe raty udzielonej pożyczki podmiotom powiązanym, wycenę instrumentów finansowych oraz środki pieniężne. Stosowane metody ewidencji przedstawiono w poszczególnych zasadach dotyczących każdej pozycji.

Leasing

Jednostki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej są stronami umów leasingowych, na podstawie których przyjmują do odpłatnego używania, lub pobierania pożytków obce środki trwałe, lub wartości niematerialne i prawne na uzgodniony okres.

W przypadku umów leasingu finansowego, na mocy których następuje przeniesienie istotnego ryzyka i pożytków wynikających z tytułu posiadania aktywów będących przedmiotem umowy, przedmiot leasingu jest ujmowany w aktywach jako środek trwały według wartości bieżącej minimalnych opłat leasingowych, ustalonej na dzień rozpoczęcia leasingu. Opłaty leasingowe są dzielone między koszty finansowe i spłatę salda zobowiązania w sposób umożliwiający uzyskanie stałej stopy odsetek w stosunku do pozostałego do spłaty zobowiązania. Koszty finansowe ujmowane są bezpośrednio w rachunku zysków i strat.

Środki trwałe używane na podstawie umów leasingu są amortyzowane przez przewidywany okres użytkowania.

Opłaty leasingowe z tytułu umów, które nie spełniają warunków umowy leasingu finansowego, ujmowane są jako koszty w rachunku zysków i strat przez okres trwania leasingu.

Zapasy

Zapasy są wyceniane według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia nie wyższych niż cena sprzedaży netto. Cena sprzedaży netto oparta jest o możliwą do uzyskania cenę sprzedaży bez podatku od towarów i usług i podatku akcyzowego, pomniejszoną o rabaty, upusty oraz koszty związane z przystosowaniem składnika majątku do sprzedaży i doprowadzenia transakcji do skutku.

W skład wykazywanych w bilansie zapasów materiałów wchodzą zapasy gazu oraz pozostałych materiałów. Zapas gazu w magazynach krajowych wyceniany jest według średnioważonej ceny nabycia gazu z importu, rzeczywistego technicznego kosztu wytworzenia gazu pozyskiwanego ze źródeł krajowych oraz kosztów odazotowania.

Wycena gazu z importu odbywa się wg kursu zastosowanego w dokumencie SAD.

Jednostki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej tworzą odpisy aktualizujące na przestarzałe, nadmierne i wolnorotujące zapasy.

Produkcja w toku

Produkcję w toku, w zależności od jej specyfiki, wycenia się w koszcie wytworzenia nie wyższym od ceny sprzedaży netto. W uzasadnionych przypadkach wyceny dokonuje się w oparciu o wskaźnik poziomu kosztów.

Należności krótko- i długoterminowe

Należności są wykazywane w kwocie wymaganej zapłaty pomniejszonej o odpisy aktualizujące. Wartość należności aktualizuje się uwzględniając stopień prawdopodobieństwa ich zapłaty. Emitent tworzy odpisy aktualizujące na należności przeterminowane powyżej 90 dni od wszystkich odbiorców. Natomiast na należności od kontrahentów przemysłowych odbierających znaczne ilości dobowe gazu, których kondycja finansowa jest zła (huty, zakłady azotowe), Spółka ustala wysokość odpisów aktualizujących indywidualnie dla każdego odbiorcy. W Spółkach Gazownictwa odpisy aktualizujące należności z tytułu dostaw gazu dla odbiorców drobnych, o małym zużyciu gazu, rozliczanych według grup taryfowych 1-4, kalkulowane są statystycznie. Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności w okresie roku. Na bazie analizy wyliczane są wskaźniki spłacalności, które służą ustaleniu odpisów według struktury wiekowej należności.

Odpisy aktualizujące wartość należności zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub do kosztów finansowych - zależnie od rodzaju należności, której dotyczy odpis aktualizujący.

Spisanie lub umorzenie należności z powodu przedawnienia lub nieściągalności powoduje zmniejszenie odpisów aktualizujących, utworzonych uprzednio dla tych należności.

Należności umorzone lub spisane z powodu przedawnienia lub nieściągalności, od których nie dokonano odpisów aktualizujących ich wartość lub dokonano odpisów w niepełnej wysokości, zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych.

Transakcje w walucie obcej

Transakcje wyrażone w walutach innych niż polski złoty są przeliczane na złote polskie przy zastosowaniu kursu obowiązującego w dniu zawarcia transakcji.

W przypadku zakupu gazu transakcje te wycenianie są według kursu waluty z dokumentu SAD z dnia dokonania odprawy celnej.

Na dzień bilansowy aktywa i pasywa wyrażone w walutach innych niż polski złoty są przeliczane na złote polskie przy zastosowaniu średniego kursu NBP ustalonego na ten dzień. Powstałe z przeliczenia różnice kursowe ujmowane są w odpowiednio w pozycji przychodów lub kosztów finansowych.

Środki pieniężne i ekwiwalenty środków pieniężnych

Środki pieniężne w banku i w kasie oraz lokaty krótkoterminowe przechowywane do terminu zapadalności wyceniane są według wartości nominalnej.

Wykazana w sprawozdaniu z przepływu środków pieniężnych pozycja środki pieniężne i ekwiwalenty środków pieniężnych składa się z gotówki w kasie, środków pieniężnych na rachunkach bankowych oraz lokat bankowych o terminie zapadalności nie dłuższym niż 3 miesiące, które nie zostały potraktowane jako działalność lokacyjna.

Rozliczenia międzyokresowe

Spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej dokonują czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów, jeżeli dotyczą one przyszłych okresów sprawozdawczych.

Bierne rozliczenia międzyokresowe kosztów dokonywane są w wysokości prawdopodobnych zobowiązań, przypadających na bieżący okres sprawozdawczy.

Jednostki Grupy Kapitałowej rozpoznają rozliczenia międzyokresowe przychodów w celu zaliczenia tych przychodów do przyszłych okresów sprawozdawczych w momencie, kiedy przychody te zostaną zrealizowane.

Do rozliczeń międzyokresowych przychodów Emitent oraz Spółki Gazownictwa zaliczają nieodpłatnie przyjętą infrastrukturę gazową (przyjmowana do roku 1998) oraz opłatę przyłączeniową. Przychody z tych tytułów realizowane są wraz z dokonywanymi odpisami amortyzacyjnymi od powyższych przyłączy.

Kapitał zakładowy

Kapitał zakładowy Emitenta jest ujmowany w wysokości określonej w statucie i wpisanej w rejestrze sądowym.

Rezerwy

Rezerwy ujmowane są wówczas, gdy na spółkach wchodzących w skład Grupy Kapitałowej ciąży obowiązek (prawny lub zwyczajowy) wynikający ze zdarzeń przeszłych i gdy jest pewne lub wysoce prawdopodobne, że wypełnienie tego obowiązku spowoduje konieczność wypływu środków uosabiających korzyści ekonomiczne, oraz gdy można dokonać wiarygodnego oszacowania kwoty tego zobowiązania.

Jednostki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej prowadzą program wypłaty nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych. Naliczenie wypłat z powyższych tytułów programu odpisywane jest w koszty rachunku zysków i strat w sposób umożliwiający rozłożenie kosztów nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych na cały okres zatrudnienia pracowników w poszczególnych spółkach. Koszty z tytułu ww. świadczeń są ustalane aktuarialną metodą wyceny prognozowanych uprawnień jednostkowych.

Emitent dokonuje wypłat deputatów gazowych emerytom, którzy przeszli na emeryturę do końca 1995 roku. System wypłat obowiązywać będzie do 2010 roku, po którym Spółka zaprzestanie wypłaty deputatów. Wycena zobowiązań z tytułu wypłat deputatów gazowych zgodna jest z zasadami wyceny aktuarialnej, stosowanej do wyliczenia rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne. Wypłaty deputatów odpisywane są w koszty rachunku zysków i strat.

Pracownikom Spółek Grupy Kapitałowej przysługuje prawo do urlopów na warunkach określonych w przepisach Kodeksu Pracy. Spółka uznaje koszt urlopów pracowniczych na bazie memoriałowej. Zobowiązanie z tytułu urlopów pracowniczych ustalane jest w oparciu o szacunkowy koszt niewykorzystanych dni urlopowych na koniec roku obrotowego.

Spółki Grupy Kapitałowej tworzą rezerwę na wypłatę osłon socjalnych, wypłacaną pracownikom zwalnianym w związku z realizacją programu restrukturyzacji zatrudnienia. Rezerwa ta wyliczona jest w oparciu o planowaną redukcję zatrudnienia oraz kwoty jednorazowych wypłat odpraw osłonowych.

Emitent tworzy rezerwę na koszty likwidacji odwiertów. Rezerwa ta wyliczona jest oparciu o koszt stanowiący średni koszt likwidacji odwiertów w poszczególnych zakładach wydobywczych w ciągu ostatnich trzech lat, skorygowany o prognozowany wskaźnik wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych oraz zmianę wartości pieniądza w czasie. Uwzględnienie trzyletniego horyzontu czasowego wiąże się ze zróżnicowaniem ilości likwidowanych odwiertów oraz zmianami kosztu ich likwidacji w poszczególnych latach.

W trakcie roku obrotowego wydatki związane z utworzonymi rezerwami księgowane są w ciężar rachunku zysków i strat (w koszty działalności operacyjnej, a w przypadku rezerwy na wypłatę deputatów dla emerytów w ciężar pozostałych kosztów operacyjnych). Na dzień bilansowy Spółki Grupy Kapitałowej dokonują analizy sald wszystkich rezerw w celu dokonania aktualizacji ich wartości. Wyliczone zmiany rezerw księgowane są w korespondencji z pozostałymi kosztami lub pozostałymi przychodami operacyjnymi.

Kredyty bankowe i pożyczki

Kredyty bankowe i pożyczki wyceniane są w wartości nominalnej. Na dzień bilansowy należne odsetki od kredytów stanowią zobowiązania wobec kredytodawcy.

Kredyty bankowe i pożyczki wyrażone w walucie obcej są przeszacowywane według średniego kursu ustalonego dla danej waluty przez Prezesa NBP na dzień bilansowy. Wszelkie zrealizowane i niezrealizowane zyski lub straty powstałe w wyniku zmian kursów walut są księgowane jako przychody lub koszty finansowe w rachunku zysków i strat.

Opodatkowanie

Podatek dochodowy

Bieżące zobowiązania z tytułu podatku dochodowego od osób prawnych są naliczane zgodnie z obowiązującymi przepisami podatkowymi.

Odroczony podatek dochodowy

Jednostki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej dokonują wyceny aktywa i pasywa z tytułu podatku odroczonego ujmując w sprawozdaniu zarówno saldo aktywa jak i rezerwę z tytułu podatku odroczonego. Za podstawę do wyliczenia odroczonego podatku dochodowego spółki przyjmują zestawienie wszystkich ujemnych i dodatnich tytułów, różniących wynik finansowy i podatkowy.

Składnik aktywów z tytułu podatku odroczonego ujmowany jest w odniesieniu do wszystkich ujemnych różnic przejściowych, niewykorzystanych strat podatkowych przeniesionych na następne lata, w takiej wysokości, w jakiej jest prawdopodobne, że zostanie osiągnięty dochód do opodatkowania, który pozwoli wykorzystać ww. różnice i straty.

Wartość bilansowa składnika aktywów z tytułu odroczonego podatku jest weryfikowana na każdy dzień sprawozdawczy i ulega stosownemu obniżeniu o tyle, o ile przestało być prawdopodobne osiągnięcie dochodu do opodatkowania, wystarczającego do częściowego lub całkowitego zrealizowania składnika aktywów z tytułu odroczonego podatku.

Aktywo z tytułu odroczonego podatku oraz rezerwa na podatek odroczony wyceniane są z zastosowaniem stawek podatkowych, które według przewidywań będą obowiązywać w okresie, gdy składnik aktywów zostanie zrealizowany lub rezerwa rozwiązana.

Aktywo i rezerwa z tytułu podatku odroczonego są prezentowane oddzielnie w odpowiednich pozycjach bilansu.

Wpłaty z zysku

Emitent jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa. Zgodnie z przepisami Spółka nalicza wpłaty z zysku, które są wykazywane jako obciążenie wyniku, w wysokości 15% wyniku brutto pomniejszonego o podatek dochodowy od osób prawnych.

Instrumenty finansowe

Spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej dokonują klasyfikacji pozycji bilansowych do poszczególnych kategorii instrumentów finansowych z uwzględnieniem ich charakterystyki i celu, w jakim zostały nabyte:

- aktywa finansowe przeznaczone do obrotu - spółki kwalifikują aktywa nabyte w celu osiągnięcia korzyści ekonomicznych, wynikających z krótkoterminowych zmian cen oraz wahań innych czynników rynkowych albo krótkiego czasu trwania nabytego instrumentu, a także inne aktywa finansowe bez względu na zamiary, jakimi kierowano się przy zawieraniu kontraktu, jeżeli stanowią one składnik portfela podobnych aktywów finansowych, co do którego duże jest prawdopodobieństwo realizacji w krótkim terminie zakładanych korzyści ekonomicznych. Do tej kategorii zaliczone są również wszystkie instrumenty pochodne, co do których spółki nie stosują kryteriów rachunkowości zabezpieczeń. Instrumenty finansowe należące do tej kategorii wyceniane są według wartości godziwej.

- zobowiązania przeznaczone do obrotu - spółki kwalifikują wszystkie instrumenty pochodne o ujemnej wartości godziwej, co do których spółki nie stosują kryteriów rachunkowości zabezpieczeń. Instrumenty finansowe należące do tej kategorii wyceniane są według wartości godziwej.
- pożyczki udzielone i należności własne - spółki zaliczają, niezależnie od terminu ich wymagalności (zapłaty), aktywa finansowe powstałe na skutek wydania bezpośrednio drugiej stronie kontraktu środków pieniężnych, towarów i usług pod warunkiem, że nie są przeznaczone do odsprzedaży w krótkim terminie. Do pożyczek udzielonych i należności własnych zalicza się także obligacje i inne dłużne instrumenty finansowe nabyte w zamian za wydane bezpośrednio drugiej stronie kontraktu środki pieniężne, tj. nabyte na rynku pierwotnym. Instrumenty finansowe należące do tej kategorii wyceniane są według skorygowanej ceny nabycia z zastosowaniem efektywnej stopy procentowej.
- aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności - spółki zaliczają nie zakwalifikowane do pożyczek udzielonych i należności własnych aktywa finansowe, dla których zawarte kontrakty ustalają termin wymagalności spłaty wartości nominalnej oraz określają prawo do otrzymania w ustalonych terminach korzyści ekonomicznych, na przykład oprocentowania, w stałej lub możliwej do ustalenia kwocie, pod warunkiem, że jednostka zamierza i może utrzymać te aktywa do czasu, gdy staną się one wymagalne. Instrumenty finansowe należące do tej kategorii wyceniane są według skorygowanej ceny nabycia z zastosowaniem efektywnej stopy procentowej.
- aktywa dostępne do sprzedaży - spółki zaliczają wszystkie aktywa spełniające definicje instrumentu finansowego, niezakwalifikowane do żadnej z powyższych kategorii. Często do tej kategorii zaliczane są udziały w podmiotach nie będącymi podmiotami podporządkowanymi w rozumieniu ustawy o rachunkowości. Instrumenty finansowe należące do tej kategorii wyceniane są według ceny nabycia pomniejszonej o odpisy aktualizujące z tytułu trwałej utraty wartości.
- pozostałe zobowiązania finansowe - spółki zaliczają wszystkie zobowiązania, spełniające definicje instrumentów finansowych, za wyjątkiem zobowiązań przeznaczonych do obrotu. W szczególności są to zaciągnięte kredyty i pożyczki, emisje papierów dłużnych, zobowiązania handlowe. Instrumenty finansowe należące do tej kategorii wyceniane są według skorygowanej ceny nabycia z zastosowaniem efektywnej stopy procentowej.

Pochodne instrumenty finansowe

Emitent oraz jedna z jednostek zależnych – Geofizyka Kraków Sp. z o.o. zawierają transakcje dotyczące instrumentów pochodnych na stopę procentową i kursy walutowe zabezpieczające przed ryzykiem, wynikającym z wahań kursów walut oraz zmian stóp procentowych mających wpływ na pewne aktywa, zobowiązania i transakcje w walutach obcych.

Spółki nie stosują rachunkowości zabezpieczeń. Instrumenty finansowe wyceniane są według wartości godziwej. Zmiany wartości godziwej instrumentów pochodnych ujmowane są w rachunku zysków i strat.

Wartość godziwa transakcji zamiany (swap) stóp procentowych oraz transakcji typu forward jest określana na podstawie zdyskontowanych przepływów środków pieniężnych do wygaśnięcia transakcji.

Utrata wartości aktywów

Na każdy dzień bilansowy podmioty wchodzące w skład Grupy Kapitałowej oceniają, czy istnieją obiektywne dowody wskazujące na trwałą utratę wartości składnika bądź grupy aktywów. Jeśli dowody takie istnieją, spółki ustalają szacowaną możliwą do odzyskania wartość składnika aktywów i dokonują odpisów aktualizujących z tytułu utraty wartości, w kwocie równej różnicy między wartością możliwą do odzyskania i wartością bilansową. Strata wynikająca z utraty wartości jest ujmowana w rachunku zysków i strat za bieżący okres. W przypadku, gdy uprzednio dokonano przeszacowania aktywów, strata pomniejsza wysokość kapitałów z przeszacowania a następnie jest odnoszona na rachunek zysków i strat bieżącego okresu.

W przypadku kapitalizowanych kosztów prac poszukiwawczych i rozpoznawczych oraz dla aktywów przemysłu wydobywczego gazu i ropy naftowej za ośrodek wypracowujący środki pieniężne uznaje się grupę środków trwałych, tworzących jeden obszar wydobywczy.

Wartość możliwa do uzyskania z obszarów wydobywczych, zarówno produkcyjnych jak i w przygotowaniu, jest porównywana do szacowanych przyszłych zdyskontowanych przychodów netto możliwych do uzyskania z pozostałych szacowanych zasobów Emitenta. Przyszłe przychody netto są szacowane przy użyciu poziomu cen, wysokości kosztów oraz kursów walutowych z dnia bilansowego. Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości ośrodka wypracowującego środki pieniężne ujmuje się w przypadku, gdy wartość ekonomiczna ośrodka jest niższa od jego wartości bilansowej.

Spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej na każdą datę bilansową weryfikują czy istnieją czynniki, które powodują, iż rozpoznana w okresach wcześniejszych trwała utrata wartości aktywów już nie występuje bądź rozpoznany odpis z tytułu trwałej utraty wartości powinien być mniejszy. Jeżeli istnieją takie przesłanki, spółki korygują wartość dokonanych odpisów aktualizujących.

Uznawanie przychodów

Przychody uznawane są w takiej wysokości, w jakiej jest prawdopodobne, że Grupa Kapitałowa uzyska korzyści ekonomiczne, które można wiarygodnie wycenić.

Sprzedaż towarów i produktów

Wartość sprzedaży ustalana jest na podstawie zaliczonej do okresów sprawozdawczych wielkości sprzedaży zafakturowanej odbiorcom, pomniejszonej o podatek od towarów i usług (VAT).

Przychody ze sprzedaży gazu w Grupie Kapitałowej PGNiG S.A. ustalane są na podstawie faktur za dostarczony gaz wystawianych z różną częstotliwością: dla odbiorców dużych, odbierających znaczne ilości gazu w ciągu doby – w okresach nie dłuższych niż jeden miesiąc, a dla odbiorców odbierających mniejsze ilości (liczone w okresach rocznych) w okresach dwu lub trzymiesięcznych. Faktury wystawiane są na podstawie wskazań gazomierzy znajdujących się u odbiorców. Odczytów gazomierzy dokonują służby inkasa własnego.

Do przychodów roku obrotowego z tytułu sprzedaży gazu Spółki Gazownictwa wchodzące w skład Grupy Kapitałowej ujmują wszystkie przychody wynikające z faktur sprzedaży oraz szacowaną wartość dostarczonego, a nie zafakturowanego gazu dla odbiorców indywidualnych wyliczaną w oparciu o „metodę zakupową".

Punktem wyjścia przy ustalaniu wielkości sprzedanego gazu jest ilość zakupionego w danym miesiącu gazu, która pomniejszana jest o straty gazu, sprzedaż zafakturowaną grup taryfowych 5-7 za dany miesiąc, zużycie własne za dany miesiąc. Tak wyliczona wartość stanowi szacowaną ilość sprzedanego gazu dla odbiorców indywidualnych w danym miesiącu. Dla każdej z grup taryfowych 1-4 ustala się (w oparciu o średnią zafakturowaną sprzedaż przypadającą na jednego odczytanego pomnożoną przez ogólną ilość odbiorców w danej grupie) wolumen sprzedaży. Następnie ustala się procentowy udział każdej z grup w ogólnym wyliczonym wolumenie sprzedaży. Wyliczone wskaźniki są podstawą do ustalenia ilościowo szacowanej sprzedaży w każdej z grup i obliczenie wartościowej sprzedaży gazu z uwzględnieniem obowiązujących w Grupie Kapitałowej taryf cenowych.

Sposób prezentacji w rachunku wyników, przychodów ze sprzedaży gazu w rozbiciu na produkty i towary i materiały jest zgodny z wytycznymi do sprawozdań otrzymanymi z Głównego Urzędu Statystycznego w Warszawie. Zgodnie z nimi jako wartość sprzedanych produktów wykazuje się nadwyżkę opłat (przesyłowych i abonamentową) naliczonych przez Spółki Grupy Kapitałowej nad ich wartością wynikającą z faktury od dostawcy, a dotyczących zakupu gazu do dalszej odsprzedaży, czyli pomniejszonych o opłaty przypadające na zużycie gazu na własne potrzeby. Natomiast wartość przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów stanowi wartość gazu sprzedanego odbiorcom, wyliczona przez przemnożenie ilości sprzedanego gazu przez cenę jednostkową sprzedawanego gazu. Wielkość ta jest powiększona o opłaty (przesyłowe i abonamentową) zawarte w fakturach od dostawcy gazu w części dotyczącej zakupu gazu do dalszej odsprzedaży.

Świadczenie usług

Przychody ze świadczenia usług są rozpoznawane proporcjonalnie do stopnia zakończenia usługi pod warunkiem, iż jest możliwe jego wiarygodne oszacowanie. Jeżeli nie można wiarygodnie ustalić efektów transakcji związanej ze świadczeniem usług, przychody ze świadczenia usług są rozpoznawane tylko do wysokości poniesionych kosztów z tego tytułu.

Odsetki

Przychody z tytułu odsetek są rozpoznawane w momencie ich naliczenia. Wszystkie naliczone odsetki od przeterminowanych należności obejmowane są odpisem aktualizującym.

Dywidendy

Należne dywidendy zalicza się do przychodów finansowych na dzień powzięcia przez właściwy organ spółki wypłacającej dywidendę uchwały o podziale zysku, chyba że w uchwale określono inny dzień prawa do dywidendy.

Fundusze specjalne

Na fundusze specjalne składają się Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych (ZFŚS) i Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego.

Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych jest tworzony z odpisów obowiązkowych oraz z dobrowolnych odpisów z zysku netto. Obowiązkowe odpisy są tworzone przez pracodawcę zgodnie z wzorem, określonym w stosownych przepisach, który uwzględnia liczbę zatrudnionych i miesięczną minimalną płacę. Odpisy na ZFŚS traktowane są jako koszt. Fundusz socjalny może być wykorzystany tylko na świadczenia dla pracowników.

Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego tworzony jest na podstawie Ustawy z dnia 27 lipca 2001 roku o zmianie ustawy Prawo Geologiczne i Górnicze. Odpisy na fundusz dokonywane są w korespondencji z pozostałymi kosztami operacyjnymi.

Kursy wymiany złotego, w okresach objętych sprawozdaniem finansowym i porównywalnymi danymi finansowymi, w stosunku do euro, ustalane przez Narodowy Bank Polski

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do euro ustalone przez NBP

	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
Kurs na koniec okresu	4,0790	4,7170	4,0202	3,5219
Średni kurs w okresie	4,5182	4,4474	3,8697	3,6509
Najwyższy kurs w okresie	4,9149	4,7170	4,2116	3,9569
Najniższy kurs w okresie	4,0518	3,9773	3,5015	3,3564

Podstawowe pozycje sprawozdań finansowych przeliczonych na euro

	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
BILANS				
A. Aktywa trwałe	3 272 898	2 861 395	3 360 778	3 886 167
B. Aktywa obrotowe	986 508	858 903	921 864	1 142 747
AKTYWA	**4 259 406**	**3 720 297**	**4 282 642**	**5 028 914**
Kapitał (fundusz) własny	2 156 869	1 638 310	1 789 983	1 935 200
Kapitał zakładowy	1 225 791	1 059 996	1 243 719	1 419 688
Kapitały mniejszości	1 322	1 139	1 356	1 459
Ujemna wartość firmy jednostek podporządkowanych	-	-	33	259
Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	2 101 215	2 080 848	2 491 270	3 091 996
Zobowiązania długoterminowe	80 068	1 027 649	1 200 091	1 666 398
Zobowiązania krótkoterminowe	1 383 134	518 310	651 732	682 553
PASYWA	**4 259 406**	**3 720 297**	**4 282 642**	**5 028 914**

	12 miesięcy do 31.12.2004	12 miesięcy do 31.12.2003	12 miesięcy do 31.12.2002	12 miesięcy do 31.12.2001
Przychody ze sprzedaży	2 529 585	2 290 914	2 451 067	2 572 777
Zysk/(strata) brutto ze sprzedaży	644 072	548 566	705 559	581 185
Zysk/(strata)ze sprzedaży	401 289	316 270	430 462	237 513
Zysk (strata) na działalności operacyjnej	365 793	358 940	287 840	235 132
Zysk (strata) brutto	224 597	189 934	156 008	(15 419)
Zysk (strata) netto	245 565	121 162	101 406	(11 763)
Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej	629 921	604 132	367 528	(118 721)
Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej	(259 270)	(321 489)	(279 795)	(278 619)
Przepływy pieniężne z działalności finansowej	(325 929)	(356 032)	(189 706)	695 829
Przepływy pieniężne netto, razem	44 722	(73 389)	(101 973)	298 489

Powyższe dane finansowe przeliczono na EURO według następujących zasad:

- do przeliczenia pozycji bilansu z polskich złotych na EURO wykorzystano średni kurs EURO ustalony przez NBP na ostatni dzień każdego okresu.
- do przeliczenia rachunku zysków i strat przyjęto średni kurs EURO w każdym z prezentowanych okresów, obliczony jako średnia arytmetyczna kursów obowiązujących na ostatni dzień każdego miesiąca w danym okresie.

Podstawowe różnice pomiędzy Polskimi Zasadami Rachunkowości (PZR) a Międzynarodowymi Standardami Rachunkowości Finansowej (MSSF)

Spółka prowadzi swoje księgi zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz. U. Nr 76 z dnia 17 czerwca 2002 roku).

W związku z tym, że Emitent jest zobowiązany od roku 2000 sporządzać skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy PGNiG zgodne z MSSF, w związku z dokonaną emisją obligacji w październiku 2000 roku, Spółka dokonuje wyliczeń korekt przekształcających skonsolidowane sprawozdanie finansowe według PZR na skonsolidowane sprawozdanie według MSSF. Korekty przekształcające wraz z ich wpływem na kapitał własny oraz wynik bieżący zostały zaprezentowane poniżej:

Amortyzacja

W sprawozdaniach finansowych zgodnie z PZR środki trwałe służące działalności wydobywczej są amortyzowane przy zastosowaniu metody liniowej. W sprawozdaniu finansowym według MSSF składniki rzeczowego majątku trwałego wykorzystywane podczas prac wydobywczych są amortyzowane przy zastosowaniu metody jednostki produkcyjnej

W przypadku środków trwałych, innych niż służące działalności wydobywczej, korekta amortyzacji dostosowuje okres ekonomicznego użytkowania środków trwałych wg MSSF do tego, który stosowany jest w księgach polskich.

Kapitalizacja kosztów kredytów i pożyczek

Zgodnie z PZR koszty pożyczek są uwzględniane w rachunku zysków i strat w okresach, w których zostały poniesione oprócz kwot skapitalizowanych dotyczących pożyczek i kredytów przyporządkowanych bezpośrednio do określonych nakładów inwestycyjnych. Koszty pożyczek poniesione w ramach określonych projektów inwestycyjnych są kapitalizowane jako część wartości właściwego składnika majątku do dnia oddania go do używania, a następnie odpisywane w ciężar kosztów w takim samym okresie, w którym amortyzuje się składnik majątku, którego dotyczą. W sprawozdaniu finansowym zgodnym z MSSF koszty są spisywane bezpośrednio w rachunek zysków i strat. W związku ze zmniejszeniem wartości brutto środków trwałych po eliminacji kapitalizowanych kosztów równolegle dokonywana jest korekta amortyzacji.

Podatek odroczony

Sposób naliczania podatku odroczonego w PZR i w MSSF jest identyczny. Konieczność wprowadzenia korekty podatku odroczonego związana jest z pozostałymi korektami dostosowującymi PZR do MSSF, w wyniku których zmienia się wielkość różnic przejściowych będących podstawą do naliczenia podatku odroczonego.

Utrata wartości aktywów

Sposób naliczania utraty wartości aktywów w PZR i w MSSF jest identyczny. Konieczność wprowadzenia korekty utraty wartości aktywów związana jest z korektą amortyzacji środków trwałych, która ma wpływ na wartość netto majątku, będącego podstawą do ustalenia utraty wartości aktywów.

Pozostałe korekty

Pozostałe korekty obejmują: korektę przeszacowującą do bieżącej wartości należności i zobowiązania długoterminowe, które nie są oprocentowane oraz korektę ujęcia w sprawozdaniu finansowym zgodnym z MSSF wszystkich zysków i strat aktuarialnych dotyczących rezerwy na odprawy emerytalne.

Stan na dzień 31.12.2004	Wartość w tyś. zł na dzień 31.12.2004	Wartość w tyś. zł na dzień 31.12.2003	Wartość w tyś. zł na dzień 31.12.2002	Wartość w tyś. zł na dzień 31.12.2001
Skonsolidowany kapitał własny wg PZR	**8 797 868**	**7 727 909**	**7 196 090**	**6 815 581**
Korekta amortyzacji	-246 617	-353 067	-498 840	-687 630
Korekta skapitalizowanych kosztów	-89 441	-107 742	-125 445	-145 759
Korekta podatku odroczonego	55 680	82 972	151 003	197 810
Korekta utraty wartości aktywów	46 353	26 926	49 852	-15 995
Pozostałe korekty	-3 288	-3 344	-8 343	16 123
Skonsolidowany kapitał własny wg MSSF	**8 560 555**	**7 373 654**	**6 764 317**	**6 180 130**

Stan na dzień 31.12.2004	Wartość w tyś. zł na dzień 31.12.2004	Wartość w tyś. zł na dzień 31.12.2003	Wartość w tyś. zł na dzień 31.12.2002	Wartość w tyś. zł na dzień 31.12.2001
Skonsolidowany zysk wg PZR	**1 109 512**	**538 855**	**392 412**	**-42 948**
Korekta amortyzacji	106 450	145 773	188 790	69 217
Korekta skapitalizowanych kosztów	18 301	17 703	20 314	26 865
Korekta podatku odroczonego	-27 292	-68 031	-24 170	-76 419
Korekta utraty wartości aktywów	19 427	-22 926	65 847	-1 851
Pozostałe korekty	57	4 998	-38 778	-28 868
Skonsolidowany zysk wg MSSF	**1 226 455**	**616 372**	**604 415**	**-54 004**

Sprawozdanie według MSSF nie zawiera korekt odzwierciedlających skutki hiperinflacji, wymaganych MSR 29 „Sprawozdawczość w warunkach hiperinflacyjnych" (MSR 29). MSR 29 wymaga, aby spółki, które sporządzają sprawozdania w walucie gospodarki hiperinflacyjnej korygowały wycenę aktywów i pasywów do ich cen bieżących na dzień bilansowy. Polska gospodarka przestała być uważana za hiperinflkacyjną począwszy od 1997 roku, ponieważ skumulowana trzyletnia stopa inflacji pod koniec 1996 roku wyniosła poniżej 100%.

Poprzednik Emitenta (przedsiębiorstwo państwowe PGNiG) dokonało przeszacowania wartości środków trwałych po raz ostatni na dzień 1 stycznia 1995 roku, przy zastosowaniu metody odtworzeniowej i wskaźników opublikowanych przez Główny Urząd Statystyczny („GUS") w stosunku do części środków trwałych, w celu odzwierciedlenia wpływu inflacji na ich wartość bilansową. Przeszacowanie to nie zostało dokonane zgodnie z wymogami MSR 29, ponieważ Emitent nie korzystał ze wskaźników ogólnego wzrostu cen oraz nie doprowadził ich wartości do cen bieżących na dzień 31 grudnia 1996 roku. 30 października 1996 roku przedsiębiorstwo państwowe PGNiG zostało przekształcone w spółkę akcyjną PGNiG będącą w pełni własnością Skarbu Państwa. Środki trwałe przedsiębiorstwa państwowego PGNiG wycenione według wartości księgowej zostały wniesione do spółki PGNiG S.A.

W rezultacie, skumulowane salda środków trwałych na dzień 31 grudnia 2001, 2002, 2003 oraz 2004 roku, które pochodzą sprzed 31 grudnia 1996 roku nie zostały wyrażone w jednostkach miary obowiązujących na dzień 31 grudnia 1996 roku. Grupa nie jest w stanie oszacować, jaki wpływ na sprawozdanie finansowe według

MSSF miałoby spełnienie wymogów MSR 29. Przeszacowanie nie zostało dokonane zgodnie z wymogami MSR 16 „Środki trwałe", ponieważ sposób dokonania przeszacowania nie zapewnił, aby przeszacowana wartość środków trwałych odpowiadała ich wartości godziwej na dzień przeszacowania.

Wykaz różnic pomiędzy PZR i MSSF opiera się na standardach MSSF, które obowiązują na dzień 31 grudnia 2004 roku. Rada Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (IASB) do 2005 roku wprowadziła wiele zmian do obowiązujących standardów rachunkowości. W związku z tym, może się okazać, że standardy MSSF, które Spółka zastosowała przy sporządzaniu swojego sprawozdania finansowego zgodnego z MSSF za 2004 rok będą różnić się od obecnie obowiązujących.

Od momentu dopuszczenia do publicznego obrotu Grupa Kapitałowa zobowiązana będzie do sporządzania sprawozdań finansowych zgodnych z MSSF.

Grupa Kapitałowa pracuje obecnie nad wdrożeniem MSSF obowiązujących od 1 stycznia 2005 roku do prowadzonych ksiąg rachunkowych. W związku z tym trwają prace nad wyceną majątku oraz nad wyeliminowaniem z ksiąg pozostałych różnic pomiędzy PZR a MSSF.

Istnieje duże ryzyko, że wynik wyliczony na podstawie danych z ksiąg prowadzonych według MSSF może się znacznie różnić od wyliczonego powyżej wyniku według PZR skorygowanego o korekty przekształcające.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Emitenta[3]

Skonsolidowany bilans

Aktywa	Nota	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
I. Aktywa trwałe		**13 350 149**	**13 497 198**	**13 511 000**	**13 686 690**
1. Wartości niematerialne i prawne, w tym:	1	38 537	19 443	12 132	13 105
- wartość firmy		0	0	0	0
2. Wartość firmy jednostek podporządkowanych	2	0	0	0	0
3. Rzeczowe aktywa trwałe	3	12 354 409	12 600 368	12 611 255	12 901 791
4. Należności długoterminowe	4,9	1 357	583	987	1 148
4.1. Od jednostek powiązanych		0	0	0	0
4.2. Od pozostałych jednostek		1 357	583	987	1 148
5. Inwestycje długoterminowe	5	480 620	341 463	187 424	255 947
5.1. Nieruchomości		0	0	0	12
5.2. Wartości niematerialne i prawne		0	0	0	0
5.3. Długoterminowe aktywa finansowe		480 615	341 463	187 424	255 935
a) w jednostkach powiązanych, w tym:		466 733	325 261	148 262	209 874
- udziały lub akcje w jednostkach podporządkowanych wycenione metodą praw własności		462 645	322 278	65 679	45 372
- udziały lub akcje w jednostkach zależnych i współzależnych		4 088	2 983	7 159	7 858
b) w pozostałych jednostkach		13 882	16 202	39 162	46 061
5.4. Inne inwestycje długoterminowe		5	0	0	0
6. Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe	6	475 226	535 341	699 202	514 699
6.1. Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego		461 341	524 681	693 159	499 360
6.2. Inne rozliczenia międzyokresowe		13 885	10 660	6 043	15 339
II. Aktywa obrotowe		**4 023 967**	**4 051 444**	**3 706 076**	**4 024 641**
1. Zapasy	7	660 178	575 884	590 928	633 090
2. Należności krótkoterminowe	8,9	1 937 486	1 976 117	1 945 208	1 839 901
2.1. Od jednostek powiązanych		27 269	24 176	30 774	27 126
2.2. Od pozostałych jednostek		1 910 217	1 951 941	1 914 434	1 812 775

[3] Wszystkie dane liczbowe wyrażone są w tysiącach zł

3. Inwestycje krótkoterminowe	10	1 412 619	1 486 816	1 155 047	1 526 937
3.1. Krótkoterminowe aktywa finansowe		1 412 619	1 486 816	1 155 047	1 526 937
a) w jednostkach powiązanych		6 247	76 719	85 863	79 969
b) w pozostałych jednostkach		499 774	700 946	39 920	16 629
c) środki pieniężne i inne aktywa pieniężne		906 598	709 151	1 029 264	1 430 339
3.2. Inne inwestycje krótkoterminowe		0	0	0	0
4. Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe	11	13 684	12 627	14 893	24 713
Aktywa razem		**17 374 116**	**17 548 642**	**17 217 076**	**17 711 331**

Pasywa	Nota	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
I. Kapitał własny		**8 797 868**	**7 727 909**	**7 196 090**	**6 815 581**
1. Kapitał zakładowy	13	5 000 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000
2. Należne wpłaty na kapitał zakładowy(wielkość ujemna)		0	0	0	0
3. Akcje (udziały) własne (wielkość ujemna)	14	0	0	0	0
4. Kapitał zapasowy	15	2 381 761	2 125 847	1 726 954	1 595 745
5. Kapitał z aktualizacji wyceny	16	1 086	1 086	1 086	1 086
6. Pozostałe kapitały rezerwowe	17	10 318	10 318	11 309	12 025
7. Różnice kursowe z przeliczenia jednostek podporządkowanych		-11 993	-1 517	-242	-1 163
- dodatnie różnice kursowe		0	0	0	0
- ujemne różnice kursowe		-11 993	-1 517	-242	-1 163
8. Zysk (strata) z lat ubiegłych		307 184	53 320	64 571	250 836
9. Zysk (strata) netto		1 109 512	538 855	392 412	-42 948
10. Odpisy z zysku netto w ciągu roku obrotowego (wielkość ujemna)	18	0	0	0	0
II. Kapitały mniejszości	19	**5 393**	**5 373**	**5 452**	**5 137**
III. Ujemna wartość firmy jednostek podporządkowanych	20	**0**	**0**	**130**	**913**
IV. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania		**8 570 855**	**9 815 360**	**10 015 404**	**10 889 700**
1. Rezerwy na zobowiązania	21	1 379 982	1 271 205	1 298 725	1 300 979
1.1. Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego		206 518	166 169	124 837	117 957
1.2. Rezerwa na świadczenia emerytalne i podobne		453 299	493 663	502 571	582 781
a) długoterminowa		355 896	393 624	439 005	489 255
b) krótkoterminowa		97 403	100 039	63 566	93 526
1.3. Pozostałe rezerwy		720 165	611 373	671 317	600 241
a) długoterminowe		578 335	527 191	566 819	508 090
b) krótkoterminowe		141 830	84 182	104 498	92 151
2. Zobowiązania długoterminowe	22	326 600	4 847 421	4 824 604	5 868 885
2.1. Wobec jednostek powiązanych		59	36	0	0
2.2. Wobec pozostałych jednostek		326 541	4 847 385	4 824 604	5 868 885
3. Zobowiązania krótkoterminowe	23	5 641 806	2 444 868	2 620 092	2 403 887
3.1. Wobec jednostek powiązanych		98 792	98 274	57 554	46 733
3.2. Wobec pozostałych jednostek		5 440 530	2 243 332	2 450 418	2 257 305
3.3. Fundusze specjalne		102 484	103 262	112 120	99 849
4. Rozliczenia międzyokresowe	24	1 222 467	1 251 866	1 271 983	1 315 949
4.1. Ujemna wartość firmy		0	0	0	0
4.2. Inne rozliczenia międzyokresowe		1 222 467	1 251 866	1 271 983	1 315 949
a) długoterminowe		1 205 480	1 242 758	1 258 424	1 190 513
b) krótkoterminowe		16 987	9 108	13 559	125 436
Pasywa razem		**17 374 116**	**17 548 642**	**17 217 076**	**17 711 331**
Wartość księgowa		8 797 868	7 727 909	7 196 090	6 815 581
Liczba akcji		5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000
Wartość księgowa na jedną akcję (w zł)	25	1,76	1,55	1,44	1,36
Rozwodniona liczba akcji		5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000
Rozwodniona wartość księgowa na jedną akcję (w zł)	25	1,76	1,55	1,44	1,36

Pozycje pozabilansowe

POZYCJE POZABILANSOWE	Nota	31.12.2004	31.01.2003	31.01.2002	31.01.2001
1. Należności warunkowe	26	**66 809**	**34 445**	**23 282**	**6 946**
1.1. Od jednostek powiązanych (z tytułu)		12 801	4 804	4 354	1 205
- otrzymanych gwarancji i poręczeń		0	0	0	0
- otrzymanych weksli		12 801	4 804	4 354	1 205
1.2. Od pozostałych jednostek (z tytułu)		54 008	29 641	18 928	5 741
- otrzymanych gwarancji i poręczeń		26 400	17 836	8 628	2 750
- otrzymanych weksli		21 792	11 615	10 126	2 991
- pozostałe		5 816	190	174	0
2. Zobowiązania warunkowe	26	**8 910 808**	**10 387 858**	**6 285 859**	**5 887 923**
2.1. Na rzecz jednostek powiązanych (z tytułu)		70 848	92 698	114 688	251 794
- udzielone gwarancje i poręczenia		2 103	0	0	0
- wystawione weksle		6 937	0	0	0
- podpisane umowy, kontrakty inwestycyjne		61 808	92 698	114 688	251 794
- zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego		0	0	0	0
2.2. Na rzecz pozostałych jednostek (z tytułu)		8 839 960	10 295 160	6 171 171	5 636 129
- udzielone gwarancje i poręczenia		8 448 673	9 900 615	5 777 412	5 054 633
- wystawione weksle		290 649	288 453	317 224	469 907
- podpisane umowy, kontrakty inwestycyjne		83 335	99 623	72 426	93 219
- zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego		3 959	2 152	2 968	18 370
- pozostałe		13 344	4 317	1 141	0
3. Inne (z tytułu)	3.4	**35 851**	**30 783**	**49 017**	**72 599**
- środki trwałe wykazywane pozabilansowo		34 596	30 783	49 017	72 599
- środki trwałe postawione w stan likwidacji		1 255	0	0	0
Pozycje pozabilansowe, razem		**9 013 468**	**10 453 086**	**6 358 158**	**5 967 468**

Skonsolidowany rachunek zysków i strat

SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT	Nota	31.12.2004	2003	2002	2001
I. Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów, w tym:		**10 910 092**	**10 188 609**	**9 484 892**	**9 392 953**
- od jednostek powiązanych		50 433	51 694	66 287	98 544
1. Przychody netto ze sprzedaży produktów	27	10 885 877	10 159 920	9 436 193	9 333 431
2. Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	28	24 215	28 689	48 699	59 522
II. Koszty sprzedanych produktów, towarów i materiałów, w tym:		8 000 047	7 748 919	6 754 592	7 271 104
- od jednostek powiązanych		215 182	211 624	196 505	177 034
1. Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	29	7 945 421	7 677 121	6 676 234	7 171 002
2. Wartość sprzedanych towarów i materiałów		54 626	71 798	78 358	100 102
III. Zysk (strata) brutto ze sprzedaży (I-II)		**2 910 045**	**2 439 690**	**2 730 300**	**2 121 849**
IV. Koszty sprzedaży	29	449 211	444 749	454 850	674 251
V. Koszty ogólnego zarządu	29	647 729	588 364	609 693	580 463
VI. Zysk (strata) na sprzedaży (III-IV-V)		**1 813 105**	**1 406 577**	**1 665 757**	**867 135**
VII. Pozostałe przychody operacyjne		281 353	370 133	363 337	399 951
1. Zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych		0	0	49 126	0
2. Dotacje		4	114	28	17
3. Inne przychody operacyjne	30	281 349	370 019	314 183	399 934
VIII. Pozostałe koszty operacyjne		441 731	180 363	915 239	408 645
1. Strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych		5 436	5 793	0	7 708
2. Aktualizacja wartości aktywów niefinansowych		242 830	41 168	688 671	247 237
3. Inne koszty operacyjne	31	193 465	133 402	226 568	153 700
IX. Zysk (strata) z działalności operacyjnej (VI+VII-VIII)		**1 652 727**	**1 596 347**	**1 113 855**	**858 441**
X. Przychody finansowe	32	1 081 723	1 001 200	958 715	526 871
1. Dywidendy i udziały w zyskach, w tym:		1 202	1 922	9 111	1 203
- od jednostek powiązanych		1 165	1 877	9 066	1 093
2. Odsetki, w tym:		151 819	209 872	309 667	207 857
- od jednostek powiązanych		28 240	56 859	77 818	97 721
3. Zysk ze zbycia inwestycji		3 614	2 191	8 087	12 309
4. Aktualizacja wartości inwestycji		7 596	44 215	38 957	6 165
5. Inne		917 492	743 000	592 893	299 337
XI. Koszty finansowe	33	1 718 499	1 753 667	1 467 114	1 443 223
1. Odsetki, w tym:		297 666	325 422	362 336	463 815
- dla jednostek powiązanych		398	2	0	288
2. Strata ze zbycia inwestycji		0	0	0	0
3. Aktualizacja wartości inwestycji		402 297	186 500	11 481	18 094
4. Inne		1 018 536	1 241 745	1 093 297	961 314
XII. Zysk (strata) na sprzedaży całości lub części udziałów jednostek podporządkowanych	**34**	**0**	**1 020**	**-1 197**	**0**
XIII. Zysk (strata) z działalności gospodarczej (IX+X-XI)		**1 015 951**	**844 900**	**604 259**	**-57 911**
XIV. Wynik zdarzeń nadzwyczajnych (XIII.1. - XIII.2.)		-1 177	-320	-1 339	-51
1. Zyski nadzwyczajne	35	2 853	3 439	7 118	5 429
2. Straty nadzwyczajne	36	4 030	3 759	8 457	5 480
XV. Odpis wartości firmy jednostek podporządkowanych		0	0	0	0
XVI. Odpis ujemnej wartości firmy jednostek podporządkowanych	39	0	130	783	1 669
XVII. Zysk (strata) brutto (XII+/-XIII)		**1 014 774**	**844 710**	**603 703**	**-56 293**
XVIII. Podatek dochodowy	37	287 558	490 138	185 515	-14 138
a) część bieżąca		183 868	280 329	373 733	82 548

b) część odroczona		103 690	209 809	-188 218	-96 686
XIX. Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty)	38	145 775	74 394	26 206	2
XX. Udział w zyskach (stratach) netto jednostek podporządkowanych wycenianych metoda praw własności	39	528 159	258 748	746	282
XXI. Zyski (straty) mniejszości		88	71	316	1 073
XXII. Zysk (strata) netto (XIV-XV-XVI+/-XVII)		**1 109 512**	**538 855**	**392 412**	**-42 948**
Zysk (strata) netto (zanualizowany)		1 109 512	538 855	392 412	-42 948
Średnia ważona liczba akcji zwykłych		5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000
Zysk (strata) na jedną akcję zwykłą (w zł)	41	0,22	0,11	0,08	-0,01
Średnia ważona rozwodniona liczba akcji zwykłych		5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000
Rozwodniony zysk (strata) na jedną akcję zwykłą (w zł)	41	0,22	0,11	0,08	-0,01

Zestawienie zmian w kapitale własnym

ZESTAWIENIE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
I. Kapitał własny na początek okresu (BO)	**7 727 910**	**7 123 998**	**6 748 197**	**6 519 596**
a) zmiany przyjętych zasad (polityki) rachunkowości	0	72 092	67 384	281 738
b) korekty błędów podstawowych	0	0	0	13 781
I.a. Kapitał własny na początek okresu(BO), po uzgodnieniu do danych porównywalnych	**7 727 910**	**7 196 090**	**6 815 581**	**6 815 115**
1. Kapitał zakładowy na początek okresu	5 000 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000
1.1. Zmiany kapitału zakładowego	0	0	0	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	0
- emisji akcji (wydania udziałów)	0	0	0	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	0	0
- umorzenia akcji (udziałów)	0	0	0	0
1.2. Kapitał zakładowy na koniec okresu	5 000 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000
2. Należne wpłaty na kapitał zakładowy na początek okresu	0	0	0	0
2.1. Zmiany należnych wpłat na kapitał zakładowy	0	0	0	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	0	0
2.2. Należne wpłaty na kapitał zakładowy na koniec okresu	0	0	0	0
3. Akcje (udziały) własne na początek okresu	0	0	0	0
3.1. Zmiany akcji (udziałów) własnych	0	0	0	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	0	0
3.2. Akcje (udziały) własne na koniec okresu	0	0	0	0
4. Kapitał zapasowy na początek okresu	2 125 848	1 726 954	1 595 745	2 008 913
4.1. Zmiany kapitału zapasowego	255 913	398 893	131 209	-413 168
a) zwiększenia (z tytułu)	256 202	422 265	295 707	0
- emisji akcji powyżej wartości nominalnej	0	0	0	0
- z podziału zysku (ustawowo)	0	0	0	0
- z podziału zysku (ponad wymaganą ustawowo minimalną wartość)	256 202	422 265	295 707	0
b) zmniejszenie (z tytułu)	-289	23 372	164 498	413 168
- pokrycia straty	-289	23 372	164 498	413 168
4.2. Kapitał zapasowy na koniec okresu	2 381 761	2 125 847	1 726 954	1 595 745
5. Kapitał z aktualizacji wyceny na początek okresu	1 086	1 086	1 086	1 086
5.1. Zmiany kapitału z aktualizacji wyceny	0	0	0	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	0	0

- zbycia środków trwałych	0	0	0	0
5.2. Kapitał z aktualizacji wyceny na koniec okresu	1 086	1 086	1 086	1 086
6. Pozostałe kapitały rezerwowe na początek okresu	10 318	11 309	12 025	10 957
6.1. Zmiany pozostałych kapitałów rezerwowych	0	-991	-716	1 068
a) zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	1 068
- podział wyniku	0	0	0	1 068
b) zmniejszenia (z tytułu)	0	991	716	0
- wypłacone odprawy kryzysowe	0	991	716	0
6.2. Pozostałe kapitały rezerwowe na koniec okresu	10 318	10 318	11 309	12 025
7. Różnice kursowe z przeliczenia jednostek podporządkowanych	-11 993	-1 517	-242	-1 163

ZESTAWIENIE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
8. Zysk (strata) z lat ubiegłych na początek okresu	592 175	384 891	140 504	-515 611
8.1. Zysk z lat ubiegłych na początek okresu	592 175	384 891	140 504	-515 611
a) zmiany przyjętych zasad (polityki) rachunkowości	0	72 092	67 384	349 444
b) korekty błędów podstawowych	0	0	0	3 865
8.2. Zysk z lat ubiegłych, na początek okresu, po uzgodnieniu do danych porównywalnych	592 175	456 983	207 888	-162 302
a) zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	0
- podziału zysku z lat ubiegłych	0	0	0	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	-284 991	-403 663	-143 317	413 138
- przeniesienie na kapitał zapasowy	-256 202	-422 265	-295 706	0
- przeniesienie na kapitał rezerwowy	0	0	0	0
- pokrycie straty z lat ubiegłych	289	23 371	164 498	413 168
- zasilenie funduszy specjalnych	-23 638	-3 896	0	0
- wypłata dywidendy właścicielowi	-5 438	0	0	0
- otrzymana dywidenda od spółki stowarzyszonej konsolidowanej metodą praw własności	0	-849	-7 377	0
- wypłata dywidendy akcjonariuszom mniejszościowym	-2	-156	0	0
- korekta podatku dochodowego	0	0	-1 242	-30
- pozostałe pozycje	0	132	-3 490	0
8.3. Zysk z lat ubiegłych na koniec okresu	307 184	53 320	64 571	250 836
8.4. Strata z lat ubiegłych na początek okresu	0	0	0	0
a) zmiany przyjętych zasad (polityki) rachunkowości	0	0	0	0
b) korekty błędów podstawowych	0	0	0	0
8.5. Strata z lat ubiegłych na początek okresu, po uzgodnieniu do danych porównywalnych	0	0	0	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	0
- przeniesienia straty z lat ubiegłych do pokrycia	0	0	0	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	0	0
- pokrycie straty z kapitału zapasowego	0	0	0	0
8.6. Strata z lat ubiegłych na koniec okresu	0	0	0	0
8.7. Zysk (strata) z lat ubiegłych na koniec okresu	307 184	53 320	64 571	250 836
9. Wynik netto	1 109 512	538 855	392 412	-42 948
a) zysk netto	1 109 512	538 855	392 412	0
b) strata netto	0	0	0	-42 948
c) odpisy z zysku	0	0	0	0
II. Kapitał własny na koniec okresu (BZ)	**8 797 868**	**7 727 909**	**7 196 090**	**6 815 581**
III. Kapitał własny, po uwzględnieniu proponowanego podziału zysku (pokrycia straty)	**8 797 868**	**7 727 909**	**7 196 090**	**6 815 581**

Rachunek przepływów pieniężnych

RACHUNEK PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
A. Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej				
I. Zysk (strata) netto	**1 109 512**	**538 855**	**392 412**	**-42 948**
II. Korekty razem	**1 736 598**	**2 147 962**	**1 029 810**	**-390 491**
1. Zysk (strata) udziałowców mniejszościowych	88	71	316	1 073
2. Zysk (strata) z udziałów (akcji) w jednostkach stowarzyszonych i będących spółkami handlowymi jednostkach współzależnych	-587 894	-259 148	-746	-282
3. Amortyzacja	1 170 736	1 154 282	1 147 807	1 145 229
4. (Zyski) straty z tytułu różnic kursowych	-566 153	607 152	35 074	25 037
5. Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)	412 134	275 189	238 320	367 322
6. (Zysk) strata z tytułu działalności inwestycyjnej	681 237	143 609	8 804	10 439
7. Zmiana stanu rezerw	114 291	-19 684	-29 637	60 856
8. Zmiana stanu zapasów	-84 128	17 211	33 050	-157 759
9. Zmiana stanu należności	146 828	-29 693	-122 566	-556 383
10. Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	-208 940	210 862	-171 738	-1 133 984
11. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	26 769	132 220	-187 670	-439 475
12. Inne korekty	631 630	-84 109	78 796	287 436
III. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	**2 846 110**	**2 686 817**	**1 422 222**	**-433 439**
B. Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej				
I. Wpływy	**602 983**	**480 403**	**365 423**	**304 883**
1. Zbycie wartości niematerialnych i prawnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	10 046	6 710	11 566	85 228
2. Zbycie inwestycji w nieruchomości oraz wartości niematerialne i prawne	0	0	0	0
3. Z aktywów finansowych, w tym:	591 126	473 511	302 781	184 246
a) w jednostkach powiązanych	24 230	73 493	136 031	83 830
- zbycie aktywów finansowych	0	4	702	5 538
- dywidendy i udziały w zyskach	1 165	1 842	8 895	0
- spłata udzielonych pożyczek długoterminowych	2 056	53 757	83 522	78 292
- odsetki	21 009	17 890	42 912	0
- inne wpływy z aktywów finansowych	0	0	0	0
b) w pozostałych jednostkach	566 896	400 018	166 750	100 416
- zbycie aktywów finansowych	566 323	399 304	166 552	89 706
- dywidendy i udziały w zyskach	37	80	128	1 203
- spłata udzielonych pożyczek długoterminowych	0	0	19	0
- odsetki	536	634	51	8 401
- inne wpływy z aktywów finansowych	0	0	0	1 106
4. Inne wpływy inwestycyjne	1 811	182	51 076	35 409
II. Wydatki	**1 774 419**	**1 910 194**	**1 448 145**	**1 322 092**
1. Nabycie wartości niematerialnych i prawnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	1 168 313	1 148 392	1 082 348	1 244 909
2. Inwestycje w nieruchomości oraz wartości niematerialne i prawne	0	0	0	0
3. Na aktywa finansowe, w tym:	586 811	751 314	157 003	65 775
a) w jednostkach powiązanych	305	1 998	2	88
- nabycie aktywów finansowych	305	1 998	2	88
-udzielone pożyczki długoterminowe	0	0	0	0
b) w pozostałych jednostkach	586 506	749 316	157 001	65 687
- nabycie aktywów finansowych	586 506	749 316	157 001	65 687
-udzielone pożyczki długoterminowe	0	0	0	0

4. Dywidendy i inne udziały w zyskach wypłacone mniejszości	70	156	0	0
5. Inne wydatki inwestycyjne	19 225	10 332	208 794	11 408
III. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	**-1 171 436**	**-1 429 791**	**-1 082 722**	**-1 017 209**
C. Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej				
I. Wpływy	**322 704**	**861 345**	**874 233**	**4 540 521**
1. Wpływy netto z emisji akcji (wydania udziałów) i innych instrumentów kapitałowych oraz dopłat do kapitału	0	0	0	15
2. Kredyty i pożyczki	29 819	581 211	790 032	1 119 712
3. Emisja dłużnych papierów wartościowych	0	0	0	2 807 001
4. Inne wpływy finansowe	292 885	280 134	84 201	613 793
II. Wydatki	**1 795 316**	**2 444 760**	**1 608 337**	**2 000 118**
1. Nabycie akcji (udziałów) własnych	0	0	0	0
2. Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli	196 922	87 591	0	3 341
3. Inne, niż wpłaty na rzecz właścicieli, wydatki z tytułu podziału zysku	10 611	1 895	0	0
4. Spłaty kredytów i pożyczek	741 457	1 397 450	598 561	1 421 369
5. Wykup dłużnych papierów wartościowych	0	118 499	408 107	0
6. Z tytułu innych zobowiązań finansowych	0	4 875	2 478	60 261
7. Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego	13 562	8 657	59 499	111 656
8. Odsetki	247 497	281 275	118 982	376 926
9. Inne wydatki finansowe	585 267	544 518	420 710	26 565
III. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej (I-II)	**-1 472 612**	**-1 583 415**	**-734 104**	**2 540 403**
D. Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	**202 062**	**-326 389**	**-394 604**	**1 089 755**
E. Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:	**197 448**	**-320 113**	**-401 075**	**1 089 755**
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	-4 614	-6 276	6 471	0
F. Środki pieniężne na początek okresu	**709 345**	**1 035 735**	**1 430 339**	**340 584**
G. Środki pieniężne na koniec okresu (F+/- D), w tym:	**911 407**	**709 345**	**1 035 735**	**1 430 339**
- o ograniczonej możliwości dysponowania	24 594	49 426	43 186	36 382

Noty objaśniające

Noty objaśniające do bilansu

Nota 1.1.

WARTOŚCI NIEMATERIALNE I PRAWNE	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
a) koszty zakończonych prac rozwojowych	200	417	635	0
b) wartość firmy	0	0	0	0
c) nabyte koncesje, patenty, licencje i podobne wartości, w tym:	37 448	16 803	8 633	8 580
- oprogramowanie komputerowe	35 781	15 694	7 894	7 840
d) inne wartości niematerialne i prawne	821	2 163	2 864	4 525
e) zaliczki na wartości niematerialne i prawne	68	60	0	0
Wartości niematerialne i prawne razem	**38 537**	**19 443**	**12 132**	**13 105**

Nota 1.2

ZMIANY WARTOŚCI NIEMATERIALNYCH I PRAWNYCH (WG GRUP RODZAJOWYCH) NA 31.12.2004							
	a	b	C		d	e	
	koszty zakończo-nych prac rozwojo-wych	wartość firmy	nabyte koncesje, patenty, licencje i podobne wartości:		inne wartości niematerialne i prawne	zaliczki na wartości niematerialne i prawne	Wartości niematerialne i prawne, razem
			razem	w tym oprogramowanie komputerowe			
a) wartość brutto wartości niematerialnych i prawnych na początek okresu	831	0	55 901	51 375	26 334	60	**83 126**
b) zwiększenia (z tytułu)	**0**	**0**	**52 236**	**49 609**	**16**	**8**	**52 260**
- nabycia	0	0	0	0	0	0	**0**
- przyjęcia ze środków trwałych w budowie	0	0	29 578	27 248	9	0	**29 587**
- przeniesienia z innych grup	0	0	22 282	21 985	7	0	**22 289**
- pozostałe zwiększenia	0	0	376	376	0	8	**384**
c) zmniejszenia (z tytułu)	**0**	**0**	**1 589**	**1 413**	**22 200**	**0**	**23 789**
- sprzedaż	0	0	26	26	0	0	**26**
- likwidacja	0	0	929	929	384	0	**1 313**
- przeniesienia do innych grup	0	0	474	298	21 816	0	**22 290**
- pozostałe zmniejszenia	0	0	160	160	0	0	**160**
d) wartość brutto wartości niematerialnych i prawnych na koniec okresu	**831**	**0**	**106 548**	**99 571**	**4 150**	**68**	**111 597**
e) skumulowana amortyzacja (umorzenie) na początek okresu	414	0	39 097	35 679	24 171	0	**63 682**
f) amortyzacja za okres :	**217**	**0**	**30 001**	**28 109**	**-20 842**	**0**	**32 103**
g) zwiększenia z tytułu:	**217**	**0**	**31 224**	**29 327**	**662**	**0**	**21 278**
- amortyzacji bieżącej	217	0	9 950	8 203	658	0	**10 825**
- pozostałe zwiększenia	0	0	21 274	21 124	4	0	**21 278**
- dotyczące przeniesień z innych grup	0	0	0	0	0	0	**0**
h) zmniejszenia z tytułu :	**0**	**0**	**1 223**	**1 218**	**21 504**	**0**	**22 727**
- sprzedaży	0	0	25	25	0	0	**25**
- likwidacji	0	0	893	893	384	0	**1 277**
- pozostałe	0	0	305	300	21 120	0	**21 425**
i) skumulowana amortyzacja (umorzenie) na koniec okresu	**631**	**0**	**69 098**	**63 788**	**3 329**	**0**	**73 058**
j) odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na początek okresu	**0**	**0**	**1**	**1**	**0**	**0**	**1**
- zwiększenie	0	0	1	1	0	0	**1**
- zmniejszenie	0	0	0	0	0	0	**0**
k) odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na koniec okresu	**0**	**0**	**2**	**2**	**0**	**0**	**2**
l) wartość netto wartości niematerialnych i prawnych na koniec okresu	**200**	**0**	**37 448**	**35 781**	**821**	**68**	**38 537**

ZMIANY WARTOŚCI NIEMATERIALNYCH I PRAWNYCH (WG GRUP RODZAJOWYCH) NA 31.12.2003							
	a	b	C		d	e	
	koszty zakończo-nych prac rozwojo-wych	wartość firmy	nabyte koncesje, patenty, licencje i podobne wartości, w tym:		inne wartości niematerialne i prawne	zaliczki na wartości niematerialne i prawne	Wartości niematerialne i prawne, razem
			razem	w tym oprogramowanie komputerowe			
a) wartość brutto wartości niematerialnych i prawnych na początek okresu	831	0	39 233	36 514	30 268	0	**70 332**
b) zwiększenia (z tytułu)	0	0	17 541	15 734	13	60	**17 614**
- nabycia	0	0	0	0	0	0	**0**
- przyjęcia ze środków trwałych w budowie	0	0	16 656	15 328	5	0	**16 661**
- przeniesienia z innych grup	0	0	473	0	7	0	**480**
- pozostałe zwiększenia	0	0	412	406	1	60	**473**
c) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	873	873	3 947	0	**4 820**
- sprzedaż	0	0	23	23	0	0	**23**
- likwidacja	0	0	744	744	3 342	0	**4 086**
- przeniesienia do innych grup	0	0	7	7	474	0	**481**
- pozostałe zmniejszenia	0	0	99	99	131	0	**230**
d) wartość brutto wartości niematerialnych i prawnych na koniec okresu	831	0	55 901	51 375	26 334	60	**83 126**
e) skumulowana amortyzacja (umorzenie) na początek okresu	196	0	30 599	28 620	27 404	0	**58 199**
f) amortyzacja za okres :	218	0	8 498	7 061	-3 233	0	**5 483**
g) zwiększenia z tytułu:	218	0	9 308	7 871	362	0	**9 888**
- amortyzacji bieżącej	218	0	8 922	7 743	362	0	**9 502**
- pozostałe zwiększenia	0	0	133	126	0	0	**133**
- dotyczące przeniesień z innych grup	0	0	253	1	0	0	**253**
h) zmniejszenia z tytułu :	0	0	810	810	3 595	0	**4 405**
- sprzedaży	0	0	8	8	0	0	**8**
- likwidacji	0	0	703	703	3 342	0	**4 045**
- pozostałe	0	0	99	99	0	0	**99**
- przeniesienia do innych grup	0	0	0	0	253	0	**253**
i) skumulowana amortyzacja (umorzenie) na koniec okresu	414	0	39 097	35 680	24 171	0	**63 682**
j) odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na początek okresu	0	0	1	1	0	0	**1**
- zwiększenie	0	0	0	0	0	0	**0**
- zmniejszenie	0	0	0	0	0	0	**0**
k) odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na koniec okresu	0	0	1	1	0	0	**1**
l) wartość netto wartości niematerialnych i prawnych na koniec okresu	**417**	**0**	**16 803**	**15 694**	**2 163**	**60**	**19 443**

ZMIANY WARTOŚCI NIEMATERIALNYCH I PRAWNYCH (WG GRUP RODZAJOWYCH) NA 31.12.2002							
	a	b	C		d	e	
	koszty zakończo-nych prac rozwojo-wych	wartość firmy	nabyte koncesje, patenty, licencje i podobne wartości, w tym:		inne wartości niematerialne i prawne	zaliczki na wartości niematerialne i prawne	Wartości niematerialne i prawne, razem
			razem	oprogramowanie komputerowe			
a) wartość brutto wartości niematerialnych i prawnych na początek okresu	178	0	34 534	31 815	29 759	0	**64 471**
b) zwiększenia (z tytułu)	653	0	8 904	8 904	1 601	0	**11 158**
- nabycia	0	0	74	74	0	0	**74**
- przyjęcia ze środków trwałych w budowie	335	0	6 659	6 659	1 601	0	**8 595**
- przeniesienia z innych grup	0	0	819	819	0	0	**819**
- pozostałe zwiększenia	318	0	1 352	1 352	0	0	**1 670**
c) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	4 205	4 205	1 092	0	**5 297**
- sprzedaż	0	0	104	104	0	0	**104**
- likwidacja	0	0	3 609	3 609	265	0	**3 874**
- przeniesienia do innych grup	0	0	0	0	819	0	**819**
- pozostałe zmniejszenia	0	0	492	492	8	0	**500**
d) wartość brutto wartości niematerialnych i prawnych na koniec okresu	831	0	39 233	36 514	30 268	0	**70 332**
e) skumulowana amortyzacja (umorzenie) na początek okresu	178	0	25 954	23 975	25 234	0	**51 366**
f) amortyzacja za okres :	18	0	4 645	4 644	2 170	0	**6 833**
g) zwiększenia z tytułu:	18	0	8 635	8 635	2 782	0	**11 435**
- amortyzacji bieżącej	18	0	8 275	8 275	2 782	0	**11 075**
- pozostałe zwiększenia	0	0	0	0	0	0	**0**
- dotyczące przeniesień z innych grup	0	0	360	360	0	0	**360**
h) zmniejszenia z tytułu :	0	0	3 990	3 990	612	0	**4 602**
- sprzedaży	0	0	70	70	0	0	**70**
- likwidacji	0	0	3 456	3 456	245	0	**3 701**
- pozostałe	0	0	464	464	7	0	**471**
- przeniesienia do innych grup	0	0	0	0	360	0	**360**
i) skumulowana amortyzacja (umorzenie) na koniec okresu	196	0	30 599	28 620	27 404	0	**58 199**
j) odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na początek okresu	0	0	0	0	0	0	**0**
- zwiększenie	0	0	1	1	0	0	**1**
- zmniejszenie	0	0	0	0	0	0	**0**
k) odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na koniec okresu	0	0	1	1	0	0	**1**
l) wartość netto wartości niematerialnych i prawnych na koniec okresu	**635**	**0**	**8 633**	**7 894**	**2 864**	**0**	**12 132**

ZMIANY WARTOŚCI NIEMATERIALNYCH I PRAWNYCH (WG GRUP RODZAJOWYCH) NA 31.12.2001							
	a	b	C		d	e	
	koszty zakończo-nych prac rozwojo-wych	wartość firmy	nabyte koncesje, patenty, licencje i podobne wartości, w tym:		inne wartości niematerialne i prawne	zaliczki na wartości niematerialne i prawne	Wartości niematerialne i prawne, razem
			razem	Oprogramowanie komputerowe			
a) wartość brutto wartości niematerialnych i prawnych na początek okresu	178	0	28 373	25 653	56 441	0	**84 992**
b) zwiększenia (z tytułu)	0	0	7 456	7 456	2 194	0	**9 650**
- nabycia	0	0	66	66	0	0	**66**
- przyjęcia ze środków trwałych w budowie	0	0	6 305	6 305	1 704	0	**8 009**
- przeniesienia z innych grup	0	0	104	104	3	0	**107**
- pozostałe zwiększenia	0	0	981	981	487	0	**1 468**
c) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	1 295	1 295	28 876	0	**30 171**
- sprzedaż i likwidacja	0	0	1 072	1 072	618	0	**1 690**
- przeniesienia do innych grup	0	0	3	3	28 207	0	**28 210**
- pozostałe zmniejszenia	0	0	220	220	51	0	**271**
d) wartość brutto wartości niematerialnych i prawnych na koniec okresu	178	0	34 534	31 815	29 759	0	**64 471**
							0
e) skumulowana amortyzacja (umorzenie) na początek okresu	129	0	19 536	19 536	25 296	0	**44 961**
f) amortyzacja za okres :	49	0	6 418	4 439	-62	0	**6 405**
g) zwiększenia z tytułu:	49	0	7 999	7 999	5 193	0	**13 241**
- amortyzacji bieżącej	49	0	7 852	7 852	4 216	0	**12 117**
- pozostałe zwiększenia	0	0	43	43	630	0	**673**
- dotyczące przeniesień z innych grup	0	0	104	104	347	0	**451**
h) zmniejszenia z tytułu :	0	0	1 581	1 581	5 255	0	**6 836**
- likwidacji i sprzedaży	0	0	1 060	1 060	553	0	**1 613**
- pozostałe	0	0	173	173	50	0	**223**
- przeniesienia do innych grup	0	0	348	348	4 653	0	**5 001**
i) skumulowana amortyzacja (umorzenie) na koniec okresu	178	0	25 954	23 975	25 234	0	**51 366**
j) odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na początek okresu	0	0	0	0	0	0	**0**
- zwiększenie	0	0	0	0	0	0	**0**
- zmniejszenie	0	0	0	0	0	0	**0**
k) odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na koniec okresu	0	0	0	0	0	0	**0**
l) wartość netto wartości niematerialnych i prawnych na koniec okresu	**0**	**0**	**8 580**	**7 840**	**4 525**	**0**	**13 105**

Nota 1.3.

WARTOŚCI NIEMATERIALNE I PRAWNE (STRUKTURA WŁASNOŚCIOWA)	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
a) własne	38 469	19 058	12 132	13 105
b) używane na podstawie umowy najmu, dzierżawy lub innej umowy, w tym umowy leasingu	0	325	0	0
Wartości niematerialne i prawne, razem	**38 469**	**19 383**	**12 132**	**13 105**

Nota 2.1.

Wartość firmy jednostek podporządkowanych nie wystąpiła.

Nota 2.2

Wartość firmy jednostek zależnych nie wystąpiła.

Nota 2.3

Wartość firmy jednostek współzależnych nie wystąpiła.

Nota 2.4

Wartość firmy jednostek stowarzyszonych nie wystąpiła.

Nota 3.1

RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
a) środki trwałe, w tym:	11 011 028	11 165 491	11 072 471	11 540 557
- grunty (w tym prawo użytkowania wieczystego gruntu)	25 920	22 461	40 806	42 073
- budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej	9 598 328	9 656 782	9 535 048	9 873 523
- urządzenia techniczne i maszyny	1 258 313	1 381 064	1 391 778	1 494 681
- środki transportu	57 998	43 292	50 967	68 139
- inne środki trwałe	70 469	61 892	53 872	62 141
b) środki trwałe w budowie	1 341 860	1 430 598	1 538 061	1 359 898
c) zaliczki na środki trwałe w budowie	1 521	4 279	723	1 336
Rzeczowe aktywa trwałe, razem	**12 354 409**	**12 600 368**	**12 611 255**	**12 901 791**

Nota 3.2

ZMIANY ŚRODKÓW TRWAŁYCH (WG GRUP RODZAJOWYCH) NA 31.12.2004						
	- grunty (w tym prawo użytkowania wieczystego gruntu)	**- budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej**	**-urządzenia techniczne i maszyny**	**- środki transportu**	**- inne środki trwałe**	**Środki trwałe, razem**
a) wartość brutto środków trwałych na początek okresu	254 196	22 489 741	3 542 098	274 196	357 281	**26 917 512**
b) zwiększenia (z tytułu)	10 272	962 382	258 435	38 017	41 269	**1 310 375**
- zakupy śr trw w bud (w tym niskocenne)	0	0	0	0	0	**0**
- przyjęcia ze śr trw w bud	4 192	744 514	224 769	30 540	38 607	**1 042 622**
- przeniesienia z innych grup	18	202 952	9 815	1 143	2 117	**216 045**
- nieodpłatnie otrzymane śr trw	1	2 935	0	0	10	**2 946**
- pozostałe zwiększenia	6 061	11 981	23 851	6 334	535	**48 762**
c) zmniejszenia (z tytułu)	4 101	58 512	228 541	7 806	10 524	**309 484**
- sprzedaż	3 721	4 554	4 806	6 157	2 698	**21 936**
- likwidacja	14	39 138	13 546	319	3 252	**56 269**
- przeniesienia do innych grup	0	1 824	208 810	1 109	4 299	**216 042**
- nieodpłatnie przekazane	0	0	892	4	0	**896**
- pozostałe zmniejszenia	366	12 996	487	217	275	**14 341**
d) wartość brutto środków trwałych na koniec okresu	260 367	23 393 611	3 571 992	304 407	388 026	**27 918 403**
e) skumulowana amortyzacja (umorzenie) na początek okresu	27 476	12 706 294	2 132 156	230 832	294 782	**15 391 540**
f) amortyzacja za okres:	13 257	891 809	145 612	15 372	21 184	**1 087 234**
g) zwiększenia z tytułu:	13 754	940 595	307 938	22 323	31 096	**1 315 706**
- amortyzacji bieżącej	13 751	792 863	302 947	21 368	29 291	**1 160 220**
- pozostałe zwiększenia	3	144 998	4 634	955	1 500	**152 090**
- zwiększenia dotyczące przeniesień z innych grup	0	2 734	357	0	305	**3 396**
h) zmniejszenia z tytułu:	497	48 786	162 326	6 951	9 912	**228 472**
- sprzedaży	380	2 060	4 160	5 713	2 558	**14 871**
- likwidacji	0	27 784	10 836	255	3 116	**41 991**
- pozostałe zmniejszenia	0	882	146 334	896	3 977	**152 089**
- dotyczące przeniesień do innych grup	117	18 060	996	87	261	**19 521**
i) skumulowana amortyzacja (umorzenie) na koniec okresu	40 733	13 598 103	2 277 768	246 204	315 966	**16 478 774**
j) odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na początek okresu	204 258	126 665	28 878	72	607	**360 480**
- zwiększenie	815	80 186	12 104	133	1 025	**94 263**
- zmniejszenie	11 359	9 671	5 071	0	41	**26 142**
k) odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na koniec okresu	193 714	197 180	35 911	205	1 591	**428 601**
l) wartość netto środków trwałych na koniec okresu	**25 920**	**9 598 328**	**1 258 313**	**57 998**	**70 469**	**11 011 028**

Środki trwałe stanowią zabezpieczenie kredytów przedstawionych w nocie 22.4 oraz 23.3

ZMIANY ŚRODKÓW TRWAŁYCH (WG GRUP RODZAJOWYCH) NA 31.12.2003						
	- grunty (w tym prawo użytkowania wieczystego gruntu)	**- budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej**	**-urządzenia techniczne i maszyny**	**- środki transportu**	**- inne środki trwałe**	**Środki trwałe, razem**
a) wartość brutto środków trwałych na początek okresu	277 114	21 620 788	3 292 364	261 697	319 999	**25 771 962**
b) zwiększenia (z tytułu)	3 388	973 562	285 689	19 952	46 141	**1 328 732**
- zakupy śr trw w bud (w tym niskocenne)	0	0	0	0	0	**0**
- przyjęcia ze śr trw w bud	1 843	907 840	266 666	16 678	42 838	**1 235 865**
- przeniesienia z innych grup	1	24 225	4 141	52	522	**28 941**
- nieodpłatnie otrzymane śr trw	404	706	47	0	0	**1 157**
- pozostałe zwiększenia	1 140	40 791	14 835	3 222	2 781	**62 769**
c) zmniejszenia (z tytułu)	26 306	104 609	35 955	7 453	8 859	**183 182**
- sprzedaż	309	3 305	5 315	6 870	3 007	**18 806**
- likwidacja	654	45 135	29 003	525	5 648	**80 965**
- przeniesienia do innych grup	23 766	3 954	1 204	0	17	**28 941**
- nieodpłatnie przekazane	78	149	59	1	101	**388**
- pozostałe zmniejszenia	1 499	52 066	374	57	86	**54 082**
d) wartość brutto środków trwałych na koniec okresu	254 196	22 489 741	3 542 098	274 196	357 281	**26 917 512**
e) skumulowana amortyzacja (umorzenie) na początek okresu	14 043	11 961 141	1 862 360	210 622	265 972	**14 314 138**
f) amortyzacja za okres :	13 433	745 153	269 796	20 210	28 810	**1 077 402**
g) zwiększenia z tytułu:	13 587	815 571	302 261	26 972	37 480	**1 195 871**
- amortyzacji bieżącej	13 561	773 324	295 298	26 939	35 788	**1 144 910**
- pozostałe zwiększenia	21	42 158	5 329	29	1 302	**48 839**
- zwiększenia dotyczące przeniesień z innych grup	5	89	1 634	4	390	**2 122**
h) zmniejszenia :	154	70 418	32 465	6 762	8 670	**118 469**
- dotyczące sprzedaży	18	1 257	4 586	6 237	2 761	**14 859**
- dotyczące likwidacji	60	35 854	24 835	445	5 227	**66 421**
- pozostałe zmniejszenia	76	31 867	2 379	80	665	**35 067**
- dotyczące przeniesień do innych grup	0	1 440	665	0	17	**2 122**
i) skumulowana amortyzacja (umorzenie) na koniec okresu	27 476	12 706 294	2 132 156	230 832	294 782	**15 391 540**
j) odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na początek okresu	222 265	124 599	38 225	109	155	**385 353**
- zwiększenie	2 511	12 175	361	5	489	**15 541**
- zmniejszenie	20 517	10 109	9 708	42	37	**40 413**
k) odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na koniec okresu	204 259	126 665	28 878	72	607	**360 481**
l) wartość netto środków trwałych na koniec okresu	**22 461**	**9 656 782**	**1 381 064**	**43 292**	**61 892**	**11 165 491**

Środki trwałe stanowią zabezpieczenie kredytów przedstawionych w nocie 22.4 oraz 23.3

ZMIANY ŚRODKÓW TRWAŁYCH (WG GRUP RODZAJOWYCH) NA 31.12.2002						
	- grunty (w tym prawo użytkowania wieczystego gruntu)	**- budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej**	**-urządzenia techniczne i maszyny**	**- środki transportu**	**- inne środki trwałe**	**Środki trwałe, razem**
a) wartość brutto środków trwałych na początek okresu	270 422	21 173 069	3 159 435	274 794	336 053	**25 213 773**
b) zwiększenia (z tytułu)	26 381	666 673	244 146	16 072	32 795	**986 067**
- zakupy śr trw w bud (w tym niskocenne)	0	0	0	0	0	**0**
- przyjęcia ze śr trw w bud	1 042	584 789	223 937	13 811	29 806	**853 385**
- przeniesienia z innych grup	23 834	15 781	8 028	661	1 280	**49 584**
- nieodpłatnie otrzymane śr trw	1 030	9 102	80	0	21	**10 233**
- pozostałe zwiększenia	475	57 001	12 101	1 600	1 688	**72 865**
c) zmniejszenia (z tytułu)	19 689	218 954	111 217	29 169	48 849	**427 878**
- sprzedaż	753	2 293	5 725	19 951	3 135	**31 857**
- likwidacja	1	89 762	53 084	3 808	32 355	**179 010**
- przeniesienia do innych grup	32	6 274	39 044	1 395	2 839	**49 584**
- nieodpłatnie przekazane	24	247	39	98	35	**443**
- pozostałe zmniejszenia	18 879	120 378	13 325	3 917	10 485	**166 984**
d) wartość brutto środków trwałych na koniec okresu	277 114	21 620 788	3 292 364	261 697	319 999	**25 771 962**
e) skumulowana amortyzacja (umorzenie) na początek okresu	3 843	11 299 546	1 637 071	206 655	273 912	**13 421 027**
f) amortyzacja za okres :	10 200	661 595	225 289	3 967	-7 940	**893 111**
g) zwiększenia z tytułu :	10 531	790 372	298 073	26 406	32 691	**1 158 073**
- amortyzacji bieżącej	10 486	772 428	296 336	25 886	31 596	**1 136 732**
- pozostałe zwiększenia	15	98	52	2	222	**389**
- zwiększenia dotyczące przeniesień z innych grup	30	17 846	1 685	518	873	**20 952**
h) zmniejszenia z tytułu :	331	128 777	72 784	22 439	40 631	**264 962**
- dotyczące sprzedaży	47	1 063	4 682	16 690	2 916	**25 398**
- dotyczące likwidacji	1	79 799	45 928	3 612	31 610	**160 950**
- pozostałe zmniejszenia	272	47 915	3 336	1 714	4 425	**57 662**
- dotyczące przeniesień do innych grup	11	0	18 838	423	1 680	**20 952**
i) skumulowana amortyzacja (umorzenie) na koniec okresu	14 043	11 961 141	1 862 360	210 622	265 972	**14 314 138**
j) odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na początek okresu	224 506	0	27 683	0	0	**252 189**
- zwiększenie	0	124 599	10 542	109	155	**135 405**
- zmniejszenie	2 241	0	0	0	0	**2 241**
k) odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na koniec okresu	222 265	124 599	38 225	109	155	**385 353**
l) wartość netto środków trwałych na koniec okresu	**40 806**	**9 535 048**	**1 391 778**	**50 967**	**53 872**	**11 072 471**

Środki trwałe stanowią zabezpieczenie kredytów przedstawionych w nocie 22.4 oraz 23.3

ZMIANY ŚRODKÓW TRWAŁYCH (WG GRUP RODZAJOWYCH) NA 31.12.2001						
	- grunty (w tym prawo użytkowania wieczystego gruntu)	**- budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej**	**-urządzenia techniczne i maszyny**	**- środki transportu**	**- inne środki trwałe**	**Środki trwałe, razem**
a) wartość brutto środków trwałych na początek okresu	19 086	19 985 458	3 007 081	271 261	305 045	**23 587 931**
b) zwiększenia (z tytułu)	252 223	1 304 313	342 834	18 356	48 009	**1 965 735**
- zakupy śr trw w bud (w tym niskocenne)	0	0	0	0	0	**0**
- przyjęcia ze śr trw w bud	6 035	761 929	293 855	15 145	41 254	**1 118 218**
- przeniesienia z innych grup	21 129	128 739	37 841	1 056	1 469	**190 234**
- nieodpłatnie otrzymane śr trw	10	9 316	394	0	190	**9 910**
- pozostałe zwiększenia	225 049	404 329	10 744	2 155	5 096	**647 373**
c) zmniejszenia (z tytułu)	887	116 702	190 480	14 823	17 001	**339 893**
- sprzedaż i likwidacja	350	90 634	44 776	14 346	13 121	**163 227**
- przeniesienia do innych grup	2	17 678	142 116	0	2 349	**162 145**
- nieodpłatnie przekazane	0	524	247	229	111	**1 111**
- pozostałe zmniejszenia	535	7 866	3 341	248	1 420	**13 410**
d) wartość brutto środków trwałych na koniec okresu	270 422	21 173 069	3 159 435	274 794	336 053	**25 213 773**
						0
e) skumulowana amortyzacja (umorzenie) na początek okresu	0	10 209 401	1 469 810	184 465	242 994	**12 106 670**
f) amortyzacja za okres:	3 843	1 090 145	167 261	22 190	30 918	**1 314 357**
g) zwiększenia z tytułu:	4 711	1 178 179	296 221	35 926	46 351	**1 561 388**
- amortyzacji bieżącej	0	790 945	273 847	34 853	41 403	**1 141 048**
- pozostałe zwiększenia	856	305 201	1 673	347	4 018	**312 095**
- zwiększenia dotyczące przeniesień z innych grup	3 855	82 033	20 701	726	930	**108 245**
h) zmniejszenia z tytułu:	868	88 034	128 960	13 736	15 433	**247 031**
- sprzedaży i likwidacji	0	77 017	36 767	12 338	12 528	**138 650**
- pozostałe zmniejszenia	868	70	892	1 397	1 457	**4 684**
- dotyczące przeniesień do innych grup	0	10 947	91 301	1	1 448	**103 697**
i) skumulowana amortyzacja (umorzenie) na koniec okresu	3 843	11 299 546	1 637 071	206 655	273 912	**13 421 027**
j) odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na początek okresu	0	0	0	0	0	**0**
- zwiększenie	224 506	0	27 683	0	0	**252 189**
- zmniejszenie	0	0	0	0	0	**0**
k) odpisy z tytułu trwałej utraty wartości na koniec okresu	224 506	0	27 683	0	0	**252 189**
						0
l) wartość netto środków trwałych na koniec okresu	**42 073**	**9 873 523**	**1 494 681**	**68 139**	**62 141**	**11 540 557**

Środki trwałe stanowią zabezpieczenie kredytów przedstawionych w nocie 22.4 oraz 23.3

Nota 3.3.

ŚRODKI TRWAŁE BILANSOWE (STRUKTURA WŁASNOŚCIOWA)	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
a) własne	10 927 147	11 093 346	10 922 372	11 416 761
b) używane na podstawie umowy najmu, dzierżawy lub innej umowy, w tym umowy leasingu, w tym:	83 881	72 145	150 099	123 796
-leasing....	80 407	68 768	75 106	123 794
Środki trwałe bilansowe razem	**11 011 028**	**11 165 491**	**11 072 471**	**11 540 557**

Nota 3.4

ŚRODKI TRWAŁE POZABILANSOWE	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
a) używane na podstawie umowy najmu, dzierżawy lub innej umowy	10 950	6 923	7 843	1 485
b) wartość przedmiotów (z umowy) użytkowanych w ramach leasingu operacyjnego	23 646	23 860	41 174	71 114
Środki trwałe pozabilansowe razem	**34 596**	**30 783**	**49 017**	**72 599**

Nota 3.5

ŚRODKI TRWAŁE POZABILANSOWE	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
- powierzchnia (w m^2)	11 741 884	12 179 252	12 073 050	12 135 548
- wartość*	219 851	237 956	240 537	245 620

*Wartość brutto praw wieczystego użytkowania gruntów wprowadzonych do ewidencji na 01.01.2002 oraz prawa wieczystego użytkowania gruntów przeniesionych z wartości niematerialnych i prawnych

Nota 3.6

ŚRODKI TRWAŁE POZABILANSOWE	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
Używanych na podstawie umów najmu, dzierżawy i innych umów	**23 646**	**6 923**	**7 843**	**1 485**
a) grunty	236	0	0	2
b) budynki , lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej	17 382	4 410	4 429	162
c) urządzenia techniczne i maszyny	1 943	750	1 021	1 153
d) środki transportu	4 085	1 763	2 393	168
e) inne środki trwałe	0	0	0	0
Używanych na podstawie umów leasingu operacyjnego	**10 950**	**23 860**	**41 174**	**71 114**
a) grunty	0	0	0	0
b) budynki , lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej	0	0	0	0
c) urządzenia techniczne i maszyny	6 893	16 941	26 949	29 650
d) środki transportu	3 957	6 752	12 761	36 121
e) inne środki trwałe	100	167	1 464	5 343
Razem wartość nie amortyzowanych lub nie umarzanych przez jednostkę środków trwałych	**34 596**	**30 783**	**49 017**	**72 599**

Nota 4.1

NALEŻNOŚCI DŁUGOTERMINOWE	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
a) należności od jednostek powiązanych, w tym:	0	0	0	0
b) od pozostałych jednostek (z tytułu):	1 357	583	987	1 148
- różne tytuły	1 357	583	987	1 148
Należności długoterminowe netto	**1 357**	**583**	**987**	**1 148**
c) odpisy aktualizujące wartość należności	71	55	377	997
Należności długoterminowe brutto	**1 428**	**638**	**1 364**	**2 145**

Nota 4.2

ZMIANA STANU NALEŻNOŚCI DŁUGOTERMINOWYCH (wg tytułów)	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
a) stan na początku okresu	638	1 358	2 144	1 855
b) zwiększenia (z tytułu)	1 164	386	744	983
- sprzedaży środków trwałych	374	385	0	0
- należności za gaz w postępowaniu układowym	0	0	21	983
- inne	790	1	723	0
c) zmniejszenia (z tytułu)	374	1 106	1 524	693
- transfer do należności krótkoterminowych	17	1 046	1 449	0
- spłata	357	60	75	693
d) stan na koniec okresu	**1 428**	**638**	**1 364**	**2 145**

Nota 4.3

ZMIANA STANU ODPISÓW AKTUALIZUJĄCYCH WARTOŚĆ NALEŻNOŚCI DŁUGOTERMINOWYCH	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
a) stan na początku okresu	55	376	609	252
b) zwiększenia (z tytułu)	30	0	0	745
c) zmniejszenia (z tytułu)	30	321	232	0
- rozwiązanie odpisów aktualizujących	14	321	232	0
d) stan na koniec okresu	**14**	**55**	**377**	**997**

Nota 4.4

NALEŻNOŚCI DŁUGOTERMINOWE (struktura walutowa)	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
a) w walucie polskiej	720	638	642	2 145
b) w walutach obcych (wg walut i po przeliczeniu na zł)	664	0	722	0
- b1) waluta – EUR	0	0	0	0
przeliczone na PLN	0	0	0	0
- b2) waluta – USD	222	0	189	0
przeliczone na PLN	664	0	722	0
- b3) waluta – CHF	0	0	0	0
przeliczone na PLN	0	0	0	0
c) pozostałe waluty przeliczone na PLN	44	0	0	0
Należności długoterminowe razem	**1 428**	**638**	**1 364**	**2 145**

Nota 5.1

ZMIANA STANU NIERUCHOMOŚCI (wg grup rodzajowych)	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
a) stan na początek okresu	0	0	12	0
b) zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	12
c) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	12	0
- sprzedaż	0	0	12	0
d) stan na koniec okresu	**0**	**0**	**0**	**12**

Nota 5.2

Inwestycje długoterminowe w wartości niematerialne i prawne nie wystąpiły

Nota 5.3

DŁUGOTERMINOWE AKTYWA FINANSOWE	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
a) w jednostkach zależnych	4 088	2 983	7 159	7 858
- udziały lub akcje	4 088	2 983	7 159	7 858
- dłużne papiery wartościowe	0	0	0	0
- inne papiery wartościowe (wg rodzaju)	0	0	0	0
- udzielone pożyczki	0	0	0	0
- inne długoterminowe aktywa finansowe	0	0	0	0
b) w jednostkach współzależnych	444 800	298 189	113 824	156 644
- udziały lub akcje	444 800	298 189	38 400	0
- dłużne papiery wartościowe	0	0	0	0
- inne papiery wartościowe (wg rodzaju)	0	0	0	0
- udzielone pożyczki	0	0	75 424	156 644
- inne długoterminowe aktywa finansowe	0	0	0	0
c) w jednostkach stowarzyszonych	17 845	35 834	50 918	67 476
- udziały lub akcje	17 845	35 834	42 048	63 658
- dłużne papiery wartościowe	0	0	0	0
- inne papiery wartościowe (wg rodzaju)	0	0	0	0
- udzielone pożyczki	0	0	8 870	3 818
- inne długoterminowe aktywa finansowe	0	0	0	0
d) w znaczącym inwestorze	0	0	0	0
e) w jednostce dominującej	0	0	0	0
f) w pozostałych jednostkach	13 882	4 457	15 523	23 957
- udziały lub akcje	13 868	4 457	11 876	19 905
- dłużne papiery wartościowe	0	0	0	0
- inne papiery wartościowe (wg rodzaju)	0	0	3 647	4 052
- udzielone pożyczki	0	0	0	0
- inne długoterminowe aktywa finansowe	14	0	0	0
Długoterminowe aktywa finansowe, razem	**480 615**	**341 463**	**187 424**	**255 935**

Nota 5.4

UDZIAŁY LUB AKCJE W JEDNOSTKACH PODPORZĄDKOWANYCH WYCENIANE METODĄ PRAW WŁASNOŚCI	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
a) wartość firmy jednostek podporządkowanych	0	0	0	0
- jednostek zależnych	0	0	0	0
- jednostek współzależnych	0	0	0	0
- jednostek stowarzyszonych	0	0	0	0
b) ujemna wartość firmy jednostek podporządkowanych	0	0	130	913
- jednostek zależnych	0	0	0	0
- jednostek współzależnych	0	0	0	0
- jednostek stowarzyszonych	0	0	130	913

Nota 5.5

Wartość firmy jednostek zależnych nie wystąpiła.

Nota 5.6

Wartość firmy jednostek współzależnych nie wystąpiła.

Nota 5.7

Wartość firmy jednostek stowarzyszonych nie wystąpiła.

Nota 5.8

Ujemna wartość firmy jednostek zależnych nie wystąpiła.

Nota 5.9

Ujemna wartość firmy jednostek współzależnych nie wystąpiła.

Nota 5.10.1

ZMIANA STANU UJEMNEJ WARTOŚCI FIRMY – JEDNOSTKI STOWARZYSZONE - GAS TRADING S.A.	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
a) ujemna wartość firmy brutto na początek okresu	3 914	3 914	3 914	3 914
b) zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	0
c) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	4 431	0
- sprzedaż jednostki stowarzyszonej	0	0	4 431	0
d) ujemna wartość firmy brutto na koniec okresu	3 914	3 914	-517	3 914
e) odpis ujemnej wartości firmy na początek okresu	3 914	3 784	3 001	2 218
f) odpis ujemnej wartości firmy za okres (z tytułu)	0	130	-3 648	783
- zwiększenia (z tytułu)	0	130	783	783
- amortyzacja	0	130	783	783
- zmniejszenia (z tytułu)	0	0	4 431	0
- sprzedaż jednostki stowarzyszonej	0	0	4 431	0
g) odpis ujemnej wartości firmy na koniec okresu	3 914	3 914	-647	3 001
h) ujemna wartość firmy netto na koniec okresu	**0**	**0**	**130**	**913**

Nota 5.10.2

ZMIANA STANU UJEMNEJ WARTOŚCI FIRMY – JEDNOSTKI STOWARZYSZONE - BANK AMERYKAŃSKI W POLSCE S.A.	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
a) ujemna wartość firmy brutto na początek okresu	0	0	4 431	4 431
b) zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	0
c) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	4 431	0
- sprzedaż jednostki stowarzyszonej	0	0	4 431	0
d) ujemna wartość firmy brutto na koniec okresu	0	0	0	4 431
e) odpis ujemnej wartości firmy na początek okresu	0	0	4 431	3 545
f) odpis ujemnej wartości firmy za okres (z tytułu)	0	0	-4 431	886
- zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	886
- amortyzacja	0	0	0	886
- zmniejszenia (z tytułu)	0	0	4 431	0
- sprzedaż jednostki stowarzyszonej	0	0	4 431	0
g) odpis ujemnej wartości firmy na koniec okresu	0	0	0	4 431
h) ujemna wartość firmy netto na koniec okresu	**0**	**0**	**0**	**0**

Nota 5.11

DŁUGOTERMINOWE AKTYWA FINANSOWE	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
a) w jednostkach zależnych i współzależnych nie podlegających konsolidacji	4 088	2 983	7 159	7 858
- udziały lub akcje	4 088	2 983	7 159	7 858
- dłużne papiery wartościowe	0	0	0	0
- inne papiery wartościowe (wg rodzaju)	0	0	0	0
- udzielone pożyczki	0	0	0	0
- inne długoterminowe aktywa finansowe	0	0	0	0
b) w jednostkach zależnych , współzależnych i stowarzyszonych wycenionych metodą praw własności	462 645	322 278	141 103	202 015
- udziały lub akcje	462 645	322 278	65 679	45 371
- dłużne papiery wartościowe	0	0	0	0
- inne papiery wartościowe (wg rodzaju)	0	0	0	0
- udzielone pożyczki	0	0	75 424	156 644
- inne długoterminowe aktywa finansowe	0	0	0	0
c) w pozostałych jednostkach	13 882	16 202	39 162	46 062
- udziały lub akcje	13 868	16 202	26 644	38 192
- dłużne papiery wartościowe	0	0	0	0
- inne papiery wartościowe (wg rodzaju)	0	0	3 647	4 052
- udzielone pożyczki	0	0	8 871	3 818
- inne długoterminowe aktywa finansowe, w tym:	14	0	0	0
- lokaty bankowe długoterminowe	14	0	0	0
Długoterminowe aktywa finansowe, razem	**480 615**	**341 463**	**187 424**	**255 935**

Nota 5.12

ZMIANA STANU DŁUGOTERMINOWYCH AKTYWÓW FINANSOWYCH (wg grup rodzajowych)	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
Stan inwestycji długoterminowych na początek okresu (I+II+III+IV+V+VI+VII)	**341 463**	**187 424**	**255 935**	**371 350**
I. Udziały i akcje w jednostkach zależnych i nie będących spółkami handlowymi jednostkach współzależnych nie wycenianych metodą konsolidacji pełnej lub proporcjonalnej				
a) stan na początek okresu	2 983	7 158	7 857	7 769
b) zwiększenia (z tytułu)	1 243	691	100	88
- nabycie udziałów lub akcji	60	50	100	88
- przeniesienie udziałów z pozycji udziały w pozostałych jednostkach w związku ze zwiększeniem udziału pow. 50 %	0	641	0	0
- aktualizacja wartości udziałów lub akcji	1 183	0	0	0
c) zmniejszenia (z tytułu)	138	4 866	799	0
- sprzedaż udziałów	88	300	0	0
- eliminacja w związku z rozpoczęciem konsolidacji metodą pełną	50	300	0	0
- przeniesienie udziałów do inwestycji krótkoterminowych	0	1 171	0	0
- aktualizacja wartości udziałów lub akcji	0	3 095	799	0
d) stan na koniec okresu	4 088	2 983	7 158	7 857
II. Udziały i akcje w jednostkach zależnych, współzależnych i stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności				
a) stan na początek okresu	322 278	65 679	45 372	53 963
b) zwiększenia (z tytułu)	534 648	259 147	339 330	0
- zmiana sposobu konsolidacji z pełnej na metodę praw własności w związku z obniżeniem udziału poniżej 50 %	0	0	1 699	0
- wycena metodą praw własności	534 403	258 747	299 231	0
- odwrócenie odpisu aktualizującego	0	400	38 400	0
- włączenie do konsolidacji metodą praw własności	245	0	0	0
c) zmniejszenia (z tytułu)	394 281	2 548	319 023	8 592

- wycena metodą praw własności	6 244	0	13 265	8 592
- obniżenie wartości udziałów w związku z wypłatą dywidendy przez spółkę konsolidowana metodą praw własności	0	849	6 528	0
- wycofanie z konsolidacji metoda praw własności spółki w której utracono kontrole	0	1 699	0	0
- aktualizacja wartości udziałów lub akcji	388 037	0	299 230	0
d) stan na koniec okresu	462 645	322 278	65 679	45 371
III. Udzielone pożyczki jednostkom zależnym, współzależnym i stowarzyszonym wycenianym metodą praw własności				
a) stan na początek okresu	0	75 424	156 644	244 214
b) zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	27 215
- udzielenie pożyczki	0	0	0	27 215
c) zmniejszenia (z tytułu)	0	75 424	81 220	114 784
- przeszacowanie	0	0	3 504	16 647
- spłata	0	0	0	65 538
- przeniesienie części wymagalnej pożyczki do inwestycji krótkoterminowych	0	75 424	77 716	32 599
d) stan na koniec okresu	0	0	75 424	156 645
IV. Udziały i akcje w pozostałych jednostkach				
a) stan na początek okresu	16 202	26 645	38 192	65 404
b) zwiększenia (z tytułu)	428	6 131	625	11 637
- nabycie udziałów lub akcji	428	5 840	604	11 637
- przeniesienie udziałów lub akcji w pozostałych jednostkach z inwestycji krótkoterminowych	0	0	8	0
- aktualizacja wartości udziałów lub akcji	0	236	0	0
- przeniesienie odpisów do inwestycji krótkoterminowych	0	55	0	0
- przeszacowanie wartości	0	0	13	0
c) zmniejszenia (z tytułu)	2 762	16 574	12 172	38 849
- zbycie udziałów lub akcji	1 170	35	426	20 729
- aktualizacja wartości udziałów lub akcji	171	15 764	11 746	18 120
- przeniesienie udziałów i akcji do części krótkoterminowej	1 176	762	0	0
- przeniesienie do udziałów i akcji w jednostkach zależnych, współzależnych i stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	245	0	0	0
- przeszacowanie wartości	0	13	0	0
d) stan na koniec okresu	13 868	16 202	26 645	38 192
V. Inne papiery wartościowe w pozostałych jednostkach				
a) stan na początek okresu	0	3 647	4 052	0
b) zwiększenia (z tytułu)	0	189	0	4 052
- zakup papierów wartościowych	0	189	0	4 052
- przeszacowanie	0	0	0	0
c) zmniejszenia (z tytułu)	0	3 836	405	0
- przeszacowanie	0	0	405	0
- przeniesienie do części krótkoterminowej	0	3 836	0	0
d) stan na koniec okresu	0	0	3 647	4 052
VI. Udzielone pożyczki jednostkom pozostałym				
a) stan na początek okresu	0	8 871	3 818	0
b) zwiększenia (z tytułu)	0	0	5 053	3 818
- udzielenie pożyczki	0	0	3 715	3 818
- przeszacowanie	0	0	1 338	0
c) zmniejszenia (z tytułu)	0	8 871	0	0
- przeszacowanie	0	270	0	0
- aktualizacja wartości pożyczki	0	4 850	0	0
- przeniesienie części wymagalnej pożyczki do inwestycji krótkoterminowych	0	3 751	0	0
d) stan na koniec okresu	0	0	8 871	3 818

VII. Inne długoterminowe aktywa finansowe (lokaty bankowe długoterminowe)				
a) stan na początek okresu	0	0	0	0
b) zwiększenia (z tytułu)	14	0	0	0
- utworzenie lokaty bankowej długoterminowej	14	0	0	0
c) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	0	0
d) stan na koniec okresu	14	0	0	0
Stan inwestycji długoterminowych na koniec okresu (I+II+III+IV+V+VI+VII)	**480 615**	**341 463**	**187 424**	**255 935**

Nota 5.13

	UDZIAŁY LUB AKCJE W JEDNOSTKACH PODPORZĄDKOWANYCH – stan na dzień 31.12.2004											
	a	b	C	d	e	f	g	h	,	j	k	l
Lp.	nazwa (firma) jednostki ze wskazaniem formy prawnej	siedziba	przedmiot przedsiębiorstwa	charakter powiązania (jednostka zależna, współzależna, stowarzyszona, z wyszczególnieniem powiązań bezpośrednich i pośrednich)	zastosowana metoda konsolidacji / wycena metodą praw własności, bądź wskazanie, że jednostka nie podlega konsolidacji / wycenie metodą praw własności	data objęcia kontroli / współkontroli / uzyskania znaczącego wpływu	wartość udziałów / akcji według ceny nabycia	korekty aktualizujące wartość (razem)	wartość bilansowa udziałów / akcji	procent posiadanego kapitału zakładowego	udział w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu	wskazanie innej niż określona pod lit. j) lub k), podstawy kontroli / współkontroli / znaczącego wpływu
	Spółki konsolidowane wykazywane w bilansie Jednostki Dominującej						6 474 484		5 015 420			
1	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	Tarnów	Eksploatacja sieci gazowniczych niskiego i średniego ciśnienia oraz sieci przesyłowych., bezzbiornikowe magazynowanie gazu we wnętrzu ziemi, handel w kraju i za gr. w zakresie przedmiotu przedsiębiorstwa Spółki, projektowanie , wytwarzanie , budowa i remonty maszyn, urządzeń i instalacji do wytwarzania, przesyłania i rozdzielania gazu, import i export gazów, ropy naftowej, ich przetworów, oraz innych produktów i usług, produkcja energii elektrycznej i ciepła z gazu, oraz obrót, przesył i dystrybucja tymi mediami, świadczenie usług os. prawnym i fizycznym w zakresie gazownictwa, prowadzenie badań i studiów w zakresie przedmiotu przedsiębiorstwa Spółki, świadczenie usług w zakresie budownictwa, prowadzenie prac geodezyjnych w zakresie przedmiotu przedsiębiorstwa Spółki	zależna	konsolidowana	2000-12-22	1 566 205	295 411	1 270 794	100,00%	100,00%	-
2	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Zabrze	j.w.	zależna	konsolidowana	2000-12-22	1 288 403	176 830	1 111 573	100,00%	100,00%	-
3	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	Warszawa	j.w.	zależna	konsolidowana	2000-12-22	997 841	309 931	687 910	100,00%	100,00%	-
4	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Poznań	j.w.	zależna	konsolidowana	2000-12-22	864 071	288 388	575 683	100,00%	100,00%	-
5	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Gdańsk	j.w.	zależna	konsolidowana	2002-12-11	562 690	149 810	412 880	100,00%	100,00%	-
6	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z. o.o.	Wrocław	j.w.	zależna	konsolidowana	2002-12-11	551 108	98 860	452 248	100,00%	100,00%	-
7	PGNiG Przesył Sp.z o.o.	Warszawa	Transport rurociągowy, przesył gazu rurociągami, magazynowanie i przechowywanie towarów, wykonywanie robót ogólnobudowlanych.	zależna	konsolidowana	2004-03-30	37 920	19 954	17 966	100,00%	100,00%	-
8	PNiG Jasło Sp. z o.o.	Jasło	Prowadzenie wierceń za surowcami mineralnymi, w tym głównie za ropą naftową i gazem ziemnym, wykonywanie otworów wiertniczych: poszukiwawczych, badawczych, rozpoznawczych,	zależna	konsolidowana	1998-04-06	100 000	4 683	95 317	100,00%	100,00%	-

			eksploatacyjnych, a także geologicznych, hydrogeologicznych, geotermalnych, mrożeniowych, wiercenie otworów na potrzeby podziemnych magazynów węglowodorów i celem składowania odpadów zanieczyszczających środowisko, rekonstrukcja i likwidacja odwiertów, usługi w zakresie ochrony środowiska oraz rekultywacja terenów po wyrobiskach i otworach wiertniczych									
9	PNiG Kraków Sp. z o.o.	Kraków	Wiercenia geologiczne, poszukiwawcze oraz eksploatacyjne zmierzające do stwierdzenia istnienia złóż gazu ziemnego, ropy naftowej oraz jej naturalnych pochodnych i innych kopalin, a także rekonstrukcja otworów wiertniczych, usługi serwisowe związane z wierceniem otworów, ich opróbowaniem i eksploatacją, wiercenie hydrogeologiczne, geotermalne, specjalistyczne dla górnictwa podziemnego, ratunkowe i inne	zależna	konsolidowana	1998-04-06	98 850	9 664	89 186	100,00%	100,00%	-
10	PN Diament Sp. z o.o.	Zielona Góra	Wykonywanie robót wiertniczych, poszukiwanie i zagospodarowanie kopalin, zagospodarowanie, rekultywacja i eksploatacja wyrobisk, roboty związane z wierceniem studni, usługi budowlano-montażowe	zależna	konsolidowana	1998-04-06	62 000	6 393	55 607	100,00%	100,00%	-
11	PNiG Piła Sp. z o.o.	Piła	Poszukiwania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, a w szczególności programowanie, projektowanie, wykonywanie i dokumentowanie wiertniczych otworów badawczych, rozpoznawczych, poszukiwawczych oraz eksploatacyjnych na zlecenie inwestorów krajowych i zagranicznych, wiercenia otworów w celu poszukiwań i eksploatacji innych surowców mineralnych, świadczenie usług specjalistycznych serwisów wiertniczych, programowania, projektowania, wykonywania i dokumentowania otworów hydrogeologicznych, geotermalnych i studziennych	zależna	konsolidowana	1998-04-06	60 000	6 178	53 822	100,00%	100,00%	-
12	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	Zabrze	Projektowanie, budowa i remont gazociągów ,urządzeń i obiektów górnictwa naftowego i gazownictwa, montaż i rozruch urządzeń oraz obiektów górnictwa naftowego i gazownictwa, montaż i rozruch instalacji pomiarów i automatyki oraz telemetrii	zależna	konsolidowana	1998-03-16	39 220	26 438	12 782	100,00%	100,00%	-
13	Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	Kraków	Programowanie, projektowanie, wykonywanie i dokumentowanie badań z zakresu geofizyki, opracowywanie i interpretowanie danych z pomiarów geofizycznych, wykonywanie robót strzałowych i wiertniczych, projektowanie techniczne oraz wykonywanie zabiegów i prac specjalistycznych w otworach wiertniczych i odwiertach, eksport ww. usług, import technologii, sprzętu urządzeń i materiałów niezbędnych do wykonania ww. usług	zależna	konsolidowana	1998-04-06	34 400	5 427	28 973	100,00%	100,00%	-
14	Geofizyka Toruń Sp. z o.o.	Toruń	Projektowanie i wykonawstwo prac polowych, przetwarzanie i interpretacja geofizyki powierzchniowej i wiertniczej w celu poszukiwania kopalin i wód, świadczenie usług dla ludności w zakresie gazownictwa i górnictwa, projektowanie, wykonawstwo i interpretacja płytkich badań geofizycznych dla celów hydrogeologii, geofizyczno - inżynierskich, geotechnicznych, środowiskowych, archeologicznych i innych, wykonawstwo ochron katodowych wraz z projektowaniem i montażem, prowadzenie prac geologiczno-wiertniczych.	zależna	konsolidowana	1998-04-06	33 000	7 255	25 745	100,00%	100,00%	-
15	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.	Krosno	Budownictwo ogólne i inżynieria lądowa, wykonywanie specjalistycznych prac budowlanych, wynajem sprzętu budowlanego i branżowego łącznie z obsługą operatorską	zależna	konsolidowana	1998-03-16	25 751	25 751	0	100,00%	100,00%	-
16	ZUN Naftomet Sp. z o.o.	Krosno	Produkcja maszyn dla górnictwa, kopalnictwa oraz maszyn budowlanych, produkcja kurków i zaworów, łożysk i kół zębatych,	zależna	konsolidowana	1998-03-16	23 500	9 360	14 140	100,00%	100,00%	-

			przekładni zębatych i elementów napędowych oraz narzędzi mechanicznych									
17	PGNiG Finance B.V.	Amsterdam (Holandia)	Działalność finansowa (pośrednictwo)	zależna	konsolidowana	2001-09-14	76	0	76	100,00%	100,00%	-
18	BSiPG Gazoprojekt S.A.	Wrocław	Projektowanie w zakresie architektury, inżynierii oraz doradztwa technicznego, projektowanie instalacji do produkcji, magazynowania, przesyłu i rozdziału gazu oraz stacji rozdzielczych, opracowywanie projektów gazyfikacji nowych obszarów	zależna	konsolidowana	1995-06-16	3 649	0	3 649	75,00%	75,00%	-
19	Geovita Sp. z o.o.	Warszawa	Działalność hotelarska, restauracyjna, sprzedaż wyrobów alkoholowych, farmaceutyków, wyrobów tytoniowych, działalność biur podróży, reklama opieka wychowawcza, szpitalnictwo, działalność paramedyczna	zależna	konsolidowana	2003-04-09	85 864	18 731	67 133	100,00%	100,00%	-
20	SGT EUROPOL GAZ S.A.	Warszawa	Budowa i eksploatacja systemów gazociągów, a w szczególności: transport gazu gazociągami, organizacja procesów inwestycyjnych, projektowanie i budowa systemów gazociągów, budowa infrastruktury niezbędnej do budowy i eksploatacji systemów gazociągów, kompletacja i dostawy maszyn, urządzeń i materiałów, w tym z importu, niezbędnych do budowy i eksploatacji gazociągów i związanych z nimi obiektów technologicznych i infrastruktury, zarządzanie i eksploatacja systemów gazociągów, towarzyszących obiektów technologicznych i infrastrukturą, świadczenie usług technicznych, a także usług w zakresie doradztwa, marketingu, reklamy i innych, związanych z projektowaniem, budową eksploatacją gazociągów, obiektów technologicznych i infrastrukturą	współzależna	metoda praw własności	1993-09-23	38 400	0	38 400	48,00%	48,00%	-
21	Gas Trading S.A.	Warszawa	Działalność handlowa artykułami konsumpcyjnymi, usługi pośrednictwa w zakresie realizacji transakcji eksportowo-importowych, budowa, remonty i modernizacje elektrowni oraz elektrociepłowni, w szczególności zasilanych gazem ziemnym, udział w transakcjach międzygiełdowych, prowadzenie procesów inwestycyjnych, usługi w zakresie projektowania obiektów przemysłowych, budowa i eksploatacja innych obiektów energetycznych, w tym gazociągów	stowarzyszona	metoda praw własności	1992-12-04	1 291	0	1 291	43,41%	43,41%	-
22	INVESTGAS S.A.	Warszawa	Organizowanie i wykonywanie robót inwestycyjnych w zakresie budowy podziemnych magazynów gazu	stowarzyszona	metoda praw własności	1993-09-03	245	0	245	49,00%	49,00%	-
	Spółki konsolidowane wykazywane w bilansach Jednostek Zależnych						28 454		88			
	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.						25 751		0	100,00%	100,00%	-
23	Naft-Trans Sp. z o.o. Krosno	Krosno	Obsługa i naprawy pojazdów mechanicznych	zależna	konsolidowana	2000-12-29	2 253	2 253	0	99,70%	99,70%	-
24	Naft-Stal Sp. z o.o. Krosno	Krosno	Produkcja konstrukcji metalowych i ich części	zależna	konsolidowana	2000-12-29	450	362	88	98,50%	98,50%	-
	Spółki powiązane wykazywane w bilansie Jednostki Dominującej						43 189		14 230			
25	ZRUG Pogórska Wola Sp. z o.o.	Pogórska Wola	Realizacja programów remontowych, renowacji i budowy infrastruktury gazowniczej, budowa nowych obiektów infrastruktury gazowniczej, realizacja robót inżynieryjnych dla sektora gazowniczego	zależna	nie konsolidowana	1998-08-14	4 300	3 129	1 171	100,00%	100,00%	-
26	Górnictwo Naftowe Sp. z o. o.	Warszawa	Poszukiwanie, zagospodarowywanie i eksploatacja złóż ropy	zależna	nie	2000-12-22	50	0	50	100,00%	100,00%	-

			naftowej i gazu ziemnego, geologia, geofizyka powierzchniowa i wiertnicza, poszukiwania kopalin i wód oraz przeprowadzanie ich eksploatacji, intensyfikacji, wydobycia, pomiarów złożowych a także likwidacji odwiertów, składowania odpadów i ochrony środowiska, projektowanie , wytwarzanie , budowa i remonty maszyn, urządzeń i instalacji do wytwarzania, przesyłania i rozdzielania gazu, export gazów, ropy naftowej, ich przetworów, oraz innych produktów i usług, produkcja energii elektrycznej i ciepła z gazu, oraz obrót, przesył i dystrybucja tymi mediami, ratownictwo górnicze, prowadzenie badań i studiów w zakresie przedmiotu przedsiębiorstwa Spółki, wykonywanie otworów wiertniczych: badawczych, poszukiwawczych, rozpoznawczych i eksploatacyjnych, a także geologicznych, hydrogeologicznych, geotermalnych, mrożeniowych, otworów na potrzeby podziemnych magazynów węglowodorów oraz składowania odpadów zanieczyszczających środowisko		konsolidowana							
27	BUD - GAZ Sp. z o.o.	Warszawa	Budowa i eksploatacja sieci i instalacji gazowniczych, budowa gazociągów z tworzyw sztucznych, wykonywanie analiz chemicznych, w tym analiz paliw gazowych, ciekłych i stałych oraz produktów ich przetwarzania	zależna	nie konsolidowana	1989-03-21	3	0	3	100,00%	100,00%	-
28	PI GAZOTECH Sp. z o.o.	Warszawa	produkcja, handel oraz świadczenie usług: doradczych, organizacyjnych, projektowych, budowlanych i instalacyjnych z dziedziny gazowniczych urządzeń dystrybucyjnych i grzewczych,	stowarzyszona	nie konsolidowana	2004-04-23	68	68	0	69,44%	46,30%	-
29	PP-UiH TURGAZ Sp. z o.o.	Krosno	Montaż urządzeń do zasilania silników samochodowych gazem płynnym, handel gazem propan-butan i innymi produktami ropopochodnymi	zależna	nie konsolidowana	1995-09-08	90	0	90	51,14%	51,14%	-
30	Nysagaz Sp. z o.o.	Zgorzelec	Modernizacja i eksploatacja Elektrociepłowni Zgorzelec, Elektrociepłowni Bolesławiec i Elektrociepłowni Wrocław, świadczenie usług w dziedzinie zaopatrywania w energię i jej wytwarzania oraz obrót produktami energetycznymi wszelkiego rodzaju zwłaszcza energią elektryczną, cieplną, gazem i gazem płynnym	zależna	nie konsolidowana	2000-10-25	1 020	0	1 020	51,00%	51,00%	-
31	ZRUG Warszawa S.A.	Warszawa	Realizacja programów remontowych, renowacji i budowy infrastruktury gazowniczej, realizacja programów inspekcyjnych dla infrastruktury gazowniczej, budowa nowych obiektów infrastruktury gazowniczej	stowarzyszona	nie konsolidowana	1999-04-20	2 940	3 065	-125	49,00%	49,00%	-
32	Sahara Petroleum Technology Llc (Sp. z o.o.)	Muskata (Oman)	Świadczenie usług w zakresie wierceń poszukiwawczych oraz produkcji ropy i gazu, utrzymania ruchu, części zamiennych, importu i exportu, usług agencyjnych i przedstawicielstwa handlowego.	stowarzyszona	nie konsolidowana	2000-10-01	879	0	879	49,00%	49,00%	-
33	GAZTEC Sp. z o.o.	Warszawa	Projektowanie i wytwarzanie systemów rur z tworzyw sztucznych oraz sprzedaż tych rur w Polsce i za granicą, import systemów rur z tworzyw sztucznych	stowarzyszona	nie konsolidowana	1994-09-22	960	960	0	48,00%	48,00%	-
34	Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	Warszawa	Produkcja energii elektrycznej i cieplnej przede wszystkim z wykorzystaniem gazu wysokometanowego i zaazotowanego, identyfikowanie, projektowanie i realizacja przedsięwzięć inwestycyjnych związanych z wykorzystaniem gazu do eksploatacji elektrowni gazowych	stowarzyszona	nie konsolidowana	2000-11-14	1 212	0	1 212	48,00%	48,00%	-
35	PFK "Gaskon" S.A.	Warszawa	Organizacja i prowadzenie inwestycji kapitałowych, organizowanie finansowania lub pośrednictwo w zakupie maszyn, urządzeń,	stowarzyszona	nie konsolidowana	1992-11-10	8 000	2 875	5 125	45,94%	45,94%	-

			surowców i usług									
36	Gazomontaż S.A.	Wołomin	Budowa i remonty rurociągów w pełnym zakresie średnic i ciśnień, wykonywanie konstrukcji stalowych	stowarzyszona	nie konsolidowana	1995-08-24	468	0	468	45,18%	45,18%	-
37	ZRUG Poznań Sp. z o.o.	Poznań	Produkcja, usługi i handel, prace remontowo-budowlane w branży gazowniczej	stowarzyszona	nie konsolidowana	1993-12-21	1 515	0	1 515	40,08%	41,74%	-
38	ZWUG Intergaz Sp. z o.o.	Tarnowskie Góry	Produkcja liczników gazowych, urządzeń gazowniczych oraz ich oprzyrządowania	stowarzyszona	nie konsolidowana	1990-12-19	1 800	0	1 800	38,30%	38,30%	-
39	Dewon S.A.	Kijów (Ukraina)	Wdrażanie projektów i innych rodzajów działalności, w której akcjonariusze biorą wspólny udział; wydobycie ropy naftowej, gazu ziemnego i kondensatu na Ukrainie; udział w innych rodzajach działalności związanych z branżą naftowo – gazową, włącznie z transportem, przerobem, przygotowaniem i dostarczaniem ropy naftowej i gazu ziemnego, a także produktów ich przerobu, jak również udział we wszelkich rodzajach operacji komercyjnych związanych z wyżej wymienioną działalnością, realizacja eksportu i importu towarów i usług, ich dostaw na terytorium innych krajów, włącznie ze sprzedażą za waluty wymienialne	stowarzyszona	nie konsolidowana	1999-11-17	2 292	2 292	0	36,38%	36,38%	-
40	HS Szczakowa S.A.	Jaworzno	Produkcja oraz kształtowanie i obróbka tafli szklanych, produkcja szkła dmuchanego i włókien szklanych, produkcja i przetwarzanie innych rodzajów szkła /w tym szkła technicznego/, działalność handlowa i usługowa w powyższym zakresie	stowarzyszona	nie konsolidowana	1994-06-30	14 137	14 137	0	33,30%	33,30%	-
41	ZRUG Toruń S.A.	Toruń	Budowa, modernizacja i remonty infrastruktury gazowniczej i obiektów inżynierskich oraz handel i usługi materialne i niematerialne	stowarzyszona	nie konsolidowana	1998-04-22	1 300	752	548	31,33%	31,33%	-
42	Izostal S.A.	Zawadzkie	Powlekanie rur stalowych warstwą izolującą, przeizolowanie rur stalowych oraz ich obrót i sprzedaż	stowarzyszona	nie konsolidowana	1993-07-14	1 360	1 360	0	26,15%	26,15%	-
43	MED-FROZ S.A.	Wrocław	Prowadzenie wielobranżowej działalności usługowej, produkcyjnej, handlowej oraz robót budowlanych i usług projektowych, a w szczególności: usługi lekarsko-medyczne, handel hurtowy i detaliczny środkami farmaceutycznymi, jak też surowcami i produktami służącymi do ochrony i pielęgnacji zdrowia, produkcja, kooperacja i handel oraz usługi techniczne w dziedzinie aparatury, sprzętu oraz wyposażenia medycznego i ochrony środowiska	stowarzyszona	nie konsolidowana	1991-06-19	35	35	0	23,07%	23,07%	-
44	ZRUG Zabrze Sp. z o.o.	Zabrze	Realizacja programów remontowych, renowacji i budowy infrastruktury gazowniczej, realizacja programów inspekcyjnych dla infrastruktury gazowniczej, budowa nowych obiektów infrastruktury gazowniczej wraz z pomocniczą produkcją niezbędnych elementów wyposażenia urządzeń gazowniczych.	stowarzyszona	nie konsolidowana	1998-08-14	600	231	369	21,82%	21,82%	-
45	WOC "TE-MA" Sp. z o.o.	Terespol	Sprzedaż, obsługa i naprawy pojazdów mechanicznych, sprzedaż detaliczna paliw do pojazdów samochodowych	stowarzyszona	nie konsolidowana	1989-07-21	55	55	0	20,97%	20,97%	-
46	GAZSTAL S.A.	Zielona Góra	Handel hurtowy i detaliczny wyrobami hutniczymi i artykułami metalowymi, maszynami i urządzeniami oraz innymi produktami przemysłowymi, w kraju i za granicą,	stowarzyszona	nie konsolidowana	1994-11-04	100	0	100	20,00%	20,00%	-
47	TENET - 7 Sp. z o.o. (dawniej GRESPOL Sp. z o. o)	Warszawa	Telefonia stacjonarna, telefonia ruchoma, transmisje danych i teleinformatyka, pozostałe usługi telekomunikacyjne, wykonywanie robót ogólnobudowlanych w zakresie obiektów liniowych: rurociągów, linii energetycznych i telekomunikacyjnych-lokalnych, produkcja izolowanych drutów i przewodów, badania i analizy	powiązana	nie konsolidowana	1998-03-16	5	0	5	10,00%	10,00%	połowa składu w radzie nadzorczej

			techniczne									
	Spółki powiązane wykazywane w bilansach Jednostek Zależnych						2 200		3 380			
	PNiG Jasło Sp. z o.o.						81		80			
48	PPU "Pertomin " Wołomin	Wołomin	b.d.	stowarzyszona	nie konsolidowana	b.d.	80	0	80	40,00%	40,00%	-
49	"Geotermia" Stargard Szczecin	Stargard Szczecin	b.d.	stowarzyszona	nie konsolidowana	b.d.	1	1	0	25,00%	25,00%	-
	PNiG Piła Sp. z o.o.						1 807		1 807			
50	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. Piła	Piła	Wynajmowanie lokali mieszkalnych i użytkowych, działalność gastronomiczna, usługi lekarskie	zależna	nie konsolidowana	b.d.	1 807	0	1 807	100,00%	100,00%	-
	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.						0		0			
51	ZRUG Warszawa S.A.	Warszawa	Realizacja programów remontowych, renowacji i budowy infrastruktury gazowniczej, realizacja programów inspekcyjnych dla infrastruktury gazowniczej, budowa nowych obiektów infrastruktury gazowniczej	stowarzyszona	nie konsolidowana	1999-04-20	0	0	0	49,00%	49,00%	Udział za pośrednictwem spółki PGNiG S.A. (która posiada 49,00% udział) wynosi 98,00%
	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.						201		201			
52	Gazobudowa Poznań Sp. z o.o.	Poznań	Prowadzenie działalności w zakresie robót i usług budowlanych, instalacyjnych, gazowych, wodnych, kanalizacyjnych i melioracyjnych	stowarzyszona	nie konsolidowana	1992-04-04	163	0	163	49,00%	49,00%	-
53	Gazobudowa Kraków Sp. z o.o.	Kraków	Prowadzenie działalności w zakresie robót i usług budowlanych, instalacyjnych, gazowych, wodnych, kanalizacyjnych i melioracyjnych	stowarzyszona	nie konsolidowana	1992-05-08	38	0	38	47,20%	47,20%	-
	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.						2		0			
54	"Naftek" Sp. z o.o. w Krośnie	Krosno	Bud.podz.magazyn.	stowarzyszona	nie konsolidowana	2000.12.21	2	2	0	44,00%	44,00%	b.d.
	PN Diament Sp. z o.o.						49		49			
55	GAZSTAL S.A. Zielona Góra	Zielona Góra	Handel hurtowy i detaliczny wyrobami hutniczymi i artykułami metalowymi, maszynami i urządzeniami oraz innymi produktami przemysłowymi, w kraju i za granicą,	stowarzyszona	nie konsolidowana	b.d.	49	0	49	7,00%	7,00%	Udział za pośrednictwem spółki PGNiG S.A. (która posiada 20,00% udział) wynosi 27,00%
	PNiG Kraków Sp. z o.o.						60		1 243			

56	Oil Tech International F.Z.E. Ajman	Ajman	b.d.	zależna	nie konsolidowana	b.d.	60	1 184	1 243	100,00%	100,00%	-
	Spółki powiązane wykazywane w bilansach Jednostek Stowarzyszonych						0		0			
	SGT EUROPOL GAZ S.A.						**0**		**0**			
57	PolGazTelekom S.A. Warszawa	Warszawa	b.d.	stowarzyszona	nie konsolidowana	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	32,00%	32,00%	b.d.
	Gas Trading S.A.						**0**	**0**	**0**			
58	Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o. Dębica	Dębica	Usługi i handel gazami płynnymi	zależna	nie konsolidowana	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	99,04%	99,04%	b.d.
	PFK Gaskon S.A. Warszawa						**0**	**0**	**0**			
59	ALFA-CENTER Sp. z o.o. Warszawa	Warszawa	b.d.	zależna	nie konsolidowana	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	93,45%	93,45%	b.d.
	BG GAZOMONTAŻ w Wołominie S.A.						**0**	**0**	**0**			
60	Mazowiecki Dom Inwestycyjny Sp. z o.o. Ząbki	Ząbki	b.d.	zależna	nie konsolidowana	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	60,00%	60,00%	b.d.
	Izostal S.A. Zawadzkie						**0**	**0**	**0**			
61	EUROTUBE Slovakia (Bratysława)	Bratysława (Słowacja)	b.d.	zależna	nie konsolidowana	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	50,04%	50,04%	b.d.
62	EUROTUBE Izostal & Partnerzy S.A. Katowice	Katowice	b.d.	stowarzyszona	nie konsolidowana	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	46,60%	46,60%	b.d.

Nota 5.13 c.d.

	UDZIAŁY LUB AKCJE W JEDNOSTKACH PODPORZĄDKOWANYCH – stan na dzień 31.12.2004															
	a	m						n			o			p	r	s	t
Lp.	nazwa (firma) jednostki ze wskazaniem formy prawnej	kapitał własny jednostki, w tym:						zobowiązania i rezerwy na zobowiązania			należności jednostki			aktywa jednostki razem	przychody ze sprzedaży	nieopłacona przez emitenta wartość udziałów/ akcji w jednostce	otrzymane lub należne dywidendy od jednostki za ostatni rok obrotowy (za 2003 wypłacona w 2004 roku)
		ogółem	kapitał zakładowy	kapitał zapasowy	pozostały kapitał własny, w tym:			ogółem	zobowiązania długoterminowe	zobowiązania krótkoterminowe	ogółem	należności długoterminowe	należności krótkoterminowe				
					ogółem	zysk (strata) z lat ubiegłych	zysk (strata) netto										
	a																
	Spółki konsolidowane wykazywane w bilansie Jednostki Dominującej																46 715 029
1	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	1 620 888	1 566 205	740	53 943	0	53 943	205 058	0	148 765	210 928	148	210 780	1 847 094	1 530 765	0	9 078
2	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 269 290	1 288 403	0	-19 113	-35 327	16 214	186 470	0	147 799	199 655	0	199 655	1 474 768	1 183 398	0	0
3	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	1 072 007	997 841	2 194	71 972	0	71 972	203 581	0	125 654	250 279	0	250 279	1 311 562	1 483 602	0	36 989
4	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	861 806	864 071	0	-2 265	-6 292	4 027	226 834	294	196 550	204 185	97	204 088	1 119 994	1 125 631	0	0
5	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	564 592	562 690	0	1 902	-5 120	7 022	117 302	0	77 983	130 165	0	130 165	691 235	753 753	0	0
6	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	559 258	551 108	0	8 150	-3 693	11 842	154 385	1 100	129 017	119 192	0	104 082	722 960	729 543	0	0
7	PGNiG Przesył Sp. z o.o.	37 920	37 920	0	0	0	-3 475	6 781	0	3 703	4 368	0	4 368	41 226	20 127	0	0
8	PNiG Jasło Sp. z o.o.	101 654	100 000	1 122	532	0	532	46 051	0	35 542	40 312	108	40 204	147 705	137 139	0	0
9	PNiG Kraków Sp. z o.o.	100 404	98 850	0	1 554	0	1 554	93 824	0	82 187	43 859	44	43 815	173 202	197 774	0	0
10	PN Diament Sp. z o.o.	62 500	62 000	299	388	0	388	18 701	0	10 729	19 193	0	19 193	81 388	86 515	0	201
11	PNiG Piła Sp. z o.o.	55 032	60 000	0	-3 785	-5 505	1 183	39 686	139	31 195	22 333	0	22 333	96 955	154 133	0	0
12	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	13 366	39 220	0	-25 854	-26 676	872	31 042	0	21 401	19 351	0	19 351	44 416	80 128	0	0
13	Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	29 815	34 400	0	-4 585	-5 017	432	64 732	17 929	37 184	25 887	187	25 700	94 893	99 681	0	0
14	Geofizyka Toruń Sp. z o.o.	27 721	33 000	0	-5 279	-6 674	1 176	59 651	2 524	48 075	36 654	664	35 991	87 371	169 430	0	0
15	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.	19 805	25 751	0	-35 789	-15 086	-29 843	44 542	0	39 170	13 755	0	13 755	34 681	79 093	0	0
16	ZUN Naftomet Sp. z o.o.	16 460	23 500	0	-7 995	-7 040	-954	7 331	0	2 752	3 116	0	3 116	22 836	27 756	0	0
17	PGNiG Finance B.V.	3 883	76	0	3 808	3 316	629	2 802 136	2 768 417	33 719	0	0	0	3 155 690	0	0	0

18	BSiPG Gazoprojekt S.A.	21 484	4 000	4 170	13 399	0	357	8 457	0	4 719	7 254	0	7 254	30 025	21 716	0	202
19	Geovita Sp. z o.o.	85 897	85 864	0	33	0	33	3 475	0	2 142	1 612	0	1 612	89 847	24 915	0	0
20	SGT EUROPOL GAZ S.A.	2 472 436	80 000	58 009	2 334 427	440 551	917 654	4 292 659	3 305 305	662 902	497 941	0	497 941	6 885 200	1 382 068	0	0
21	Gas Trading S.A.	42 948	2 975	39 193	780	0	779	5 103	0	4 633	8 072	0	8 072	48 051	47 504	0	0
22	INVESTGAS S.A.	8 978	500	7 689	789	0	789	8 928	29	3 275	5 339	0	5 339	17 906	34 617	0	245
	Spółki konsolidowane wykazywane w bilansach Jednostek Zależnych																0
	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.	-10 038	25 751	0	-35 789	-15 086	-29 843	44 542	0	39 170	13 755	0	13 755	34 681	79 093	0	0
23	Naft-Trans Sp. z o.o. Krosno	-165	2 260	333	-2 757	-2 491	-267	1 611	17	888	392	3	389	1 446	5 805	0	0
24	Naft-Stal Sp. z o.o. Krosno	110	458	188	-536	-529	-7	2 433	0	2 081	681	0	681	2 543	8 188	0	0
	Spółki powiązane wykazywane w bilansie Jednostki Dominującej																636
25	ZRUG Pogórska Wola Sp. z o.o.	6 593	4 300	233	2 061	-150	811	10 321	123	9 858	9 446	163	9 283	16 944	43 324	0	0
26	Górnictwo Naftowe Sp. z o. o.	51	50	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	51	0	0	0
27	BUD - GAZ Sp. z o.o.	95	3	26	66	0	15	1 750	0	1 750	1 393	0	1 393	2 065	7 668	0	0
28	PI GAZOTECH Sp. z o.o.	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	0
29	PP-UiH TURGAZ Sp. z o.o.	886	176	88	622	0	82	156	0	156	58	0	58	1 042	3 175	bd	0
30	Nysagaz Sp. z o.o.	2 542	1 271	94	-823	-302	-521	18	6	6	135	0	135	91	94	0	0
31	ZRUG Warszawa S.A.	8 984	6 000	29	3 037	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	0
32	Sahara Petroleum Technology Llc (Sp. z o.o.)	bd	150 RO	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	0
33	GAZTEC Sp. z o.o.	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	0
34	Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	2 248	2 600	300	-652	-660	8	360	0	360	753	0	753	2 618	1 027	0	0
35	PFK "Gaskon" S.A.	13 934	13 061	204	669	85	317	24 762	930	23 704	827	0	827	38 730	3 992	0	0
36	Gazomontaż S.A.	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	183
37	ZRUG Poznań Sp. z o.o.	8 729	3 782	4 351	597	0	342	10 541	0	10 455	11 045	57	10 988	19 882	25 865	0	354
38	ZWUG Intergaz Sp. z o.o.	16 831	4 700	9 309	4 826	0	2 002	889	0	889	8 846	0	8 846	20 932	31 093	0	0
39	Dewon S.A.	0	11 147 Hr	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	0
40	HS Szczakowa S.A.	16 335	16 335	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	0
41	ZRUG Toruń S.A.	1 508	4 150	0	-2 642	-1 801	-842	6 175	350	5 454	4 186	0	4 186	7 683	11 123	0	0
42	Izostal S.A.	5 200	5 200	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	0
43	MED-FROZ S.A.	152	152	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	0
44	ZRUG Zabrze Sp. z o.o.	2 750	2 750	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	0
45	WOC "TE-MA" Sp. z o.o.	262	262	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	0
46	GAZSTAL S.A.	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	db	100

47	TENET - 7 Sp. z o.o. (dawniej GRESPOL Sp. z o. o)	1 152	50	292	810	0	810	142	0	123	280	0	280	1 294	2 717	0	0
	Spółki powiązane wykazywane w bilansach Jednostek Zależnych																284
	PNiG Jasło Sp. z o.o.																20
48	PPU "Pertomin " Wołomin	200	200	457	0	bd	bd	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	20
49	"Geotermia" Stargard Szczecin	4	4	bd	bd	bd	bd	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0
	PNiG Piła Sp. z o.o.																56
50	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. Piła	1 812	1 807	5	37	-44	81	180	0	96	104	0	104	2 053	1 965	0	56
	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.																0
51	ZRUG Warszawa S.A.	8 984	6 000	29	3 037	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	-
	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.																173
52	Gazobudowa Poznań Sp. z o.o.	1 908	333	1 107	468	0	411	1 710	0	1 617	2 288	0	2 288	3 650	16 554	0	98
53	Gazobudowa Kraków Sp. z o.o.	1 383	80	513	790	482	74	3 048	0	3 048	3 764	0	3 764	4 433	9 088	0	75
	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.					0	0	0									0
54	"Naftek" Sp. z o.o. w Krośnie	-1	5	3	-9	0	-9	5	0	5	0	0	0	4	4	0	0
	PN Diament Sp. z o.o.																35
55	GAZSTAL S.A. Zielona Góra	b.d.	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	0	35
	PNiG Kraków Sp. z o.o.																
56	Oil Tech International F.Z.E. Ajman	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0
	Spółki powiązane wykazywane w bilansach Jednostek Stowarzyszonych																
	SGT EUROPOL GAZ S.A.																
57	PolGazTelekom S.A. Warszawa	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0
	Gas Trading S.A.																
58	Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o. Dębica	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0
	PFK Gaskon S.A. Warszawa																
59	ALFA-CENTER Sp. z o.o. Warszawa	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0
	BG GAZOMONTAŻ w Wołominie S.A.																
60	Mazowiecki Dom Inwestycyjny Sp. z o.o. Ząbki	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0
	Izostal S.A. Zawadzkie																

61	EUROTUBE Slovakia (Bratysława)	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0
62	EUROTUBE Izostal & Partnerzy S.A. Katowice	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0

UDZIAŁY LUB AKCJE W JEDNOSTKACH PODPORZĄDKOWANYCH – stan na dzień 31.12.2003												
Lp.	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l
	nazwa (firma) jednostki, ze wskazaniem formy prawnej	siedziba	przedmiot przedsiębiorstwa	Charakter powiązania	Zastosowana metoda konsolidacji	Data objęcia kontroli/współkontroli/ Uzyskania znaczącego wpływu :	Wartość objęcia udziałów według ceny nabycia	Korekty aktualizujące wartość	Wartość bilansowa udziałów	Procent posiadanego udziału	Udział w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu	Wskazanie innej podstawy kontroli/współkontroli/znaczącego wpływu
	Spółki konsolidowane wykazywane w bilansie Emitenta											
1	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	Tarnów	Eksploatacja sieci gazowniczych niskiego i średniego ciśnienia oraz sieci przesyłowych., bezzbiornikowe magazynowanie gazu we wnętrzu ziemi, handel w kraju i za gr. w zakresie przedmiotu przedsiębiorstwa Spółki, projektowanie , wytwarzanie , budowa i remonty maszyn, urządzeń i instalacji do wytwarzania, przesyłania i rozdzielania gazu, import i export gazów, ropy naftowej, ich przetworów, oraz innych produktów i usług, produkcja energii elektrycznej i ciepła z gazu, oraz obrót, przesył i dystrybucja tymi mediami, świadczenie usług os. prawnym i fizycznym w zakresie gazownictwa, prowadzenie badań i studiów w zakresie przedmiotu przedsiębiorstwa Spółki, świadczenie usług w zakresie budownictwa, prowadzenie prac geodezyjnych w zakresie przedmiotu przedsiębiorstwa Spółki	zależna	konsolidowana	2000-12-22	1 410 899	295 411	1 115 488	100,00%	100,00%	-
2	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Zabrze	j.w.	zależna	konsolidowana	2000-12-22	1 214 341	176 830	1 037 511	100,00%	100,00%	-
3	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	Warszawa	j.w.	zależna	konsolidowana	2000-12-22	997 841	310 032	687 809	100,00%	100,00%	-
4	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Poznań	j.w.	zależna	konsolidowana	2000-12-22	864 071	288 388	575 683	100,00%	100,00%	-
5	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Gdańsk	j.w.	zależna	konsolidowana	2002-12-11	562 690	149 810	412 880	100,00%	100,00%	-
6	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Wrocław	j.w.	zależna	konsolidowana	2002-12-11	551 108	98 860	452 248	100,00%	100,00%	-
7	PNiG Jasło Sp. z o.o.	Jasło	Prowadzenie wierceń za surowcami mineralnymi, w tym głównie za ropą naftową i gazem ziemnym, wykonywanie otworów wiertniczych: poszukiwawczych, badawczych, rozpoznawczych, eksploatacyjnych, a także geologicznych, hydrogeologicznych, geotermalnych, mrożeniowych, wiercenie otworów na potrzeby podziemnych magazynów węglowodorów i celem składowania odpadów zanieczyszczających środowisko, rekonstrukcja i likwidacja odwiertów, usługi w zakresie ochrony środowiska oraz rekultywacja terenów po wyrobiskach i otworach wiertniczych	zależna	konsolidowana	1998-04-06	100 000	4 683	95 317	100,00%	100,00%	-
8	PNiG Kraków Sp. z o.o.	Kraków	Wiercenia geologiczne, poszukiwawcze oraz eksploatacyjne zmierzające do stwierdzenia istnienia złóż gazu ziemnego, ropy naftowej oraz jej naturalnych pochodnych i innych kopalin,	zależna	konsolidowana	1998-04-06	98 850	9 664	89 186	100,00%	100,00%	-

			a także rekonstrukcja otworów wiertniczych, usługi serwisowe związane z wierceniem otworów, ich opróbowaniem i eksploatacją, wiercenie hydrogeologiczne, geotermalne, specjalistyczne dla górnictwa podziemnego, ratunkowe i inne									
9	PN Diament Sp. z o.o.	Zielona Góra	Wykonywanie robót wiertniczych, poszukiwanie i zagospodarowanie kopalin, zagospodarowanie, rekultywacja i eksploatacja wyrobisk, roboty związane z wierceniem studni, usługi budowlano-montażowe	zależna	konsolidowana	1998-04-06	62 000	6 393	55 607	100,00%	100,00%	-
10	PNiG Piła Sp. z o.o.	Piła	Poszukiwania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, a w szczególności programowanie, projektowanie, wykonywanie i dokumentowanie wiertniczych otworów badawczych, rozpoznawczych, poszukiwawczych oraz eksploatacyjnych na zlecenie inwestorów krajowych i zagranicznych, wiercenia otworów w celu poszukiwań i eksploatacji innych surowców mineralnych, świadczenie usług specjalistycznych serwisów wiertniczych, programowania, projektowania, wykonywania i dokumentowania otworów hydrogeologicznych, geotermalnych i studziennych	zależna	konsolidowana	1998-04-06	60 000	6 178	53 822	100,00%	100,00%	-
11	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	Zabrze	Projektowanie, budowa i remont gazociągów ,urządzeń i obiektów górnictwa naftowego i gazownictwa, montaż i rozruch urządzeń oraz obiektów górnictwa naftowego i gazownictwa, montaż i rozruch instalacji pomiarów i automatyki oraz telemetrii	zależna	konsolidowana	1998-03-16	39 220	26 438	12 782	100,00%	100,00%	-
12	Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	Kraków	Programowanie, projektowanie, wykonywanie i dokumentowanie badań z zakresu geofizyki, opracowywanie i interpretowanie danych z pomiarów geofizycznych, wykonywanie robót strzałowych i wiertniczych, projektowanie techniczne oraz wykonywanie zabiegów i prac specjalistycznych w otworach wiertniczych i odwiertach, eksport ww. usług, import technologii, sprzętu urządzeń i materiałów niezbędnych do wykonania ww. usług	zależna	konsolidowana	1998-04-06	34 400	5 427	28 973	100,00%	100,00%	-
13	Geofizyka Toruń Sp. z o.o.	Toruń	Projektowanie i wykonawstwo prac polowych, przetwarzanie i interpretacja geofizyki powierzchniowej i wiertniczej w celu poszukiwania kopalin i wód, świadczenie usług dla ludności w zakresie gazownictwa i górnictwa, projektowanie, wykonawstwo i interpretacja płytkich badań geofizycznych dla celów hydrogeologii, geofizyczno - inżynierskich, geotechnicznych, środowiskowych, archeologicznych i innych, wykonawstwo ochron katodowych wraz z projektowaniem i montażem, prowadzenie prac geologiczno-wiertniczych.	zależna	konsolidowana	1998-04-06	33 000	7 255	25 745	100,00%	100,00%	-
14	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.	Krosno	Budownictwo ogólne i inżynieria lądowa, wykonywanie specjalistycznych prac budowlanych, wynajem sprzętu budowlanego i branżowego łącznie z obsługą operatorską	zależna	konsolidowana	1998-03-16	25 751	20 851	4 900	100,00%	100,00%	-
15	ZUN Naftomet Sp. z o.o.	Krosno	Produkcja maszyn dla górnictwa, kopalnictwa oraz maszyn budowlanych, produkcja kurków i zaworów, łożysk i kół zębatych, przekładni zębatych i elementów napędowych oraz narzędzi mechanicznych	zależna	konsolidowana	1998-03-16	23 500	9 360	14 140	100,00%	100,00%	-
16	PGNiG Finance B.V.	Amsterdam (Holandia)	Działalność finansowa (pośrednictwo)	zależna	konsolidowana	2001-09-14	76	0	76	100,00%	100,00%	-
17	BSiPG Gazoprojekt S.A.	Wrocław	Projektowanie w zakresie architektury, inżynierii oraz	zależna	konsolidowan	1995-06-16	3 649	0	3 649	75,00%	75,00%	-

			doradztwa technicznego, projektowanie instalacji do produkcji, magazynowania, przesyłu i rozdziału gazu oraz stacji rozdzielczych, opracowywanie projektów gazyfikacji nowych obszarów		a							
18	SGT EUROPOL GAZ S.A.	Warszawa	Budowa i eksploatacja systemów gazociągów, a w szczególności: transport gazu gazociągami, organizacja procesów inwestycyjnych, projektowanie i budowa systemów gazociągów, budowa infrastruktury niezbędnej do budowy i eksploatacji systemów gazociągów, kompletacja i dostawy maszyn, urządzeń i materiałów, w tym z importu, niezbędnych do budowy i eksploatacji gazociągów i związanych z nimi obiektów technologicznych i infrastruktury, zarządzanie i eksploatacja systemów gazociągów, towarzyszących obiektów technologicznych i infrastrukturą, świadczenie usług technicznych, a także usług w zakresie doradztwa, marketingu, reklamy i innych, związanych z projektowaniem, budową eksploatacją gazociągów, obiektów technologicznych i infrastrukturą	współzależna	metoda praw własności	1993-09-23	38 400	0	38 400	48,00%	48,00%	-
19	Gas Trading S.A.	Warszawa	Działalność handlowa artykułami konsumpcyjnymi, usługi pośrednictwa w zakresie realizacji transakcji eksportowo-importowych, budowa, remonty i modernizacje elektrowni oraz elektrociepłowni, w szczególności zasilanych gazem ziemnym, udział w transakcjach międzygiełdowych, prowadzenie procesów inwestycyjnych, usługi w zakresie projektowania obiektów przemysłowych, budowa i eksploatacja innych obiektów energetycznych, w tym gazociągów	stowarzyszona	metoda praw własności	1992-12-04	1 291	0	1 291	43,41%	43,41%	-
	Spółki konsolidowane wykazywane w bilansach Jednostek Zależnych											
	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.						**2 703**		**320**			
20	Naft-Trans Sp. z o.o. Krosno	Krosno	Obsługa i naprawy pojazdów mechanicznych	zależna	konsolidowana	b.d.	2 253	2 021	232	99,70%	99,70%	-
21	Naft-Stal Sp. z o.o. Krosno	Krosno	Produkcja konstrukcji metalowych i ich części	zależna	konsolidowana	b.d.	450	362	88	98,50%	98,50%	-
	Spółki powiązane wykazywane w bilansie Emitenta						**43 686**		**14 345**			
22	ZRUG Pogórska Wola Sp. z o.o.	Pogórska Wola	Realizacja programów remontowych, renowacji i budowy infrastruktury gazowniczej, budowa nowych obiektów infrastruktury gazowniczej, realizacja robót inżynieryjnych dla sektora gazowniczego	zależna	nie konsolidowana	1998-08-14	4 300	3 129	1 171	100,00%	100,00%	-
23	Górnictwo Naftowe Sp. z o. o.	Warszawa	Poszukiwanie, zagospodarowywanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, geologia, geofizyka powierzchniowa i wiertnicza, poszukiwania kopalin i wód oraz przeprowadzanie ich eksploatacji, intensyfikacji, wydobycia, pomiarów złożowych a także likwidacji odwiertów, składowania odpadów i ochrony środowiska, projektowanie , wytwarzanie , budowa i remonty maszyn, urządzeń i instalacji do wytwarzania, przesyłania i rozdzielania gazu, export gazów, ropy naftowej, ich przetworów, oraz innych produktów i usług, produkcja energii elektrycznej i ciepła z gazu, oraz obrót, przesył i dystrybucja tymi mediami, ratownictwo górnicze, prowadzenie badań i studiów w zakresie przedmiotu przedsiębiorstwa Spółki, wykonywanie otworów wiertniczych: badawczych,	zależna	nie konsolidowana	2000-12-22	50	0	50	100,00%	100,00%	-

			poszukiwawczych, rozpoznawczych i eksploatacyjnych, a także geologicznych, hydrogeologicznych, geotermalnych, mrożeniowych, otworów na potrzeby podziemnych magazynów węglowodorów oraz składowania odpadów zanieczyszczających środowisko									
24	Geovita Sp. z o.o.	Warszawa	Działalność hotelarska, restauracyjna, sprzedaż wyrobów alkoholowych, farmaceutyków, wyrobów tytoniowych, działalność biur podróży, reklama opieka wychowawcza, szpitalnictwo, działalność paramedyczna	zależna	nie konsolidowana	2003-04-09	50	0	50	100,00%	100,00%	-
25	BUD - GAZ Sp. z o.o.	Warszawa	Budowa i eksploatacja sieci i instalacji gazowniczych, budowa gazociągów z tworzyw sztucznych, wykonywanie analiz chemicznych, w tym analiz paliw gazowych, ciekłych i stałych oraz produktów ich przetwarzania	zależna	nie konsolidowana	1989-03-21	3	0	3	100,00%	100,00%	-
26	PP-UiH TURGAZ Sp. z o.o.	Krosno	Montaż urządzeń do zasilania silników samochodowych gazem płynnym, handel gazem propan-butan i innymi produktami ropopochodnymi	zależna	nie konsolidowana	1995-09-08	90	0	90	51,14%	51,14%	-
27	Nysagaz Sp. z o.o.	Zgorzelec	Modernizacja i eksploatacja Elektrociepłowni Zgorzelec, Elektrociepłowni Bolesławiec i Elektrociepłowni Wrocław, świadczenie usług w dziedzinie zaopatrywania w energię i jej wytwarzania oraz obrót produktami energetycznymi wszelkiego rodzaju zwłaszcza energią elektryczną, cieplną, gazem i gazem płynnym	zależna	nie konsolidowana	2000-10-25	1 020	0	1 020	51,00%	51,00%	-
28	ZRUG Warszawa S.A.	Warszawa	Realizacja programów remontowych, renowacji i budowy infrastruktury gazowniczej, realizacja programów inspekcyjnych dla infrastruktury gazowniczej, budowa nowych obiektów infrastruktury gazowniczej	stowarzyszona	nie konsolidowana	1999-04-20	2 940	2 940	0	49,00%	49,00%	-
29	Sahara Petroleum Technology Llc (Sp. z o.o.)	Muskata (Oman)	Świadczenie usług w zakresie wierceń poszukiwawczych oraz produkcji ropy i gazu, utrzymania ruchu, części zamiennych, importu i exportu, usług agencyjnych i przedstawicielstwa handlowego.	stowarzyszona	nie konsolidowana	2000-10-01	879	0	879	49,00%	49,00%	-
30	INVESTGAS S.A.	Warszawa	Organizowanie i wykonywanie robót inwestycyjnych w zakresie budowy podziemnych magazynów gazu	stowarzyszona	nie konsolidowana	1993-09-03	245	0	245	49,00%	49,00%	-
31	GAZTEC Sp. z o.o.	Warszawa	Projektowanie i wytwarzanie systemów rur z tworzyw sztucznych oraz sprzedaż tych rur w Polsce i za granicą, import systemów rur z tworzyw sztucznych	stowarzyszona	nie konsolidowana	1994-09-22	960	960	0	48,00%	48,00%	-
32	Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	Warszawa	Produkcja energii elektrycznej i cieplnej przede wszystkim z wykorzystaniem gazu wysokometanowego i zaazotowanego, identyfikowanie, projektowanie i realizacja przedsięwzięć inwestycyjnych związanych z wykorzystaniem gazu do eksploatacji elektrowni gazowych	stowarzyszona	nie konsolidowana	2000-11-14	912	0	912	48,00%	48,00%	-
33	PFK "Gaskon" S.A.	Warszawa	Organizacja i prowadzenie inwestycji kapitałowych, organizowanie finansowania lub pośrednictwo w zakupie maszyn, urządzeń, surowców i usług	stowarzyszona	nie konsolidowana	1992-11-10	8 000	2 875	5 125	45,94%	45,94%	-
34	Gazomontaż S.A.	Wołomin	Budowa i remonty rurociągów w pełnym zakresie średnic i ciśnień, wykonywanie konstrukcji stalowych	stowarzyszona	nie konsolidowana	1995-08-24	468	0	468	45,18%	45,18%	-
35	ZRUG Poznań Sp. z o.o.	Poznań	Produkcja, usługi i handel, prace remontowo-budowlane	stowarzyszona	nie konsolidowan	1993-12-21	1 515	0	1 515	40,08%	41,74%	-

			w branży gazowniczej		a							
36	ZWUG Intergaz Sp. z o.o.	Tarnowskie Góry	Produkcja liczników gazowych, urządzeń gazowniczych oraz ich oprzyrządowania	stowarzyszona	nie konsolidowana	1990-12-19	1 800	0	1 800	38,30%	38,30%	-
37	Dewon S.A.	Kijów (Ukraina)	Wdrażanie projektów i innych rodzajów działalności, w której akcjonariusze biorą wspólny udział; wydobycie ropy naftowej, gazu ziemnego i kondensatu na Ukrainie; udział w innych rodzajach działalności związanych z branżą naftowo – gazową, włącznie z transportem, przerobem, przygotowaniem i dostarczaniem ropy naftowej i gazu ziemnego, a także produktów ich przerobu, jak również udział we wszelkich rodzajach operacji komercyjnych związanych z wyżej wymienioną działalnością, realizacja eksportu i importu towarów i usług, ich dostaw na terytorium innych krajów, włącznie ze sprzedażą za waluty wymienialne	stowarzyszona	nie konsolidowana	1999-11-17	2 867	2 867	0	36,38%	36,38%	-
38	HS Szczakowa S.A.	Jaworzno	Produkcja oraz kształtowanie i obróbka tafli szklanych, produkcja szkła dmuchanego i włókien szklanych, produkcja i przetwarzanie innych rodzajów szkła /w tym szkła technicznego/, działalność handlowa i usługowa w powyższym zakresie	stowarzyszona	nie konsolidowana	1994-06-30	14 137	14 137	0	33,30%	33,30%	-
39	ZRUG Toruń S.A.	Toruń	Budowa, modernizacja i remonty infrastruktury gazowniczej i obiektów inżynierskich oraz handel i usługi materialne i niematerialne	stowarzyszona	nie konsolidowana	1998-04-22	1 300	752	548	31,33%	31,33%	-
40	Izostal S.A.	Zawadzkie	Powlekanie rur stalowych warstwą izolującą, przeizolowanie rur stalowych oraz ich obrót i sprzedaż	stowarzyszona	nie konsolidowana	1993-07-14	1 360	1 360	0	26,15%	26,15%	-
41	MED-FROZ S.A.	Wrocław	Prowadzenie wielobranżowej działalności usługowej, produkcyjnej, handlowej oraz robót budowlanych i usług projektowych, a w szczególności: usługi lekarsko-medyczne, handel hurtowy i detaliczny środkami farmaceutycznymi, jak też surowcami i produktami służącymi do ochrony i pielęgnacji zdrowia, produkcja, kooperacja i handel oraz usługi techniczne w dziedzinie aparatury, sprzętu oraz wyposażenia medycznego i ochrony środowiska	stowarzyszona	nie konsolidowana	1991-06-19	35	35	0	23,07%	23,07%	-
42	ZRUG Zabrze Sp. z o.o.	Zabrze	Realizacja programów remontowych, renowacji i budowy infrastruktury gazowniczej, realizacja programów inspekcyjnych dla infrastruktury gazowniczej, budowa nowych obiektów infrastruktury gazowniczej wraz z pomocniczą produkcją niezbędnych elementów wyposażenia urządzeń gazowniczych.	stowarzyszona	nie konsolidowana	1998-08-14	600	231	369	21,82%	21,82%	-
43	WOC "TE-MA" Sp. z o.o.	Terespol	Sprzedaż, obsługa i naprawy pojazdów mechanicznych, sprzedaż detaliczna paliw do pojazdów samochodowych	stowarzyszona	nie konsolidowana	1989-07-21	55	55	0	20,97%	20,97%	-
44	GAZSTAL S.A.	Zielona Góra	Handel hurtowy i detaliczny wyrobami hutniczymi i artykułami metalowymi, maszynami i urządzeniami oraz innymi produktami przemysłowymi, w kraju i za granicą,	stowarzyszona	nie konsolidowana	1994-11-04	100	0	100	20,00%	20,00%	-
45	Grespol - 7 Sp. z o.o.	Warszawa	Telefonia stacjonarna, telefonia ruchoma, transmisje danych i teleinformatyka, pozostałe usługi telekomunikacyjne, wykonywanie robót ogólnobudowlanych w zakresie obiektów liniowych: rurociągów, linii energetycznych i telekomunikacyjnych-lokalnych, produkcja izolowanych	powiązana	nie konsolidowana	1998-03-16	0	0	0	10,00%	10,00%	połowa składu w radzie nadzorczej

			drutów i przewodów, badania i analizy techniczne									
	Spółki powiązane wykazywane w bilansach Jednostek Zależnych											
	Geofizyka Toruń Sp. z o.o.						**88**		**88**			
46	Geofizyka Toruń Germany GmbH Schwarmstedt	Schwarmstedt (Niemcy)	b.d.	zależna	nie konsolidowana	b.d.	88	0	88	100,00%	100,00%	-
	PNiG Jasło Sp. z o.o.						**81**		**80**			
47	PPU "Pertomin " Wołomin	Wołomin	b.d.	stowarzyszona	nie konsolidowana	b.d.	80	0	80	40,00%	40,00%	-
48	"Geotermia" Stargard szczecin	Stargard Szczecin	b.d.	stowarzyszona	nie konsolidowana	b.d.	1	1	0	25,00%	25,00%	-
	PNiG Piła Sp. z o.o.						**1 807**		**1 807**			
49	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. Piła	Piła	Wynajmowanie lokali mieszkalnych i użytkowych, działalność gastronomiczna, usługi lekarskie	zależna	nie konsolidowana	b.d.	1 807	0	1 807	100,00%	100,00%	-
	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.						**0**		**0**			
50	ZRUG Warszawa S.A.	Warszawa	Realizacja programów remontowych, renowacji i budowy infrastruktury gazowniczej, realizacja programów inspekcyjnych dla infrastruktury gazowniczej, budowa nowych obiektów infrastruktury gazowniczej	stowarzyszona	nie konsolidowana	1999-04-20	0	0	0	49,00%	49,00%	Udział za pośrednictwem spółki PGNiG S.A. (która posiada 49,00% udział) wynosi 98,00%
	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.						**201**		**201**			
51	Gazobudowa Poznań Sp. z o.o.	Poznań	Prowadzenie działalności w zakresie robót i usług budowlanych, instalacyjnych, gazowych, wodnych, kanalizacyjnych i melioracyjnych	stowarzyszona	nie konsolidowana	b.d.	163	0	163	49,00%	49,00%	-
52	Gazobudowa Kraków Sp. z o.o.	Kraków	Prowadzenie działalności w zakresie robót i usług budowlanych, instalacyjnych, gazowych, wodnych, kanalizacyjnych i melioracyjnych	stowarzyszona	nie konsolidowana	b.d.	38	0	38	47,20%	47,20%	-
	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.						**2**		**2**			
53	"Naftek" Sp. z o.o. w Krośnie	Krosno	b.d.	stowarzyszona	nie konsolidowana	b.d.	2	0	2	44,00%	44,00%	b.d.
	PN Diament Sp. z o.o.						**49**		**49**			
54	GAZSTAL S.A. Zielona Góra	Zielona Góra	b.d.	stowarzyszona	nie konsolidowana	b.d.	49	0	49	7,00%	7,00%	Udział za pośrednictwem spółki PGNiG S.A. (która posiada 20,00% udział) wynosi 27,00%

	Spółki powiązane wykazywane w bilansach Jednostek Stowarzyszonych						**0**		**0**			
	SGT EUROPOL GAZ S.A.						**0**		**0**			
55	PolGazTelekom S.A. Warszawa	Warszawa	b.d.	stowarzyszona	nie konsolidowana	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	32,00%	32,00%	b.d.
	Gas Trading S.A.						**0**		**0**			
56	Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o. Dębica	Dębica	Usługi i handel gazami płynnymi	zależna	nie konsolidowana	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	99,04%	99,04%	b.d.
	PFK Gaskon S.A. Warszawa						**0**		**0**			
57	ALFA-CENTER Sp. z o.o. Warszawa	Warszawa	b.d.	zależna	nie konsolidowana	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	93,45%	93,45%	b.d.
	BG GAZOMONTAŻ w Wołominie S.A.						**0**		**0**			
58	Mazowiecki Dom Inwestycyjny Sp. z o.o. Ząbki	Ząbki	b.d.	zależna	nie konsolidowana	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	60,00%	60,00%	b.d.
	Izostal S.A. Zawadzkie						**0**		**0**			
59	EUROTUBE Slovakia (Bratysława)	Bratysława (Słowacja)	b.d.	zależna	nie konsolidowana	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	50,04%	50,04%	b.d.
60	EUROTUBE Izostal & Partnerzy S.A. Katowice	Katowice	b.d.	stowarzyszona	nie konsolidowana	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	46,60%	46,60%	b.d.

UDZIAŁY LUB AKCJE W JEDNOSTKACH PODPORZĄDKOWANYCH-stan na 31.12.2003																	
lp.	a	m						n			o			p	r	s	T
	nazwa (firma) jednostki, ze wskazaniem formy prawnej	Kapitał własny jednostki, w tym						Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania jednostki, w tym:			Należności jednostki			Aktywa jednostki razem	Przychody ze sprzedaży	Nieopłacona przez emitenta wartość udziałów/ akcji w jednostce	Otrzymane lub należne dywidendy od jednostki za ostatni rok obrotowy
			Kapitał zakładowy	Kapitał zapasowy	Pozostały kapitał własny w tym:				Zobowiązania długoterminowe	Zobowiązania krótkoterminowe		Należności długoterminowe	Należności krótkoterminowe				
						Zysk (strata) z lat ubiegłych	Zysk (strata) netto										
1	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	1 425 665	1 410 899	0	14 766	-13	14 779	369 009	0	327 262	241 926	135	241 791	1 807 434	1 530 834	0	0
2	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 179 014	1 214 341	0	-35 327	0	-35 327	275 955	0	234 847	180 662	0	180 662	1 464 720	1 172 021	0	0
3	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	1 041 714	997 841	0	43 873	-3	43 876	251 317	0	187 037	252 471	0	252 471	1 309 907	1 458 025	0	0
4	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	857 779	864 071	0	-6 292	-2	-6 290	247 089	124	229 652	207 544	62	207 482	1 118 933	1 103 494	0	0
5	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	557 570	562 690	0	-5 120	0	-5 120	150 569	0	122 406	133 264	0	133 264	713 312	737 245	0	0
6	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	547 415	551 108	0	-3 693	0	-3 693	163 128	4 071	139 292	119 192	0	119 308	715 449	738 046	0	0
7	PNiG Jasło Sp. z o.o.	101 122	100 000	751	371	0	371	45 269	0	33 488	54 678	385	54 293	146 390	142 420	0	0
8	PNiG Kraków Sp. z o.o.	88 102	98 850	289	-11 037	-10 518	1 058	88 958	2 277	76 815	48 680	0	48 680	177 060	196 769	0	0
9	PN Diament Sp. z o.o.	62 500	62 000	288	211	0	211	18 871	0	11 417	25 005	0	25 005	81 539	84 645	0	800
10	PNiG Piła Sp. z o.o.	55 032	60 000	0	-4 968	-6 468	963	44 883	179	36 016	27 611	0	27 611	99 963	133 169	0	0
11	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	12 542	39 220	0	-26 678	-27 429	753	47 189	0	35 790	31 037	0	31 037	60 104	94 800	0	0
12	Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	29 404	34 400	0	-4 996	-5 447	430	43 092	7 932	24 242	25 885	0	25 885	72 827	95 443	0	0
13	Geofizyka Toruń Sp. z o.o.	26 342	33 000	0	-6 658	-7 517	844	49 397	3 353	34 376	30 469	0	30 469	75 739	136 336	0	0
14	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.	19 805	25 751	0	-5 946	-15 432	346	42 929	0	38 042	25 786	0	25 786	62 902	130 725	0	0
15	ZUN Naftomet Sp. z o.o.	16 460	23 500	0	-7 040	-6 031	-1 010	7 832	0	3 129	3 520	0	3 520	24 443	24 947	0	0
16	PGNiG Finance B.V.	-312 EUR (-1 471 PLN)	20 EUR (76 PLN)	0,00	-332 EUR (-1 547 PLN)	- 49 EUR (-195 PLN)	-283 EUR (-1 258 PLN)	688 634 EUR (3 248 289 PLN)	676 949 EUR (3 193 170 PLN)	11 685 EUR (55 119 PLN)	0	0	0,00	688 323 EUR (3 246 817 PLN)	0,00	0	0

17	BSiPG Gazoprojekt S.A.	21 484	4 000	4 166	13 318	0	276	7 830	0	4 431	5 550	0	5 550	29 314	17 869	0	444
18	SGT EUROPOL GAZ S.A.	1 333 654	80 000	2	1 253 652	440 551	580 070	5 342 951	4 026 824	1 131 002	456 337	0	456 337	6 679 128	1 587 815	0	0
19	Gas Trading S.A.	57 634	2 975	53 992	667	0	666	7 256	0	7 061	10 809	0	10 809	64 889	47 504	0	849
20	Naft-Trans Sp. z o.o. Krosno	102	2 260	0	-2 158	-2 491	333	2 195	52	1 330	1 024	2	1 023	2 297	7 485	0	0
21	Naft-Stal Sp. z o.o. Krosno	116	458	129	-471	-529	58	2 565	0	2 127	1 438	0	1 438	2 681	9 397	0	0
22	ZRUG Pogórska Wola Sp. z o.o.	5 731	4 300	1 600	-169	-313	144	454 039	444 140	9 899	8 885	0	8 885	16 480	30 230	0	0
23	Górnictwo Naftowe Sp. z o. o.	50	50	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0
24	Geovita Sp. z o.o.	50	50	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0
25	BUD - GAZ Sp. z o.o.	80	3 235	40	51	0	-14	545	0	540	337 446	0	337 446	890	4 709	0	0
26	PP-UiH TURGAZ Sp. z o.o.	804	176	88	105	0	105	131	0	131	117	0	117	935	2 858	0	0
27	Nysagaz Sp. z o.o.	1 907	2 000	94	-187	0	-187	24	0	24	34	0	34	1 817	0	0	0
28	ZRUG Warszawa S.A.	-1 621	6 000	29	-7 567	-4 274	-3 293	4 691	0	4 681	2 391	0	2 391	4 175	6 614	0	0
29	Sahara Petroleum Technology Llc (Sp. z o.o.)	b.d.	150 RO	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0
30	INVESTGAS S.A.	8 685	500	7 366	820	0	820	5 562	30	5 532	10 058	0	10 058	17	44 913	0	490
31	GAZTEC Sp. z o.o.	2 000	2 000	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0
32	Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	1 900	1 900	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0
33	PFK "Gaskon" S.A.	13 061	13 061	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	42
34	Gazomontaż S.A.	1 945	1 499	0	446	0	446	10 590	0	10 590	12 906	0	12 906	30 822	55 130	0	0
35	ZRUG Poznań Sp. z o.o.	9 067	3 780	3 521	1 766	0	1 766	5 347	0	5 347	6 815	0	6 815	15 323	20 102	0	236
36	ZWUG Intergaz Sp. z o.o.	16 831	4 700	10 319	1 810	0	-1 013	1 745	0	1 745	5 014	0	5 014	18 876	27 408	0	125
37	Dewon S.A.	-902 UAH (-633 PLN)	3 716 UAH (2 606 PLN)	0,00	4 619 UAH (-3 239 PLN)	-4 680 UAH (-3 282 PLN)	-8 476UAH (-5 944 PLN)	29 429 UAH (20 638 PLN)	16 512 UAH (11 580 PLN)	12 917 UAH (9 058 PLN)	4 242 UAH (2 975 PLN)	0,00	4 242 UAH (2 975 PLN)	28 526 UAH (20 005 PLN)	1 952UAH (1 369 PLN)	0	0
38	HS Szczakowa S.A.	-1 668	16 335	0	-18 003	0	-18 003	191 379	0	191 379	6 038	0	6 038	56 828	46 182	0	0
39	ZRUG Toruń S.A.	2 320	4 150	0	-1 830	-1 908	78	6 244	0	5 645	5 521	0	5 521	8 563	12 940	0	0

40	Izostal S.A.	5 203	5 200	0	3	0	3	33 665	20 426	13 239	8 206	0	8 206	21 870	60 178	0	0
41	MED-FROZ S.A.	152	152	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0
42	ZRUG Zabrze Sp. z o.o.	2 751	2 750	0	1	0	1	3 440	0	3 440	4 365	0	4 365	6 344	12 997	0	0
43	WOC "TE-MA" Sp. z o.o.	262	262	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0,00
44	GAZSTAL S.A.	6 004	500	4 390	1 114	0	1 114	3 075		3 075	4 648	0	4 648	9 121	38 080	0	100
45	Grespol - 7 Sp. z o.o.	4	4	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0
46	Geofizyka Toruń Germany GmbH Schwarmstedt	45	88	0,00	-43	0	-43	0	0	0	0	0	0	3 145	265	b.d.	0
47	PPU "Pertomin " Wołomin	200	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0
48	"Geotermia" Stargard szczecin	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0
49	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. Piła	1 812	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	44 363,15	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	2 062	1 768	b.d.	0
50	ZRUG Warszawa S.A.	-1 621	6 000	29	-7 567	-4 274	-3 293	4 691	0	4 681	2 391	0	2 391	4 175	6 614	0	0
51	Gazobudowa Poznań Sp. z o.o.	1 682	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	424	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	4 165	16 448	b.d.	0
52	Gazobudowa Kraków Sp. z o.o.	1 381	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	232	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	3 831	7 982	b.d.	0
53	"Naftek" Sp. z o.o. w Krośnie	14	5	b.d.	9	b.d.	9	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	13	47	b.d.	0
54	GAZSTAL S.A. Zielona Góra	6 004	500	4 390	1 114	0,00	1 114	3 075	b.d.	3 075	4 648	0	4 648	9 121	38 080	b.d.	35
55	PolGazTelekom S.A. Warszawa	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
56	Gas-Trading	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.

	Podkarpacie Sp. z o.o. Dębica																
57	ALFA-CENTER Sp. z o.o. Warszawa	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
58	Mazowiecki Dom Inwestycyjny Sp. z o.o. Ząbki	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
59	EUROTUBE Slovakia (Bratysława)	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
60	EUROTUBE Izostal & Partnerzy S.A. Katowice	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.

UDZIAŁY LUB AKCJE W JEDNOSTKACH PODPORZĄDKOWANYCH – stan na dzień 31.12.2002												
Lp.	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l
	nazwa (firma) jednostki, ze wskazaniem formy prawnej	siedziba	przedmiot przedsiębiorstwa	Charakter powiązania	Zastosowana metoda konsolidacji	Data objęcia kontroli/współkontroli/ Uzyskania znaczącego wpływu :	Wartość objęcia udziałów według ceny nabycia	Korekty aktualizujące wartość	Wartość bilansowa udziałów	Procent posiadanego udziału	Udział w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu	Wskazanie innej podstawy kontroli/współkontroli/znaczącego wpływu
	Spółki konsolidowane wykazywane w bilansie Emitenta											
1	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	Tarnów	Eksploatacja sieci gazowniczych niskiego i średniego ciśnienia oraz sieci przesyłowych., bezzbiornikowe magazynowanie gazu we wnętrzu ziemi, handel w kraju i za gr. w zakresie przedmiotu przedsiębiorstwa Spółki, projektowanie , wytwarzanie , budowa i remonty maszyn i urządzeń	zależna	konsolidowana	2000-12-22	50	0	50	100,00%	100,00%	
2	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Zabrze	j.w.	zależna	konsolidowana	2000-12-22	50	0	50	100,00%	100,00%	
3	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	Warszawa	j.w.	zależna	konsolidowana	2000-12-22	50	0	50	100,00%	100,00%	
4	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Poznań	j.w.	zależna	konsolidowana	2000-12-22	50	0	50	100,00%	100,00%	
5	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Gdańsk	j.w.	zależna	konsolidowana	2002-12-11	50	0	50	100,00%	100,00%	
6	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Wrocław	j.w.	zależna	konsolidowana	2002-12-11	50	0	50	100,00%	100,00%	
7	PNiG Jasło Sp. z o.o.	Jasło	Prowadzenie wierceń za surowcami mineralnymi, w tym głównie za ropą naftową i gazem ziemnym, wykonywanie otworów wiertniczych: poszukiwawczych, badawczych, rozpoznawczych, eksploatacyjnych, a także geologicznych, hydrogeologicznych, geotermalnych, mrożeniowych	zależna	konsolidowana	1998-04-06	100 000	4 683	95 317	100,00%	100,00%	
8	PNiG Kraków Sp. z o.o.	Kraków	Wiercenia geologiczne, poszukiwawcze oraz eksploatacyjne zmierzające do stwierdzenia istnienia złóż gazu ziemnego, ropy naftowej oraz jej naturalnych pochodnych i innych kopalin, a także rekonstrukcja otworów wiertniczych, usługi serwisowe związane z wierceniami	zależna	konsolidowana	1998-04-06	98 850	5 243	93 607	100,00%	100,00%	
9	PN Diament Sp. z o.o.	Zielona Góra	Wykonywanie robót wiertniczych, poszukiwanie i zagospodarowanie kopalin, zagospodarowanie, rekultywacja i eksploatacja wyrobisk, roboty związane z wierceniem studni, usługi budowlano-montażowe	zależna	konsolidowana	1998-04-06	62 000	6 393	55 607	100,00%	100,00%	
10	PNiG Piła Sp. z o.o.	Piła	Poszukiwania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, a w szczególności programowanie, projektowanie, wykonywanie i dokumentowanie wiertniczych otworów badawczych, rozpoznawczych, poszukiwawczych oraz eksploatacyjnych na zlecenie inwestorów krajowych i zagranicznych	zależna	konsolidowana	1998-04-06	60 000	6 178	53 822	100,00%	100,00%	
11	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	Zabrze	Projektowanie, budowa i remont gazociągów ,urządzeń	zależna	konsolido	1998-03-16	39 220	26 438	12 782	100,00%	100,00%	

			i obiektów górnictwa naftowego i gazownictwa, montaż i rozruch urządzeń oraz obiektów górnictwa naftowego i gazownictwa, montaż i rozruch instalacji pomiarów i automatyki oraz telemetrii		wana							
12	Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	Kraków	Programowanie, projektowanie, wykonywanie i dokumentowanie badań z zakresu geofizyki, opracowywanie i interpretowanie danych z pomiarów geofizycznych, wykonywanie robót strzałowych i wiertniczych, projektowanie techniczne oraz wykonywanie zabiegów i prac specjalistycznych	zależna	konsolido wana	1998-04-06	34 400	5 427	28 973	100,00%	100,00%	
13	Geofizyka Toruń Sp. z o.o.	Toruń	Projektowanie i wykonawstwo prac polowych, przetwarzanie i interpretacja geofizyki powierzchniowej i wiertniczej w celu poszukiwania kopalin i wód, świadczenie usług dla ludności w zakresie gazownictwa i górnictwa, projektowanie, wykonawstwo i interpretacja badań geofizycznych	zależna	konsolido wana	1998-04-06	33 000	7 255	25 745	100,00%	100,00%	
14	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.	Zabrze	Projektowanie, budowa i remont gazociągów ,urządzeń i obiektów górnictwa naftowego i gazownictwa, montaż i rozruch urządzeń oraz obiektów górnictwa naftowego i gazownictwa, montaż i rozruch instalacji pomiarów i automatyki oraz telemetrii	zależna	konsolido wana	1998-03-16	25 751	8 842	16 909	100,00%	100,00%	
15	ZUN Naftomet Sp. z o.o.	Krosno	Produkcja maszyn dla górnictwa, kopalnictwa oraz maszyn budowlanych, produkcja kurków i zaworów, łożysk i kół zębatych, przekładni zębatych i elementów napędowych oraz narzędzi mechanicznych	zależna	konsolido wana	1998-03-16	23 500	5 889	17 611	100,00%	100,00%	
16	PGNiG Finance B.V.	Amsterdam (Holandia)	Działalność finansowa (pośrednictwo)	zależna	konsolido wana	2001-09-14	76	0	76	100,00%	100,00%	
17	BSiPG Gazoprojekt S.A.	Wrocław	Projektowanie w zakresie architektury, inżynierii oraz doradztwa technicznego, projektowanie instalacji do produkcji, magazynowania, przesyłu i rozdziału gazu oraz stacji rozdzielczych, opracowywanie projektów gazyfikacji nowych obszarów	zależna	konsolido wana	1995-06-16	3 649	0	3 649	75,00%	75,00%	
18	SGT EUROPOL GAZ S.A.	Warszawa	Budowa i eksploatacja systemów gazociągów, a w szczególności: transport gazu gazociągami, organizacja procesów inwestycyjnych, projektowanie i budowa systemów gazociągów, budowa infrastruktury niezbędnej do budowy i eksploatacji systemów gazociągów	stowarzys zone	metoda praw własności	1993-09-23	38 400	0	38 400	48,00%	48,00%	
19	Gas Trading S.A.	Warszawa	Działalność handlowa artykułami konsumpcyjnymi, usługi pośrednictwa w zakresie realizacji transakcji eksportowo-importowych, budowa, remonty i modernizacje elektrowni oraz elektrociepłowni, w szczególności zasilanych gazem ziemnym, udział w transakcjach międzygiełdowych	stowarzys zone	metoda praw własności	1992-12-04	1 291	0	1 291	43,41%	43,41%	
20	ZUG GAZOMET Sp. z o.o.	Rawicz	Projektowanie, wytwarzanie, budowa, remont maszyn, urządzeń i instalacji służących do wydobywania i przesyłania ropy naftowej i gazu ziemnego, produkcja kurków i zaworów oraz zasuw, wytwarzanie konstrukcji stalowych, świadczenie usług remontowych	stowarzys zone	metoda praw własności	b.d.	2 719	761	1 958	27,00%	20,00%	

	Spółki konsolidowane wykazywane w bilansach Jednostek Zależnych											
	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.											
21	Naft-Trans Sp. z o.o. Krosno	Krosno	Obsługa i naprawy pojazdów mechanicznych	zależna	konsolidowana	b.d.	2 253	2 021	232	99,70%	99,70%	-
22	Naft-Stal Sp. z o.o. Krosno	Krosno	Produkcja konstrukcji metalowych i ich części	zależna	konsolidowana	b.d.	450	362	88	98,50%	98,50%	-
	Spółki powiązane wykazywane w bilansie Emitenta											
23	ZRUG Pogórska Wola Sp. z o.o.	Pogórska Wola	Realizacja programów remontowych, renowacji i budowy infrastruktury gazowniczej, budowa nowych obiektów infrastruktury gazowniczej, realizacja robót inżynieryjnych dla sektora gazowniczego	zależna	nie konsolidowana	1998-08-14	4 300	799	3 501	100,00%	100,00%	
24	Górnictwo Naftowe Sp. z o. o.	Warszawa	Poszukiwanie, zagospodarowywanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, geologia, geofizyka powierzchniowa i wiertnicza, poszukiwania kopalin i wód oraz przeprowadzanie ich eksploatacji, intensyfikacji, wydobycia, pomiarów złożowych a także likwidacji odwiertów, składowania odpadów	zależna	nie konsolidowana	2000-12-22	50	0	50	100,00%	100,00%	
25	BUD - GAZ Sp. z o.o.	Warszawa	Budowa i eksploatacja sieci i instalacji gazowniczych, budowa gazociągów z tworzyw sztucznych, wykonywanie analiz chemicznych, w tym analiz paliw gazowych, ciekłych i stałych oraz produktów ich przetwarzania	zależna	nie konsolidowana	1989-03-21	3	0	3	100,00%	100,00%	
26	PP-UiH TURGAZ Sp. z o.o.	Krosno	Montaż urządzeń do zasilania silników samochodowych gazem płynnym, handel gazem propan-butan i innymi produktami ropopochodnymi	zależna	nie konsolidowana	1995-09-08	90	0	90	51,14%	51,14%	
27	Nysagaz Sp. z o.o.	Zgorzelec	Modernizacja i eksploatacja Elektrociepłowni Zgorzelec, Elektrociepłowni Bolesławiec i Elektrociepłowni Wrocław, świadczenie usług w dziedzinie zaopatrywania w energię i jej wytwarzania oraz obrót produktami energetycznymi wszelkiego rodzaju	zależna	nie konsolidowana	2000-10-25	1 020	0	1 020	51,00%	51,00%	
28	ZRUG Warszawa S.A.	Warszawa	Realizacja programów remontowych, renowacji i budowy infrastruktury gazowniczej, realizacja programów inspekcyjnych dla infrastruktury gazowniczej, budowa nowych obiektów infrastruktury gazowniczej	stowarzyszone	nie konsolidowana	1999-04-20	2 940	2 299	641	49,00%	49,00%	
29	Sahara Petroleum Technology Llc (Sp. z o.o.)	Muskata (Oman)	Świadczenie usług w zakresie wierceń poszukiwawczych oraz produkcji ropy i gazu, utrzymania ruchu, części zamiennych, importu i exportu, usług agencyjnych i przedstawicielstwa handlowego.	stowarzyszone	nie konsolidowana	2000-10-01	879	0	879	49,00%	49,00%	
30	INVESTGAS S.A.	Warszawa	Organizowanie i wykonywanie robót inwestycyjnych w zakresie budowy podziemnych magazynów gazu	stowarzyszone	nie konsolidowana	1993-09-03	245	0	245	49,00%	49,00%	
31	GAZTEC Sp. z o.o.	Warszawa	Projektowanie i wytwarzanie systemów rur z tworzyw sztucznych oraz sprzedaż tych rur w Polsce i za granicą, import systemów rur z tworzyw sztucznych	stowarzyszone	nie konsolidowana	1994-09-22	960	960	0	48,00%	48,00%	
32	Polskie Elektrownie Gazowe	Warszawa	Produkcja energii elektrycznej i cieplnej przede wszystkim	stowarzys	nie	2000-11-14	912	0	912	48,00%	48,00%	

	Sp. z o.o.		z wykorzystaniem gazu wysokometanowego i zaazotowanego, identyfikowanie, projektowanie i realizacja przedsięwzięć inwestycyjnych związanych z wykorzystaniem gazu do eksploatacji elektrowni gazowy	zone	konsolidowana							
33	PFK "Gaskon" S.A.	Warszawa	Organizacja i prowadzenie inwestycji kapitałowych, organizowanie finansowania lub pośrednictwo w zakupie maszyn, urządzeń, surowców i usług	stowarzyszone	nie konsolidowana	1992-11-10	8 000	2 038	5 962	45,94%	45,94%	
34	Gazomontaż S.A.	Wołomin	Budowa i remonty rurociągów w pełnym zakresie średnic i ciśnień, wykonywanie konstrukcji stalowych	stowarzyszone	nie konsolidowana	1995-08-24	468	0	468	45,18%	45,18%	
35	ZRUG Poznań Sp. z o.o.	Poznań	Produkcja, usługi i handel, prace remontowo-budowlane w branży gazowniczej	stowarzyszone	nie konsolidowana	1993-12-21	1 515	0	1 515	40,08%	40,08%	
36	ZWUG Intergaz Sp. z o.o.	Tarnowskie Góry	Produkcja liczników gazowych, urządzeń gazowniczych oraz ich oprzyrządowania	stowarzyszone	nie konsolidowana	1990-12-19	1 800	0	1 800	38,30%	38,30%	
37	Dewon S.A.	Kijów (Ukraina)	Wdrażanie projektów i innych rodzajów działalności, w której akcjonariusze biorą wspólny udział; wydobycie ropy naftowej, gazu ziemnego i kondensatu na Ukrainie; udział w innych rodzajach działalności związanych z branżą naftowo – gazową, włącznie z transportem, przerobem, przygotowaniem ropy naftowej i gazu ziemnego	stowarzyszone	nie konsolidowana	1999-11-17	984	0	983 737	36,38%	36,38%	
38	HS Szczakowa S.A.	Jaworzno	Produkcja oraz kształtowanie i obróbka tafli szklanych, produkcja szkła dmuchanego i włókien szklanych, produkcja i przetwarzanie innych rodzajów szkła /w tym szkła technicznego/, działalność handlowa i usługowa w powyższym zakresie	stowarzyszone	nie konsolidowana	1994-06-30	14 137	14 137	0	33,30%	33,30%	
39	ZRUG Toruń S.A.	Toruń	Budowa, modernizacja i remonty infrastruktury gazowniczej i obiektów inżynierskich oraz handel i usługi materialne i niematerialne	stowarzyszone	nie konsolidowana	1998-04-22	1 300	752	548	31,33%	31,33%	
40	Izostal S.A.	Zawadzkie	Powlekanie rur stalowych warstwą izolującą, przeizolowanie rur stalowych oraz ich obrót i sprzedaż	stowarzyszone	nie konsolidowana	1993-07-14	1 360	1 360	0	30,48%	30,48%	
41	MED-FROZ S.A.	Wrocław	Prowadzenie wielobranżowej działalności usługowej, produkcyjnej, handlowej oraz robót budowlanych i usług projektowych, a w szczególności: usługi lekarsko-medyczne, handel hurtowy i detaliczny środkami farmaceutycznymi, jak też surowcami i produktami służącymi do ochrony i pielęgnacji zdrowia, produkcja, kooperacja i handel oraz usługi techniczne w dziedzinie aparatury, sprzętu oraz wyposażenia medycznego i ochrony środowiska	stowarzyszone	nie konsolidowana	1991-06-19	35	35	0	23,07%	23,07%	
42	ZRUG Zabrze Sp. z o.o.	Zabrze	Realizacja programów remontowych, renowacji i budowy infrastruktury gazowniczej, realizacja programów inspekcyjnych dla infrastruktury gazowniczej, budowa nowych obiektów infrastruktury gazowniczej wraz z pomocniczą produkcją niezbędnych elementów wyposażenia urządzeń gazowniczych	stowarzyszone	nie konsolidowana	1998-08-14	600	231	369	21,82%	21,82%	
43	WOC "TE-MA" Sp. z o.o.	Terespol	Sprzedaż, obsługa i naprawy pojazdów mechanicznych, sprzedaż detaliczna paliw do pojazdów samochodowych	stowarzyszone	nie konsolidowana	1989-07-21	55	55	0	20,97%	20,97%	

44	GAZSTAL S.A.	Zielona Góra	Handel hurtowy i detaliczny wyrobami hutniczymi i artykułami metalowymi, maszynami i urządzeniami, wszelkimi paliwami i minerałami	stowarzyszone	nie konsolidowana	1994-11-04	100	0	100	20,00%	20,00%	

UDZIAŁY LUB AKCJE W JEDNOSTKACH PODPORZĄDKOWANYCH-stan na 31.12.2002

Lp.	a	m						n			o			p	r	s	T
	nazwa (firma) jednostki, ze wskazaniem formy prawnej	Kapitał własny jednostki, w tym						Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania jednostki, w tym:			Należności jednostki			Aktywa jednostki razem	Przychody ze sprzedaży	Nieopłacona przez emitenta wartość udziałów/ akcji w jednostce	Otrzymane lub należne dywidendy od jednostki za ostatni rok obrotowy
		Ogółem	Kapitał zakładowy	Kapitał zapasowy	Pozostały kapitał własny w tym:			Ogółem	Zobowiązania długoterminowe	Zobowiązania krótkoterminowe	Ogółem	Należności długoterminowe	Należności krótkoterminowe				
					Ogółem	Zysk (strata) z lat ubiegłych	Zysk (strata) netto										
1	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
3	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
4	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
5	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
6	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
7	PNiG Jasło Sp. z o.o.	101 451	100 000	5 000	-3 550	-7 884	4 334	31 562	0	20 168	32 213	0	32 213	133 013	160 329		
8	PNiG Kraków Sp. z o.o.	88 420	98 850	289	-10 719	-11 003	485	78 468	0	69 025	44 030	0	44 030	166 887	173 496		
9	PN Diament Sp. z o.o.	62 500	62 000	0	1 635	-4 134	5 769	18 148	0	10 967	25 156	0	25 156	81 782	97 985		
10	PNiG Piła Sp. z o.o.	55 032	60 000	1 613	-7 543	-8 870	790	26 851	0	26 699	28 633	0	28 633	94 190	151 881		
11	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	12 782	39 220	7 861	-34 299	-6 456	-28 833	29 551	0	20 305	13 624	0	13 624	44 958	64 352		
12	Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	28 914	34 400	2 474	-7 960	-8 240	418	48 711	8 376	27 737	25 762	0	25 762	78 083	111 375		
13	Geofizyka Toruń Sp. z o.o.	25 483	33 000	1 628	-9 146	-9 850	705	48 650	7 578	29 812	28 871	716	28 155	75 004	119 573		
14	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.	19 805	25 751	9 140	-9 229	-10 116	888	35 509	0	31 579	16 723	0	16 723	61 340	87 523		
15	ZUN Naftomet Sp. z o.o.	16 460	23 500	0	-4 731	-7 036	2 304	9 243	0	3 751	2 115	0	2 115	28 155	38 895		
16	PGNiG Finance B.V.	-117	76	0	-193	111	-306	2 850 850	2 804 618	46 232	0	0	0	2 850 733	0		

17	BSiPG Gazoprojekt S.A.	21 484	4 000	3 664	14 144	-158	1 260	10 205	94	4 130	4 790	0	4 790	32 014	21 902		
18	SGT EUROPOL GAZ S.A.	520 553	80 000	2	440 551	73 431	367 120	5 688 306	4 547 316	1 140 991	289 907	0	289 907	6 517 398	996 328		
19	Gas Trading S.A.	58 924	2 975	53 992	1 957	0	1 956	5 139	0	5 126	6 525	0	6 525	64 326	31 592		
20	ZUG GAZOMET Sp. z o.o.	11 121	13 000	0	-1 879	-1 614	-265	9 368	0	9 286		0	8 135	20 499	40 140		
21	Naft-Trans Sp. z o.o. Krosno	-231	2 260	0	2 491	-2 070	-421	2 495	240	1 543	811	0	810	2 263	6 693		
22	Naft-Stal Sp. z o.o. Krosno	58	458	0	400	-529	129	3 162	160	2 651	1 766	0	1 766	3 220	8 421		
23	ZRUG Pogórska Wola Sp. z o.o.	5 731	4 300	264	-881	-305	-272	10 606	0	10 606	5 686	0	5 686	15 046	26 642		
24	Górnictwo Naftowe Sp. z o. o.	50	50	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd		
25	BUD - GAZ Sp. z o.o.	80	3	16	51	0	24	504	0	504	352	0	352	715	4 152		
26	PP-UiH TURGAZ Sp. z o.o.	658	176	88	394	0	59	131	0	272	117	0	30	930	2 625		
27	Nysagaz Sp. z o.o.	1 979	2 000	94	-115	0	-115	26	0	26	31	0	31	2 004	0		
28	ZRUG Warszawa S.A.	-1 621	6 000	29	-4 274	-1 852	-2 422	3 334	304	2 810	1 475	0	1 475	5 007	9 974		
29	Sahara Petroleum Technology Llc (Sp. z o.o.)	bd	150 RO	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd		
30	INVESTGAS S.A.	8 869	500	7 330	1 039	0	1 035	11 371	30	10 091	10 058	0	12 060	20 343	60 324		
31	GAZTEC Sp. z o.o.	2 000	2 000	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd		
32	Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	1 900	1 900	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd		
33	PFK "Gaskon" S.A.	13 508	13 061	170	276	-59	308	bd	1 408	25 899	2 366	0	2 366	41 119	4 209		
34	Gazomontaż S.A.	15 148	1 499	13 621	28	-1 292	320	9 727	0	7 674	7 695	0	7 695	27 284	48 782		
35	ZRUG Poznań Sp. z o.o.	8 121	3 780	3 518	823	0	566	4 144	0	3 490	4 624	0	4 624	12 900	13 788		
36	ZWUG Intergaz Sp. z o.o.	16 831	4 700	9 095	1 363	0	-661	402	0	402	2 189	0	2 189	28 582	29 624		
37	Dewon S.A.	0	11 147 Hr	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd		
38	HS Szczakowa S.A.	-131 966	8 570	0	-140 536	-134 657	-5 879	196 261	0	181 704	6 080	0	6 080	66 442	29 916		
39	ZRUG Toruń S.A.	2 199	4 150	0	-1 951	-1 561	-390	7 144	23	6 497	4 496	0	4 496	9 343	17 185		
40	Izostal S.A.	-21 561	3 150	0	-24 711	-28 575	3 862	38 368	27 302	11 066	1 906	0	1 906	17 125	13 591		
41	MED-FROZ S.A.	152	152	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd		

42	ZRUG Zabrze Sp. z o.o.	2 872	2 750	100	23	0	23	2 079	0	2 079	476	0	476	4 952	12 463		
43	WOC "TE-MA" Sp. z o.o.	262	262	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd		
44	GAZSTAL S.A.	5 462	500	3 682	1 280	0	1 280	2 562	99	2 463	3 472	0	3 472	8 024	41 523		

UDZIAŁY LUB AKCJE W JEDNOSTKACH PODPORZĄDKOWANYCH – stan na dzień 31.12.2001												
Lp.	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l
	nazwa (firma) jednostki, ze wskazaniem formy prawnej	siedziba	przedmiot przedsiębiorstwa	Charakter powiązania	Zastosowana metoda konsolidacji	Data objęcia kontroli/współkontroli/ Uzyskania znaczącego wpływu:	Wartość objęcia udziałów według ceny nabycia	Korekty aktualizujące wartość	Wartość bilansowa udziałów	Procent posiadanego udziału	Udział w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu	Wskazanie innej podstawy kontroli/współkontroli/znaczącego wpływu
	Spółki konsolidowane wykazywane w bilansie Emitenta											
1	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.		Eksploatacja sieci gazowniczych niskiego i średniego ciśnienia oraz sieci przesyłowych., bezzbiornikowe magazynowanie gazu we wnętrzu ziemi, handel w kraju i za gr. w zakresie przedmiotu przedsiębiorstwa Spółki, projektowanie , wytwarzanie , budowa i remonty maszyn, urządzeń	zależna	konsolidowana	2000-12-22	50	0	50	100,00%	100,00%	-
2	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Zabrze	j.w.	zależna	konsolidowana	2000-12-22	50	0	50	100,00%	100,00%	-
3	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	Warszawa	j.w.	zależna	konsolidowana	2000-12-22	50	0	50	100,00%	100,00%	-
4	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Poznań	j.w.	zależna	konsolidowana	2000-12-22	50	0	50	100,00%	100,00%	-
5	PNiG Jasło Sp. z o.o.	Jasło	Prowadzenie wierceń za surowcami mineralnymi, w tym głównie za ropą naftową i gazem ziemnym, wykonywanie otworów wiertniczych: poszukiwawczych, badawczych, rozpoznawczych, eksploatacyjnych, a także geologicznych, hydrogeologicznych, geotermalnych, mrożeniowych	zależna	konsolidowana	1998-04-06	100 000	4 683	95 317	100,00%	100,00%	-
6	PNiG Kraków Sp. z o.o.	Kraków	Wiercenia geologiczne, poszukiwawcze oraz eksploatacyjne zmierzające do stwierdzenia istnienia złóż gazu ziemnego, ropy naftowej oraz jej naturalnych pochodnych i innych kopalin, a także rekonstrukcja otworów wiertniczych, usługi serwisowe związane z wierceniami	zależna	konsolidowana	1998-04-06	98 850	5 243	93 607	100,00%	100,00%	-
7	PN Diament Sp. z o.o.	Zielona Góra	Wykonywanie robót wiertniczych, poszukiwanie i zagospodarowanie kopalin, zagospodarowanie, rekultywacja i eksploatacja wyrobisk, roboty związane z wierceniem studni, usługi budowlano-montażowe	zależna	konsolidowana	1998-04-06	62 000	6 393	55 607	100,00%	100,00%	-
8	PNiG Piła Sp. z o.o.	Piła	Poszukiwania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, a w szczególności programowanie, projektowanie, wykonywanie i dokumentowanie wiertniczych otworów badawczych, rozpoznawczych, poszukiwawczych oraz eksploatacyjnych na zlecenie inwestorów krajowych i zagranicznych	zależna	konsolidowana	1998-04-06	60 000	0	60 000	100,00%	100,00%	-
9	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	Zabrze	Projektowanie, budowa i remont gazociągów ,urządzeń i obiektów górnictwa naftowego i gazownictwa, montaż i rozruch urządzeń oraz obiektów górnictwa naftowego i gazownictwa, montaż i rozruch instalacji pomiarów i automatyki oraz telemetrii	zależna	konsolidowana	1998-03-16	39 220	1 909	37 311	100,00%	100,00%	-

10	Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	Kraków	Programowanie, projektowanie, wykonywanie i dokumentowanie badań z zakresu geofizyki, opracowywanie i interpretowanie danych z pomiarów geofizycznych, wykonywanie robót strzałowych i wiertniczych, projektowanie techniczne oraz wykonywanie zabiegów i prac specjalistycznych	zależna	konsolidowana	1998-04-06	34 400	4 151	30 249	100,00%	100,00%	-
11	Geofizyka Toruń Sp. z o.o.	Toruń	Projektowanie i wykonawstwo prac polowych, przetwarzanie i interpretacja geofizyki powierzchniowej i wiertniczej w celu poszukiwania kopalin i wód, świadczenie usług dla ludności w zakresie gazownictwa i górnictwa, projektowanie, wykonawstwo i interpretacje badań geofizycznych	zależna	konsolidowana	1998-04-06	33 000	7 008	25 992	100,00%	100,00%	-
12	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.	Krosno	Budownictwo ogólne i inżynieria lądowa, wykonywanie specjalistycznych prac budowlanych, wynajem sprzętu budowlanego i branżowego łącznie z obsługą operatorską	zależna	konsolidowana	1998-03-16	25 751	8 842	16 909	100,00%	100,00%	-
13	ZUN Naftomet Sp. z o.o.	Krosno	Produkcja maszyn dla górnictwa, kopalnictwa oraz maszyn budowlanych, produkcja kurków i zaworów, łożysk i kół zębatych, przekładni zębatych i elementów napędowych oraz narzędzi mechanicznych	zależna	konsolidowana	1998-03-16	23 500	4 369	19 131	100,00%	100,00%	-
14	PGNiG Finance B.V.	Amsterdam (Holandia)	Działalność finansowa (pośrednictwo)	zależna	konsolidowana	2001-09-14	76	0	76	100,00%	100,00%	-
15	BSiPG Gazoprojekt S.A.	Wrocław	Projektowanie w zakresie architektury, inżynierii oraz doradztwa technicznego, projektowanie instalacji do produkcji, magazynowania, przesyłu i rozdziału gazu oraz stacji rozdzielczych, opracowywanie projektów gazyfikacji nowych obszarów	zależna	konsolidowana	1995-06-16	3 649	0	3 649	75,00%	75,00%	-
16	SGT EUROPOL GAZ S.A.	Warszawa	Budowa i eksploatacja systemów gazociągów, a w szczególności: transport gazu gazociągami, organizacja procesów inwestycyjnych, projektowanie i budowa systemów gazociągów, budowa infrastruktury niezbędnej do budowy i eksploatacji systemów gazociągów	stowarzyszone	metoda praw własności	1993-09-23	38 400	0	38 400	48,00%	48,00%	-
17	Gas Trading S.A.	Warszawa	Działalność handlowa artykułami konsumpcyjnymi, usługi pośrednictwa w zakresie realizacji transakcji eksportowo-importowych, budowa, remonty i modernizacje elektrowni oraz elektrociepłowni, w szczególności zasilanych gazem ziemnym, udział w transakcjach międzygiełdowych	stowarzyszone	metoda praw własności	1992-12-04	1 291	0	1 291	43,41%	43,41%	-
18	ZUG GAZOMET Sp. z o.o.	Rawicz	Projektowanie, wytwarzanie, budowa, remont maszyn, urządzeń i instalacji służących do wydobywania i przesyłania ropy naftowej i gazu ziemnego, produkcja kurków i zaworów oraz zasuw, wytwarzanie konstrukcji stalowych, świadczenie usług remontowych	stowarzyszone	metoda praw własności		13 597	3 672	9 924	27,00%	20,00%	
19	Bank Amerykański w Polsce Amerbank S.A.	Warszawa	Działalność bankowa	stowarzyszone	metoda praw własności		13 265	557	12 708 504	11,98%	20,86%	
	Spółki konsolidowane wykazywane w bilansach Jednostek Zależnych											
	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.											
20	Naft-Trans Sp. z o.o. Krosno	Krosno	Obsługa i naprawy pojazdów mechanicznych	zależna	konsolidowana	b.d.	2 253	2 021	232	99,70%	99,70%	-
21	Naft-Stal Sp. z o.o. Krosno	Krosno	Produkcja konstrukcji metalowych i ich części	zależna	konsolidowana	b.d.	450	362	88	98,50%	98,50%	-

	Spółki powiązane wykazywane w bilansie Emitenta											
22	ZRUG Pogórska Wola Sp. z o.o.	Pogórska Wola	Realizacja programów remontowych, renowacji i budowy infrastruktury gazowniczej, budowa nowych obiektów infrastruktury gazowniczej, realizacja robót inżynieryjnych dla sektora gazowniczego	zależna	nie konsolidowana	1998-08-14	4 300	799	3 501	100,00%	100,00%	-
23	Górnictwo Naftowe Sp. z o. o.	Warszawa	Poszukiwanie, zagospodarowywanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, geologia, geofizyka powierzchniowa i wiertnicza, poszukiwania kopalin i wód oraz przeprowadzanie ich eksploatacji, intensyfikacji, wydobycia, pomiarów złożowych a także likwidacji odwiertów, składowania odpadów	zależna	nie konsolidowana	2000-12-22	50	0	50	100,00%	100,00%	-
24	BUD - GAZ Sp. z o.o.	Warszawa	Budowa i eksploatacja sieci i instalacji gazowniczych, budowa gazociągów z tworzyw sztucznych, wykonywanie analiz chemicznych, w tym analiz paliw gazowych, ciekłych i stałych oraz produktów ich przetwarzania	zależna	nie konsolidowana	1989-03-21	3	0	3	100,00%	100,00%	-
25	PP-UiH TURGAZ Sp. z o.o.	Krosno	Montaż urządzeń do zasilania silników samochodowych gazem płynnym, handel gazem propan-butan i innymi produktami ropopochodnymi	zależna	nie konsolidowana	1995-09-08	90	0	90	51,14%	51,14%	-
26	Nysagaz Sp. z o.o.	Zgorzelec	Modernizacja i eksploatacja Elektrociepłowni Zgorzelec, Elektrociepłowni Bolesławiec i Elektrociepłowni Wrocław, świadczenie usług w dziedzinie zaopatrywania w energię i jej wytwarzania oraz obrót produktami energetycznymi wszelkiego rodzaju	zależna	nie konsolidowana	2000-10-25	1 020	0	1 020	51,00%	51,00%	-
27	ZRUG Warszawa S.A.	Warszawa	Realizacja programów remontowych, renowacji i budowy infrastruktury gazowniczej, realizacja programów inspekcyjnych dla infrastruktury gazowniczej, budowa nowych obiektów infrastruktury gazowniczej	stowarzyszone	nie konsolidowana	1999-04-20	2 940	1 074	1 866	49,00%	49,00%	-
28	Sahara Petroleum Technology Llc (Sp. z o.o.)	Muskata (Oman)	Świadczenie usług w zakresie wierceń poszukiwawczych oraz produkcji ropy i gazu, utrzymania ruchu, części zamiennych, importu i exportu, usług agencyjnych i przedstawicielstwa handlowego.	stowarzyszone	nie konsolidowana	2000-10-01	879	0	879	49,00%	49,00%	-
29	INVESTGAS S.A.	Warszawa	Organizowanie i wykonywanie robót inwestycyjnych w zakresie budowy podziemnych magazynów gazu	stowarzyszone	nie konsolidowana	1993-09-03	245	0	245	49,00%	49,00%	-
30	GAZTEC Sp. z o.o.	Warszawa	Projektowanie i wytwarzanie systemów rur z tworzyw sztucznych oraz sprzedaż tych rur w Polsce i za granicą, import systemów rur z tworzyw sztucznych	stowarzyszone	nie konsolidowana	1994-09-22	960	960	0	48,00%	48,00%	-
31	Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	Warszawa	Produkcja energii elektrycznej i cieplnej przede wszystkim z wykorzystaniem gazu wysokometanowego i zaazotowanego, identyfikowanie, projektowanie i realizacja przedsięwzięć inwestycyjnych związanych z wykorzystaniem gazu do eksploatacji elektrowni gazowych	stowarzyszone	nie konsolidowana	2000-11-14	912	0	912	48,00%	48,00%	-
32	PFK "Gaskon" S.A.	Warszawa	Organizacja i prowadzenie inwestycji kapitałowych, organizowanie finansowania lub pośrednictwo w zakupie maszyn, urządzeń, surowców i usług	stowarzyszone	nie konsolidowana	1992-11-10	8 000	2 038	5 962	45,94%	45,94%	-
33	Gazomontaż S.A.	Wołomin	Budowa i remonty rurociągów w pełnym zakresie średnic i ciśnień, wykonywanie konstrukcji stalowych	stowarzyszone	nie konsolidowana	1995-08-24	468	0	468	45,18%	45,18%	-
34	ZRUG Poznań Sp. z o.o.	Poznań	Produkcja, usługi i handel, prace remontowo-budowlane	stowarzys	nie	1993-12-21	1 515	0	1 515	40,08%	41,74%	-

			w branży gazowniczej	zone	konsolidowana							
35	ZWUG Intergaz Sp. z o.o.	Tarnowskie Góry	Produkcja liczników gazowych, urządzeń gazowniczych oraz ich oprzyrządowania	stowarzyszone	nie konsolidowana	1990-12-19	1 800	0	1 800	38,30%	38,30%	-
36	Dewon S.A.	Kijów (Ukraina)	Wdrażanie projektów i innych rodzajów działalności, w której akcjonariusze biorą wspólny udział; wydobycie ropy naftowej, gazu ziemnego i kondensatu na Ukrainie; udział w innych rodzajach działalności związanych z branżą naftowo – gazową, włącznie z transportem, przerobem, przygotowaniem ropy naftowej i gazu ziemnego	stowarzyszone	nie konsolidowana	1999-11-17	1 061	26	1 035	36,38%	36,38%	-
37	HS Szczakowa S.A.	Jaworzno	Produkcja oraz kształtowanie i obróbka tafli szklanych, produkcja szkła dmuchanego i włókien szklanych, produkcja i przetwarzanie innych rodzajów szkła /w tym szkła technicznego/, działalność handlowa i usługowa w powyższym zakresie	stowarzyszone	nie konsolidowana	1994-06-30	14 137	14 137	0	33,30%	33,30%	-
38	ZRUG Toruń S.A.	Toruń	Budowa, modernizacja i remonty infrastruktury gazowniczej i obiektów inżynierskich oraz handel i usługi materialne i niematerialne	stowarzyszone	nie konsolidowana	1998-04-22	1 300	615	685	31,33%	31,33%	-
39	Izostal S.A.	Zawadzkie	Powlekanie rur stalowych warstwą izolującą, przeizolowanie rur stalowych oraz ich obrót i sprzedaż	stowarzyszone	nie konsolidowana	1993-07-14	960	0	960	30,48%	26,15%	-
40	MED-FROZ S.A.	Wrocław	Prowadzenie wielobranżowej działalności usługowej, produkcyjnej, handlowej oraz robót budowlanych i usług projektowych, a w szczególności: usługi lekarsko-medyczne, handel hurtowy i detaliczny środkami farmaceutycznymi, jak też surowcami i produktami służącymi do ochrony i pielęgnacji zdrowia, produkcja, kooperacja i handel oraz usługi techniczne w dziedzinie aparatury, sprzętu oraz wyposażenia medycznego i ochrony środowiska	stowarzyszone	nie konsolidowana	1991-06-19	35	35	0	23,07%	23,07%	-
41	ZRUG Zabrze Sp. z o.o.	Zabrze	Realizacja programów remontowych, renowacji i budowy infrastruktury gazowniczej, realizacja programów inspekcyjnych dla infrastruktury gazowniczej, budowa nowych obiektów infrastruktury gazowniczej wraz z pomocniczą produkcją niezbędnych elementów wyposażenia urządzeń gazowniczych	stowarzyszone	nie konsolidowana	1998-08-14	600	231	369	21,82%	21,82%	-
42	WOC "TE-MA" Sp. z o.o.	Terespol	Sprzedaż, obsługa i naprawy pojazdów mechanicznych, sprzedaż detaliczna paliw do pojazdów samochodowych	stowarzyszone	nie konsolidowana	1989-07-21	55	55	0	20,97%	20,97%	-
43	GAZSTAL S.A.	Zielona Góra	Handel hurtowy i detaliczny wyrobami hutniczymi i artykułami metalowymi, maszynami i urządzeniami, wszelkimi paliwami i minerałami	stowarzyszone	nie konsolidowana	1994-11-04	20	0	20	20,00%	20,00%	-
	Razem						**575 283 575**	**66 238 752**	**521 753 326**			

UDZIAŁY LUB AKCJE W JEDNOSTKACH PODPORZĄDKOWANYCH-stan na 31.12.2001

Lp.	a	m						n			o			p	r	s	T
	nazwa (firma) jednostki, ze wskazaniem formy prawnej	Kapitał własny jednostki, w tym						Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania jednostki, w tym:			Należności jednostki			Aktywa jednostki razem	Przychody ze sprzedaży	Nieopłacona przez emitenta wartość udziałów/ akcji w jednostce	Otrzymane lub należne dywidendy od jednostki za ostatni rok obrotowy
		Ogółem	Kapitał zakładowy	Kapitał zapasowy	Pozostały kapitał własny w tym:			Ogółem	Zobowiązania długoterminowe	Zobowiązania krótkoterminowe	Ogółem	Należności długoterminowe	Należności krótkoterminowe				
					Ogółem	Zysk (strata) z lat ubiegłych	Zysk (strata) netto										
1	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	50	50	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	-	-
2	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	50	50	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	-	-
3	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	50	50	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	-	-
4	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	50	50	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	-	-
5	PNiG Jasło Sp. z o.o.	105 000	100 000	6 313	-1 313	-1 517	204	37 024	0	37 024	46 834	150	46 684	144 952	172 532	-	-
6	PNiG Kraków Sp. z o.o.	99 314	98 850	12	452	0	452	67 565	5 459	62 106	44 300	751	43 548	170 572	165 889	-	-
7	PN Diament Sp. z o.o.	61 194	62 000	0	-806	-2 013	1 207	9 459	0	9 459	29 767	0	29 767	74 056	80 119	-	-
8	PNiG Piła Sp. z o.o.	62 262	60 000	1 578	684	0	684	33 992	0	33 992	26 349	274	26 075	98 840	124 951	-	-
9	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	48 788	39 220	7 500	2 068	0	361	32 151	0	32 151	27 488	0	29 559	81 900	102 881	-	-
10	Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	37 233	34 400	2 455	379	0	379	29 570	0	29 570	44 510	0	27 488	71 813	120 455	-	-
11	Geofizyka Toruń Sp. z o.o.	35 266	33 000	1 595	672	0	672	31 927	0	31 927	44 510	0	44 510	75 845	153 374	-	-
12	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.	27 065	25 751	9 140	-7 827	-9 140	1 314	23 407	0	23 407	16 633	0	16 633	52 158	72 052	-	-
13	ZUN Naftomet Sp. z o.o.	19 757	23 500	0	-3 743	-4 369	626	4 316	0	4 316	5 650	0	5 650	25 579	31 837	-	-
14	PGNiG Finance B.V.	76	76	0	0	0	0	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	-	-
15	BSiPG Gazoprojekt S.A.	21 484	4 000	1 342	17 063	1 700	2 321	5 269	402	4 867	6 390	0	6 390	32 530	36 288	-	-
16	SGT EUROPOL GAZ S.A.	0															-
17	Gas Trading S.A.	73 962	2 975	53 959	17 028	13 883	3 112	2 694	0	2 694	6 501	0	6 501	78 678	809 341	-	-
18	ZUG GAZOMET Sp. z o.o.	11 121	13 000	0	-1 879	-1 614	-265	12 215	0	9 278	8 135	0	8 135	20 499	40 140	-	-

19	Bank Amerykański w Polsce Amerbank S.A.	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	-	-
20	Naft-Trans Sp. z o.o. Krosno	1 171	2 260	0	-1 089	0	-1 089	3 724	0	3 613	2 937	0	2 937	4 895	7 995	-	-
21	Naft-Stal Sp. z o.o. Krosno	-72	458	0	-529	-318	-211	2 683	270	1 895	1 750	0	1 750	2 611	4 105	-	-
																	-
22	ZRUG Pogórska Wola Sp. z o.o.	3 958	4 300	1 059	-1 401	-606	-795	9 298	0	9 298	4 389	0	4 389	13 261	31 018	-	-
23	Górnictwo Naftowe Sp. z o. o.	50	50	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	-	-
24	BUD - GAZ Sp. z o.o.	80	3	16	51	0	24	504	0	504	352	0	352	715	4 152	-	-
25	PP-UiH TURGAZ Sp. z o.o.	804	176	88	394	0	59	131	0	272	117	0	31	930	2 568	-	-
26	Nysagaz Sp. z o.o.	2 094	2 000	0	94	-1	95	22	0	22	20	0	20	2 116	0	-	-
27	ZRUG Warszawa S.A.	-1 621	6 000	29	-1 862	-2 136	274	2 069	0	2 059	2 736	6	2 730	6 242	14 096	-	-
28	Sahara Petroleum Technology Llc (Sp. z o.o.)	bd	150 RO	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	-	-
29	INVESTGAS S.A.	9 283	500	7 330	1 453	0	1 450	13 543	30	13 513	10 058	0	17 226	24 188	86 803	-	-
30	GAZTEC Sp. z o.o.	2 000	2 000	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	-	-
31	Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	1 900	1 900	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	-	-
32	PFK "Gaskon" S.A.	13 309	17 416	190	-4 297	-5 272	329	23 512	165	23 347	2 880	0	2 880	36 944	3 309	-	-
33	Gazomontaż S.A.	16 429	1 499	13 167	1 763	0	763	8 651	0	8 647	811	0	811	26 755	49 165	-	-
34	ZRUG Poznań Sp. z o.o.	7 794	3 780	3 513	501	0	239	1 901	0	1 593	1 580	0	1 580	10 327	11 974	-	-
35	ZWUG Intergaz Sp. z o.o.	16 831	4 700	9 515	3 781	0	957	3 086	0	3 083	4 872	0	4 872	21 189	29 602	-	-
36	Dewon S.A.	0	11 146 Hr	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	-	-
37	HS Szczakowa S.A.	-85 800	16 335	1 317	-103 452	-80 391	-40 128	164 910	27 395	117 019	8 911	0	8 911	81 860	66 118	-	-
38	ZRUG Toruń S.A.	2 589	4 150	1 416	-2 977	402	-3 379	7 615	328	6 728	4 792	0	4 792	10 205	19 939	-	-
39	Izostal S.A.	-25 423	3 150	298	-28 871	0	-28 873	38 943	31 160	7 784	3 703	0	3 703	22 260	13 603	-	-
40	MED-FROZ S.A.	152	152	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	-	-
41	ZRUG Zabrze Sp. z o.o.	2 851	2 750	88	14	0	12	2 382	0	2 382	2 384	0	2 384	5 233	13 918	-	-
42	WOC "TE-MA" Sp. z o.o.	262	262	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	bd	-	-
43	GAZSTAL S.A.	5 363	100	2 591	2 673	0	2 673	3 495	112	3 384	4 123	0	4 123	8 859	50 643	-	-

Nota 5.14

	UDZIAŁY LUB AKCJE W JEDNOSTKACH POZOSTAŁYCH – stan na dzień 31.12.2004									
Lp.	a	b	C	d	e		f	g	h	i
	nazwa (firma) jednostki, ze wskazaniem formy prawnej	siedziba	przedmiot przedsiębiorstwa	wartość bilansowa udziałów/akcji	kapitał własny jednostki		procent posiadanego kapitału zakładowego	udział w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu	nie opłacona przez emitenta wartość udziałów/ akcji w jednostce	otrzymane lub należne dywidendy od jednostki za ostatni rok obrotowy (za 2002 wypłacona w 2003 roku)
					ogółem	w tym kapitał zakładowy				
	Udziały i akcje Jednostki Dominującej			3 097						25
1	Zakład Remontowy Urządzeń Gaz. Wrocław sp. z o.o.*	Wrocław	bd	215	bd	bd	15,88%	15,88%	0	0
2	Polski Serwis Płynów Wiertniczych Sp. z o.o.*	Krosno	bd	35	bd	bd	14,00%	14,00%	0	16
3	ZUG Gazomet Sp. z o.o.*	Rawicz	bd	0	bd	bd	13,27%	13,27%	0	0
4	Agencja Rynku Energii S.A.*	Warszawa	bd	28	bd	bd	7,27%	11,60%	0	6
5	HSW - Zakład Mechaniczny Sp. z o.o. /w upadłości/**	Stalowa Wola	bd	0	bd	bd	5,37%	5,37%	0	0
6	Polskie Konsorcjum Energetyczne sp. z o.o.**	Gdansk	bd	9	723	100	9,50%	9,50%	0	0
7	Walcownia Rur JEDNOŚĆ sp. z o.o.**	Siemianowice Śląskie	bd	0	bd	bd	8,30%	8,30%	0	0
8	Huta Ostrowiec S.A.**	Ostrowiec	bd	0	bd	bd	3,54%	3,54%	0	0
9	HSW - Zakład Maszyn Budowlanych Sp. z o.o.**	Stalowa Wola	bd	0	bd	bd	3,16%	3,16%	0	0
10	Zakłady Metalowe DEZAMET S.A.**	Nowa Dęba	bd	468	bd	bd	2,67%	2,67%	0	0
11	Agencja Rozwoju Regionalnego "Karpaty" S.A.**	Tarnów	bd	11	bd	bd	1,96%	1,96%	0	0
12	Huta Stalowa Wola S.A.**	Stalowa Wola	bd	1 010	114 717	267 126	1,63%	1,63%	0	0
13	HSW - Zakład Kuźnia Matrycowa Sp. z o.o.**	Stalowa Wola	bd	570	bd	bd	1,49%	1,49%	0	0
14	Agencja Rozwoju Pomorza S.A.**	Gdańsk	bd	100	bd	bd	0,80%	0,80%	0	0
15	WS IGLOOMEAT-SOKOŁÓW Sp. z o.o.**	Sokołów	bd	58	bd	bd	0,56%	0,56%	0	0
16	Płyty Karlino S.A. /w upadłości/**	Karlino	bd	0	bd	bd	0,50%	0,50%	0	0
17	Bank Ochrony Środowiska S.A.**	Warszawa	bd	536	bd	bd	0,27%	0,27%	0	3
18	TARPAN Sp. z o.o. /w likwidacji/**	Poznań	bd	0	bd	bd	0,18%	0,18%	0	0
19	Tarnowska Agencja Rozwoju Regionalnego S.A.**	Tarnów	bd	0	bd	bd	0,18%	0,18%	0	0
20	Śląskie Przeds.Przem.Mięsn. ŚLĄSK-POL S.A. /w upadłości/**	Katowice	bd	0	bd	bd	0,17%	0,17%	0	0
21	Pom. Z-dy Urządzeń Okrętowych WARMA S.A. / w upadłości/**	Grudziądz	bd	0	bd	bd	0,16%	0,16%	0	0
22	Huta ŁAZISKA S.A.**	Łaziska	bd	0	bd	bd	0,07%	0,07%	0	0
23	DAEWOO MOTOR POLSKA Sp. z o.o. (FSL) /w upadłości/**	Lublin	bd	0	bd	bd	0,06%	0,06%	0	0
24	MPWiK Sp. z o.o.**	Poznań	bd	0	bd	bd	0,06%	0,06%	0	0
25	AUTOSAN S.A.**	Sanok	bd	21	bd	bd	0,06%	0,06%	0	0
26	INWESTSTAR S.A. /w likwidacji/**	Starachowice	bd	0	bd	bd	0,02%	0,02%	0	0

27	Śląskie Centrum Logistyki S.A. **	Gliwice	bd	0	bd	bd	0,02%	0,02%	0	0
28	HSW - Zakład Hutniczy Sp. z o.o. /w upadłości/**	Stalowa Wola	bd	0	bd	bd	0,01%	0,01%	0	0
29	LEN S.A.**	Kamienna Góra	bd	0	bd	bd	0,00%	0,00%	0	0
30	UNIONTEX S.A.**	Łódź	bd	0	bd	bd	0,00%	0,00%	0	0
31	Spółdzielnie Mieszkaniowe	-	-	36	-	-	-	-	-	-
	Udziały GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.			288						12
32	BIOGAZ-INWESTOR Sp. z o.o. Toruń**	Toruń	Wydobycie i przetwarzanie biogazu z komunalnych wysypisk śmieci w celu uzyskania energii elektrycznej i cieplnej	288	5 737	5 102	5,65%	5,65%	b.d.	12
33	**Akcje i udziały Gas-Trading S.A.**			0						
34	TUiR CIGNA STU S.A. Warszawa	Warszawa	bd	bd	bd	bd	13,85%	bd	b.d.	b.d.
35	PROGAS EUROGAZ Warszawa Sp. z o.o.	Warszawa	bd	bd	bd	bd	5,50%	5,50%	b.d.	b.d.
36	BWE S.A. Warszawa	Warszawa	bd	bd	bd	bd	4,14%	bd	b.d.	b.d.
37	SGT EUROPOLGAZ S.A. Warszawa	Warszawa	bd	bd	bd	bd	4,00%	4,00%	b.d.	b.d.
	Akcje EUROPOL GAZ S.A.			0						
38	TUiR CIGNA STU S.A. Warszawa	Warszawa	bd	bd	bd	bd	15,82%	bd	b.d.	b.d.
39	BWE S.A. Warszawa	Warszawa	bd	bd	bd	bd	0,13%	0,13%	b.d.	b.d.
	Razem			**3 385**						37

	UDZIAŁY LUB AKCJE W JEDNOSTKACH POZOSTAŁYCH – stan na dzień 31.12.2003									
Lp.	a	b	C	d	e		f	g	h	i
	nazwa (firma) jednostki, ze wskazaniem formy prawnej	siedziba	przedmiot przedsiębiorstwa	wartość bilansowa udziałów/akcji	kapitał własny jednostki		procent posiadanego kapitału zakładowego	udział w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu	nie opłacona przez emitenta wartość udziałów/ akcji w jednostce	otrzymane lub należne dywidendy od jednostki za ostatni rok obrotowy (za 2002 wypłacona w 2003 roku)
					ogółem	w tym kapitał zakładowy				
	Udziały i akcje Emitenta			**75 762,94**						
1	Huta JEDNOŚĆ S.A.	Siemianowice Śląskie	Bd	0	-155 184	27 200	17,36%	17,36%	0	0
2	Zakład Remontowy Urządzeń Gaz. Wrocław sp. z o.o.	Wrocław	Bd	215	2 002	1 700	15,88%	15,88%	0	0
3	Polski Serwis Płynów Wiertniczych sp z o.o.	Krosno	Bd	35	5 206	250	14,00%	14,00%	0	14
4	ZUG Gazomet Sp. z o.o.	Rawicz	Bd	1 130	8 519	19 600	13,27%	13,27%	0	0
5	Huta BATORY S.A.	Chorzów	Bd	0	-66 091	45 246	11,96%	11,96%	0	0
6	Polskie Konsorcjum Energetyczne sp. z o.o.	Gdańsk	Bd	10	516	100	9,50%	9,50%	0	0
7	Walcownia Rur JEDNOŚĆ sp. z o.o.	Siemianowice Śląskie	Bd	0	147 148	220 590	8,30%	8,30%	0	0
8	Agencja Rynku Energii S.A.	Warszawa	Bd	28	382	1 376	7,27%	11,60%	0	5
9	Przeds. Techniki Gazowniczej GAZOTECH sp. z o.o.	Warszawa	Bd	68	bd	1 204	5,40%	5,40%	0	0
10	HSW - Zakład Mechaniczny Sp. z o.o. /w upadłości/	Stalowa Wola	Bd	0	-16 178	83 010	5,37%	5,37%	0	0
11	Huta GLIWICE S.A. /w upadłości/	Gliwice	Bd	0	bd	460	4,40%	4,40%	0	0
12	Polskie Huty Stali S.A	Katowice	Bd	71 379	bd	1 635 765	4,36%	4,36%	0	0
13	Huta Ostrowiec S.A.	Ostrowiec	Bd	0	-139 279	194 850	3,54%	3,54%	0	0
14	HSW - Zakład Maszyn Budowlanych Sp. z o.o.	Stalowa Wola	Bd	0	-4 491	3 200	3,16%	3,16%	0	0
15	Zakłady Metalowe DEZAMET S.A.	Nowa Dęba	Bd	468	23 448	17 508	2,67%	2,67%	0	0
16	Agencja Rozwoju Regionalnego "Karpaty" S.A.	Tarnów	Bd	20	bd	1 023	1,96%	1,96%	0	0
17	Huta Stalowa Wola S.A.	Stalowa Wola	Bd	1 010	358 079	267 126	1,63%	1,63%	0	0
18	HSW - Zakład Kuźnia Matrycowa Sp. z o.o.	Stalowa Wola	Bd	570	45 262	38 198	1,49%	1,49%	0	0
19	Agencja Rozwoju Pomorza S.A.	Gdańsk	Bd	100	bd	12 560	0,80%	0,80%	0	0
20	Huta MAŁAPANEW S.A. /w upadłości/	Ozimek	Bd	0	bd	48 018	0,58%	0,58%	0	0
21	WS IGLOOMEAT-SOKOŁÓW Sp. z o.o.	Sokołów	Bd	58	bd	15 739	0,56%	0,56%	0	0
22	Zakłady Aparatury Chemicznej APC-METALCHEM S.A.	Opole	Bd	0	-14 829	49 000	0,55%	0,55%	0	0
23	Płyty Karlino S.A. /w upadłości/	Karlino	Bd	0	bd	21 301	0,50%	0,50%	0	0
24	Bank Ochrony Środowiska S.A.	Warszawa	Bd	536	bd	132 000	0,27%	0,27%	0	17
25	TARPAN Sp. z o.o. /w likwidacji/	Poznań	Bd	0	5 362	5 263	0,18%	0,18%	0	0
26	Tarnowska Agencja Rozwoju Regionalnego S.A.	Tarnów	Bd	0	bd	5 500	0,18%	0,18%	0	0

27	Śląskie Przeds.Przem Mięsn. ŚLĄSK-POL S.A. /w upadłości/	Katowice	Bd	0	bd	8 960	0,17%	0,17%	0	0
28	Pom. Z-dy Urządzeń Okrętowych WARMA S.A. / w upadłości/	Grudziądz	Bd	0	bd	5 000	0,16%	0,16%	0	0
29	Huta ŁAZISKA S.A.	Łaziska	Bd	51	bd	35 000	0,07%	0,07%	0	0
30	DAEWOO MOTOR POLSKA Sp. z o.o. (FSL) /w upadłości/	Lublin	Bd	0	bd	535 629	0,06%	0,06%	0	0
31	MPWiK Sp. z o.o.	Poznań	Bd	40	bd	67 815	0,06%	0,06%	0	0
32	AUTOSAN S.A.	Sanok	Bd	21	bd	38 842	0,06%	0,06%	0	0
33	INWESTSTAR S.A. /w likwidacji/	Starachowice	Bd	0	bd	58 500	0,02%	0,02%	0	0
34	Śląskie Centrum Logistyki S.A.	Gliwice	Bd	2	bd	10 782	0,02%	0,02%	0	0
35	Zakłady Włókien Chemicznych WISTOM S.A. /w upadłości/	Łódź	Bd	0	bd	59 409	0,01%	0,01%	0	0
36	HSW - Zakład Hutniczy Sp. z o.o. /w upadłości/	Stalowa Wola	Bd	0	bd	117 473	0,01%	0,01%	0	0
37	LEN S.A.	Kamienna Góra	Bd	1	bd	7 119	0,004%	0,004%	0	0
38	UNIONTEX S.A.	Łódź	Bd	6	bd	16 000	0,003%	0,003%	0	0
39	RZPS RADOSKÓR S.A. /w upadłości/	Radom	Bd	0	bd	4 452	0,0004%	0,0004%	0	0
40	Spółdzielnie Mieszkaniowe		-	16	-	-	-	-	-	-
	Udziały GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.			**288**						
41	BIOGAZ-INWESTOR Sp. z o.o. Toruń	Toruń	Bd	288	5 102	b.d.	5,65%	5,65%	b.d.	b.d.
	Akcje i udziały Gas-Trading S.A.			**0**						
42	TUiR CIGNA STU S.A. Warszawa	Warszawa	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	13,85%	b.d.	b.d.	b.d.
43	PROGAS EUROGAZ Warszawa Sp. z o.o.	Warszawa	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	5,50%	5,50%	b.d.	b.d.
44	BWE S.A. Warszawa	Warszawa	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	4,14%	b.d.	b.d.	b.d.
45	SGT EUROPOLGAZ S.A. Warszawa	Warszawa	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	4,00%	4,00%	b.d.	b.d.
	Akcje EUROPOL GAZ S.A.			**0**						
46	TUiR CIGNA STU S.A. Warszawa	Warszawa	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	15,82%	b.d.	b.d.	b.d.
47	BWE S.A. Warszawa	Warszawa	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0,13%	0,13%	b.d.	b.d.
	RAZEM			**76 051**						**35,54**

	UDZIAŁY LUB AKCJE W JEDNOSTKACH POZOSTAŁYCH – stan na dzień 31.12.2002									
Lp.	a	b	C	d	e		f	g	h	i
	nazwa (firma) jednostki, ze wskazaniem formy prawnej	siedziba	przedmiot przedsiębiorstwa	wartość bilansowa udziałów/akcji	kapitał własny jednostki		procent posiadanego kapitału zakładowego	udział w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu	nie opłacona przez emitenta wartość udziałów/ akcji w jednostce	otrzymane lub należne dywidendy od jednostki za ostatni rok obrotowy (za 2002 wypłacona w 2003 roku)
					ogółem	w tym kapitał zakładowy				
	Udziały i akcje Emitenta									
1	Walcownia Rur Huty Jedność Sp. z o.o.	Siemianowice Śląskie	bd	8 202	162 532	163 040	7,67%	7,67%	0	0
2	Huta Ostrowiec S.A.	Ostrowiec	bd	0	-521 909	194 850	3,54%	3,54%	0	0
3	Huta Stalowa Wola S.A.	Stalowa Wola	bd	1 010	343 869	267 126	1,63%	1,63%	0	0
4	HSW -Zakłady Mechaniczne Sp. z o.o.	Stalowa Wola	bd	0	-16 178	81 933	5,37%	5,37%	0	0
5	Huta Jedność S.A.	Siemianowice Śląskie	bd	0	-155 184	27 200	17,36%	17,36%	0	0
6	Huta Batory S.A.	Chorzów	bd	0	-71 726	45 246	11,96%	11,96%	0	0
8	Huta Gliwice S.A.	Gliwice	bd	0	bd	460	4,40%	4,40%	0	0
9	HSW - Zakład Kuźnia Matrycowa Sp. z o.o.	Stalowa Wola	bd	570	44 034	38 198	1,49%	1,49%	0	0
10	Bank Ochrony Środowiska S.A.	Warszawa	bd	536	bd	132 000	0,27%	0,27%	0	0
11	Zakłady Metalowe Dezamet S.A.	Nowa Dęba	bd	468	23 448	17 508	2,67%	2,67%	0	0
12	Daewoo Motor Polska Sp. z o.o.	Lublin	bd	0	bd	535 629	0,06%	0,06%	0	0
13	Huta Małapanew S.A.	Ozimek	bd	0	bd	48 018	0,58%	0,58%	0	0
14	Zakłady Aparatury Chemicznej APC - Metalchem S.A.	Opole	bd	0	-14 829	49 000	0,55%	0,55%	0	0
15	ZRUG Wrocław Sp. z o.o.	Wrocław	bd	215	1 996	1 700	15,88%	15,88%	0	0
16	Płyty Karlino S.A.	Karlino	bd	0	bd	21 301	0,50%	0,50%	0	0
17	HSW - Zakład Maszyn Budowlanych Sp. z o.o.	Stalowa Wola	bd	101	-7 278	3 444	3,16%	3,16%	0	0
18	Agencja Rynku Energii S.A.	Warszawa	bd	100	2 923	1 376	7,27%	11,60%	0	5
19	Agencja Rozwoju Pomorza S.A.	Gdańsk	bd	100	20 034	12 560	0,80%	0,80%	0	0
20	PTG GAZOTECH Sp. z o.o.	Warszawa	bd	68						
21	WS IGLOOMEAT-SOKOŁÓW Sp. z o.o.	Sokołów	bd	58	11 525	15 739	0,56%	0,56%	0	0
22	Tarpan Sp. z o.o.	Poznań	bd	0	5 263	5 250	0,18%	0,18%	0	0
23	Huta Łaziska S. A.	Łaziska	bd	51	-105 232	35 000	0,07%	0,07%	0	0
24	ŚPPM Śląsk-pol S.A.	Katowice	bd	0	bd	8 960	0,17%	0,17%	0	0
25	Polski Serwis Płynów Wiertniczych Sp z o.o.	Krosno	bd	35	5 064	250	14,00%	14,00%	0	22
26	Inweststar S.A.	Starachowice	bd	0	bd	58 500	0,02%	0,02%	0	0

27	Autosan S. A.	Sanok	bd	21	51 765	38 842	0,06%	0,06%	0	0
28	Agencja Rozwoju Regionalnego "Karpaty" SA	Tarnów	bd	20	bd	1 023	1,96%	1,96%	0	0
29	PZUO WARMA S.A.	Grudziądz	bd	0	bd	5 000	0,16%	0,16%	0	0
30	Tarnowska Ag. Rozwoju Reg. S.A.	Tarnów	bd	0	3 486	4 590	0,22%	0,22%	0	0
31	Polskie Konsorcjum Energetyczne Sp. z o.o.	Gdańsk	bd	10	284	100	9,50%	9,50%	0	0
32	HSW - Zakład Hutniczy Sp. z o.o.	Stalowa Wola	bd	0	-35 464	117 473	0,007%	0,007%	0	0
33	Uniontex S.A.	Łódź	bd	6	bd	16 000	0,003%	0,003%	0	0
34	Zakłady Włókien Chemicznych WISTOM S.A.	Łódź	bd	0	bd	59 409	0,01%	0,01%	0	0
35	LEN S.A.	Kamienna Góra	bd	1	8 447	7 119	0,004%	0,004%	0	0
36	RZPS Radoskór S.A.	Radom	bd	0	bd	4 452	0,0004%	0,0004%	0	0
37	Śląskie Centrum Logistyki S.A.	Gliwice	bd	2	10 925	10 322	0,20%	0,20%	0	0
38	NAFTA WATIN S.A.	Zielona Góra	bd	0	75	600	5,83%	5,83%	0	0
39	Spółdzielnie Mieszkaniowe	-	-	16	-	-	-	-	-	-
	Razem			**11 588**		**-**			**-**	**27**

	UDZIAŁY LUB AKCJE W JEDNOSTKACH POZOSTAŁYCH – stan na dzień 31.12.2001									
Lp.	a	b	C	d	e		f	g	h	i
	nazwa (firma) jednostki, ze wskazaniem formy prawnej	siedziba	przedmiot przedsiębiorstwa	wartość bilansowa udziałów/akcji	kapitał własny jednostki		procent posiadanego kapitału zakładowego	udział w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu	nie opłacona przez emitenta wartość udziałów/ akcji w jednostce	otrzymane lub należne dywidendy od jednostki za ostatni rok obrotowy (za 2002 wypłacona w 2003 roku)
					ogółem	w tym kapitał zakładowy				
	Udziały i akcje Emitenta									
1	Walcownia Rur Huty Jedność Sp. z o.o.	Siemianowice Śląskie	Bd	12 510	-90 281	27 200	7,67%	7,67%		
2	Huta Ostrowiec S.A.	Ostrowiec	Bd	12 785	bd	bd	3,54%	3,54%		
3	Huta Stalowa Wola S.A.	Stalowa Wola	Bd	5 413	620 767	267 126	1,63%	1,63%		
4	HSW -Zakłady Mechaniczne Sp. z o.o.	Stalowa Wola	Bd	4 454	-4 803	83 010	5,37%	5,37%		
5	Huta Jedność S.A.	Siemianowice Śląskie	Bd	3 418	bd	bd	17,36%	17,36%		
6	Huta Batory S.A.	Chorzów	Bd	3 410	5 703	45 246	11,96%	11,96%		
7	ZUG Gazomet Sp. z o.o.	Rawicz	Bd	13 597	11 121	13	20,00%	20,00%		
8	Huta Gliwice S.A.	Gliwice	Bd	1 091	bd	bd	4,40%	4,40%		
9	HSW - Zakład Kuźnia Matrycowa Sp. z o.o.	Stalowa Wola	Bd	570	54 126	34 030	1,49%	1,49%		
10	Bank Ochrony Środowiska S.A.	Warszawa	Bd	536	bd	bd	0,27%	0,27%		
11	Zakłady Metalowe Dezamet S.A.	Nowa Dęba	Bd	468	21 551	17 508	2,67%	2,67%		
12	Daewoo Motor Polska Sp. z o.o.	Lublin	bd	341	bd	bd	0,06%	0,06%		
13	Huta Małapanew S.A.	Ozimek	bd	280	bd	bd	0,58%	0,58%		
14	Zakłady Aparatury Chemicznej APC - Metalchem S.A.	Opole	bd	271	-14 635	49 000	0,55%	0,55%		
15	ZRUG Wrocław Sp. z o.o.	Wrocław	bd	270	bd	bd	15,88%	15,88%		
16	Płyty Karlino S.A.	Karlino	bd	106	bd	bd	0,50%	0,50%		
17	HSW - Zakład Maszyn Budowlanych Sp. z o.o.	Stalowa Wola	bd	101	bd	bd	3,16%	3,16%		
18	GAZSTAL S.A.	Zielona Góra	bd	20	bd	bd	20,00%	20,00%		
19	Agencja Rynku Energii S.A.	Warszawa	bd	100	bd	bd	7,27%	11,60%		
20	Agencja Rozwoju Pomorza S.A.	Gdańsk	bd	100	21 957	12 560	0,80%	0,80%		
21	WS IGLOOMEAT-SOKOŁÓW Sp. z o.o.	Sokołów	bd	86	bd	bd	0,56%	0,56%		
22	Tarpan Sp. z o.o.	Poznań	bd	82	bd	bd	0,18%	0,18%		
23	PTG GAZOTECH Sp. z o.o.	Warszawa	bd	68	bd	bd	5,40%	5,40%		
24	Huta Łaziska S. A.	Łaziska	bd	51	bd	bd	0,07%	0,07%		
25	ŚPPM Śląsk-pol S.A.		bd	42	bd	bd	0,17%	0,17%		
26	Polski Serwis Płynów Wiertniczych Sp z o.o.	Krosno	bd	4	4 542	250	14,00%	14,00%		
27	Inweststar S.A.	Starachowice	bd	26	bd	bd	0,02%	0,02%		

28	Autosan S. A.	Sanok	bd	21	bd	bd	0,06%	0,06%		
29	Agencja Rozwoju Regionalnego "Karpaty" SA	Tarnów	bd	20	bd	bd	1,96%	1,96%		
30	PZUO WARMA S.A.		bd	20	bd	bd	0,16%	0,16%		
31	Tarnowska Ag. Rozwoju Reg. S.A.	Tarnów	bd	10	bd	bd	0,22%	0,22%		
32	Polskie Konsorcjum Energetyczne Sp. z o.o.	Gdańsk	bd	10	212	100	9,50%	9,50%		
33	HSW - Zakład Hutniczy Sp. z o.o.	Stalowa Wola	bd	8	bd	bd	0,01%	0,01%		
34	Uniontex S.A.	Łódź	bd	6	bd	bd	0,00%	0,00%		
35	Zakłady Włókien Chemicznych WISTOM S.A.	Łódź	bd	6	bd	bd	0,01%	0,01%		
36	LEN S.A.		bd	2	bd	bd	0,00%	0,00%		
37	RZPS Radoskór S.A.		bd	2	bd	bd	0,00%	0,00%		
38	Śląskie Centrum Logistyki S.A.	Gliwice	bd	2	bd	bd	0,20%	0,20%		
39	NAFTA WATIN S.A.		bd	35	600	404	5,83%	5,83%		

Nota 5.15

PAPIERY WARTOŚCIOWE, UDZIAŁY I INNE DŁUGOTERMINOWE AKTYWA FINANSOWE (STRUKTURA WALUTOWA)	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
a) w walucie polskiej	1 211 909	712 902	454 608	173 272
b) w walutach obcych (wg walut i po przeliczeniu na zł)	3 231	3 834	5 610	5 992
- b1) Waluta - EUR	0	25	25	0
przeliczone na PLN	0	88	88	0
- b2) Waluta - USD	20	0	950	1 017
przeliczone na PLN	60	0	3 647	4 052
- b3) Waluta - UAH*	4 055	4 055	4 055	4 055
przeliczone na PLN	2 292	2 867	996	1 061
- b4) Waluta - OMR*	74	74	74	74
przeliczone na PLN	879	879	879	879
Razem brutto w PLN	**1 215 140**	**716 736**	**460 218**	**179 264**
Odpis aktualizujący	734 539	375 273	357 089	83 792
Razem netto w PLN	**480 601**	**341 463**	**103 129**	**95 472**

Nota 5.16

PAPIERY WARTOŚCIOWE, UDZIAŁY I INNE DŁUGOTERMINOWE AKTYWA FINANSOWE (WG ZBYWALNOŚCI)	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
A. Z nieograniczoną zbywalnością, notowane na giełdach (wartość bilansowa)	536	536	536	536
a) akcje (wartość bilansowa)	536	536	536	536
- korekty aktualizujące wartość (za okres)	0	0	0	0
- wartość na początek okresu	536	536	536	536
- wartość według cen nabycia	536	536	536	536
b) obligacje (wartość bilansowa):	0	0	0	0
c) inne- wg grup rodzajowych (wartość bilansowa):	0	0	0	0
B. Z nieograniczoną zbywalnością, notowane na rynkach pozagiełdowych (wartość bilansowa):	0	0	0	0
C. Z nieograniczoną zbywalnością, nienotowane na rynku regulowanym (wartość bilansowa)	480 065	340 927	102 593	94 936
a) akcje (wartość bilansowa)	480 065	340 927	98 946	90 884
- korekty aktualizujące wartość (za okres)	359 266	19 028	273 297	18 120
- wartość na początek okresu	340 927	98 933	91 421	127 136
- wartość według cen nabycia	104 380	135 318	131 341	144 405
b) obligacje (wartość bilansowa):	0	0	0	0
- korekty aktualizujące wartość (za okres)	0	0	0	0
- wartość na początek okresu	0	0	0	0
- wartość według cen nabycia	0	0	0	0
c) inne papiery wartościowe(wartość bilansowa):	0	0	3 647	4 052
- korekty aktualizujące wartość (za okres)	0	0	0	0
- wartość na początek okresu	0	3 646	4 052	0
- wartość według cen nabycia	0	3 646	3 647	4 052
D. Z ograniczoną zbywalnością (wartość bilansowa)	14	0	0	0
a) lokaty bankowe (wartość bilansowa):	14	0	0	0
- korekty aktualizujące wartość (za okres)	0	0	0	0
- wartość na początek okresu	0	0	0	0
- wartość według cen nabycia	14	0	0	0
Wartość według cen nabycia, razem	104 930	139 500	135 524	148 993
Wartość na początek okresu, razem	341 463	103 115	96 009	127 672
Korekty aktualizujące wartość (za okres), razem	359 266	19 028	273 297	18 120
Wartość bilansowa, razem	**480 615**	**341 463**	**103 129**	**95 472**

Nota 5.17

UDZIELONE POŻYCZKI DŁUGOTERMINOWE (STRUKTURA WALUTOWA)	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
a) w walucie polskiej	0	0	0	0
b) w walutach obcych (wg walut i po przeliczeniu na zł)	**0**	**4 850**	**84 295**	**160 463**
- b1) Waluta - EUR	0	0	0	0
- przeliczone na PLN	0	0	0	0
- b2) Waluta - USD	0	1 297	21 958	40 253
- przeliczone na PLN	0	4 850	84 295	160 463
- b3) Waluta - CHF	0	0	0	0
- przeliczone na PLN	0	0	0	0
c) pozostałe waluty przeliczone na PLN	0	0	0	0
Razem brutto w PLN	**0**	**4 850**	**84 295**	**160 463**
Odpis aktualizujący	0	4 850	0	0
Razem netto PLN	**0**	**0**	**84 295**	**160 463**

Nota 5.18

INNE INWESTYCJE DŁUGOTERMINOWE (według rodzaj)	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
Inne inwestycje długoterminowe, razem	5	0	0	0

Nota 5.19

ZMIANA STANU INNYCH INWESTYCJI DŁUGOTERMINOWYCH (WG GRUP RODZAJOWYCH)	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
a) stan na początek okresu	0	0	0	0
b) zwiększenie (z tytułu)	5	0	0	0
c) zmniejszenie (z tytułu)	0	0	0	0
d) stan na koniec okresu	**5**	**0**	**0**	**0**

Nota 5.20

INNE INWESTYCJE DŁUGOTERMINOWE (STRUKTURA RODZAJOWA)	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
a) w walucie polskiej	0	0	0	0
b) w walutach obcych (wg walut i po przeliczeniu na zł)	5	0	0	0
- b2) Waluta - USD	2	0	0	0
- przeliczone na PLN	5	0	0	0
Inne inwestycje długoterminowe, razem	**5**	**0**	**0**	**0**

Nota 6.1.

ZMIANA STANU AKTYWÓW Z TYTUŁU ODROCZONEGO PODATKU DOCHODOWEGO	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
1. Stan aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego na początek okresu, w tym:	**524 681**	**693 159**	**499 360**	**375 428**
a) odniesionych na wynik finansowy	524 681	693 159	499 360	375 428
- Rezerwy z tyt. wypłat deputatów emerytalnych	25 444	40 615	34 064	36 896
- Rezerwy z tyt. wypłat odpraw i nagród jubileuszowych	55 625	89 160	82 220	87 724
- Rezerwa na wycenę transakcji terminowych	16 916	47 589	113 167	0
- Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych	5 564	0	8 124	15 609
- Rezerwa na likwidację odwiertów	103 661	181 105	128 814	121 354
- Odpisy aktualizujące środki trwałe	25 928	41 655	6 111	552
- Odpis aktualizujący udziały i akcje	24 365	27 879	15 735	11 584
- Odpisy aktualizujące odsetki od pożyczek	5 780	13 413	17 273	31 368
- Ujemne różnice kursowe z tyt. wyceny kredytów z lat ubiegłych	159 383	134 475	28 992	38 560
- Rezerwa na niewykorzystane urlopy	3 899	3 007	4 445	6 792
- Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	1 512	6 727	19 637	9 442
- Wydatki związane z transakcjami zabezpieczającymi ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	38 156	44 528	18 282	63
- Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	26 925	40 305	80	185
- Ujemne różnice kursowe z tyt. przeszacowania środków pieniężnych w dewizach	144	117	8 718	97
- Opłata przyłączeniowa	12 223	0	0	0
- Pozostałe	17 927	20 711	11 530	15 202
- Strata podatkowa	1 229	1 873	2 168	0
b) odniesionych na kapitał własny	0	0	0	0
c) odniesionych na wartość firmy lub ujemną wartość firmy	0	0	0	0
2. Zwiększenia	**85 782**	**149 629**	**318 268**	**167 372**
a) odniesione na wynik finansowy okresu w związku z ujemnymi różnicami przejściowymi (z tytułu)	85 917	149 492	190 669	167 372
- Rezerwy z tyt. wypłat deputatów emerytalnych	0	0	0	0
- Rezerwy z tyt. wypłat odpraw i nagród jubileuszowych	0	0	0	0
- Rezerwa na wycenę transakcji terminowych	28 340	0	0	113 167
- Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych	0	7 906	0	0
- Rezerwa na likwidację odwiertów	0	0	21 727	7 460
- Odpisy aktualizujące środki trwałe	31 886	0	27 830	5 559
- Odpis aktualizujący udziały i akcje	0	12 049	6 981	4 151
- Odpisy aktualizujące odsetki od pożyczek	10	0	0	0
- Ujemne różnice kursowe z tyt. wyceny kredytów z lat ubiegłych	0	92 016	78 025	0
- Rezerwa na niewykorzystane urlopy	436	2 533	0	0
- Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	0	0	0	10 195
- Wydatki związane z transakcjami zabezpieczającymi ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	0	9 694	18 000	18 219
- Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	815	0	32 761	0
- Ujemne różnice kursowe z tyt. przeszacowania środków pieniężnych w dewizach	380	87	0	8 621
- Opłata przyłączeniowa	9 272	12 223	0	0
- Pozostałe	14 778	12 984	5 345	0
b) odniesione na wynik finansowy okresu w związku ze zmianą stawki (z tytułu)	0	0	127 599	0
- Rezerwy z tyt. wypłat deputatów emerytalnych	0	0	7 521	0
- Rezerwy z tyt. wypłat odpraw i nagród jubileuszowych	0	0	16 511	0
- Rezerwa na wycenę transakcji terminowych	0	0	8 813	0
- Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych	0	0	0	0

- Rezerwa na likwidację odwiertów	0	0	30 564	0
- Odpisy aktualizujące środki trwałe	0	0	7 714	0
- Odpis aktualizujący udziały i akcje	0	0	5 163	0
- Odpisy aktualizujące odsetki od pożyczek	0	0	2 484	0
- Ujemne różnice kursowe z tyt. wyceny kredytów z lat ubiegłych	0	0	27 458	0
- Rezerwa na niewykorzystane urlopy	0	0	557	0
- Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	0	0	1 246	0
- Wydatki związane z transakcjami zabezpieczającymi ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	0	0	8 246	0
- Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	0	0	7 464	0
- Ujemne różnice kursowe z tyt. przeszacowania środków pieniężnych w dewizach	0	0	22	0
- Pozostałe	0	0	3 836	0
c) odniesione na wynik finansowy okresu podatek odroczony nie ujęty w poprzednim okresie (z tytułu)	-135	137	0	0
- Pozostałe	-135	137	0	0
d) odniesione na kapitał własny w związku ze stratą podatkową (z tytułu)	0	0	0	0
e) odniesione na wartość firmy lub ujemną wartość firmy w związku z ujemnymi różnicami przejściowymi (z tytułu)	0	0	0	0
3. Zmniejszenia	**153 421**	**316 819**	**123 879**	**47 776**
a) odniesione na wynik finansowy okresu w związku z ujemnymi różnicami przejściowymi (z tytułu)	153 421	91 125	124 174	45 608
- Rezerwy z tyt. wypłat deputatów emerytalnych	4 083	4 458	970	2 832
- Rezerwy z tyt. wypłat odpraw i nagród jubileuszowych	295	10 114	9 571	5 504
- Rezerwa na wycenę transakcji terminowych	0	23 549	74 391	0
- Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych	2 813	0	8 124	7 485
- Rezerwa na likwidację odwiertów	1 321	33 797	0	0
- Odpisy aktualizujące środki trwałe	0	4 810	0	0
- Odpis aktualizujący udziały i akcje	11 539	0	0	0
- Odpisy aktualizujące odsetki od pożyczek	0	4 737	6 344	14 095
- Ujemne różnice kursowe z tyt. wyceny kredytów z lat ubiegłych	102 051	0	0	9 568
- Rezerwa na niewykorzystane urlopy	0	0	1 995	2 347
- Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	171	4 578	14 156	0
- Wydatki związane z transakcjami zabezpieczającymi ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	27 375	0	0	0
- Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	0	2 043	0	105
- Ujemne różnice kursowe z tyt. przeszacowania środków pieniężnych w dewizach	0	0	8 623	0
- Opłata przyłączeniowa	0	0	0	0
- Pozostałe	3 773	3 039	0	3 672
b) odniesione na wynik finansowy okresu w związku ze zmianą stawki (z tytułu)	0	226 338	0	0
- Rezerwy z tyt. wypłat deputatów emerytalnych	0	10 713	0	0
- Rezerwy z tyt. wypłat odpraw i nagród jubileuszowych	0	23 421	0	0
- Rezerwa na wycenę transakcji terminowych	0	7 123	0	0
- Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych	0	2 342	0	0
- Rezerwa na likwidację odwiertów	0	43 647	0	0
- Odpisy aktualizujące środki trwałe	0	10 917	0	0
- Odpis aktualizujący udziały i akcje	0	15 563	0	0
- Odpisy aktualizujące odsetki od pożyczek	0	2 896	0	0
- Ujemne różnice kursowe z tyt. wyceny kredytów z lat ubiegłych	0	67 109	0	0
- Rezerwa na niewykorzystane urlopy	0	1 641	0	0
- Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	0	637	0	0
- Wydatki związane z transakcjami zabezpieczającymi ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	0	16 066	0	0

- Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	0	11 337	0	0
- Ujemne różnice kursowe z tyt. przeszacowania środków pieniężnych w dewizach	0	60	0	0
- Pozostałe	0	12 866	0	0
c) odniesione na wynik finansowy okresu w związku ze stratą podatkową (z tytułu)	4 299	-644	-295	2 168
- Zwiększenie straty podatkowej	4 299	0	0	2 168
- Zmniejszenie straty podatkowej	0	644	295	0
d) odniesione na kapitał własny w związku z ujemnymi różnicami przejściowymi (z tytułu)	0	0	0	0
e) odniesione na kapitał własny w związku ze stratą podatkową (z tytułu)	0	0	0	0
f) odniesione na wartość firmy lub ujemną wartość firmy w związku z ujemnymi różnicami przejściowymi (z tytułu)	0	0	0	0
4. Stan aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego na koniec okresu razem, w tym:	**461 341**	**524 681**	**693 159**	**499 360**
a) odniesionych na wynik finansowy	461 341	524 681	693 159	499 360
- Rezerwy z tyt. wypłat deputatów emerytalnych	21 361	25 444	40 615	34 064
- Rezerwy z tyt. wypłat odpraw i nagród jubileuszowych	55 330	55 625	89 160	82 220
- Rezerwa na wycenę transakcji terminowych	45 256	16 917	47 589	113 167
- Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych	2 751	5 564	0	8 124
- Rezerwa na likwidację odwiertów	102 340	103 661	181 105	128 814
- Odpisy aktualizujące środki trwałe	57 814	25 928	41 655	6 111
- Odpis aktualizujący udziały i akcje	12 826	24 365	27 879	15 735
- Odpisy aktualizujące odsetki od pożyczek	5 790	5 780	13 413	17 273
- Ujemne różnice kursowe z tyt. wyceny kredytów z lat ubiegłych	57 332	159 382	134 475	28 992
- Rezerwa na niewykorzystane urlopy	4 335	3 899	3 007	4 445
- Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	1 341	1 512	6 727	19 637
- Wydatki związane z transakcjami zabezpieczającymi ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	10 781	38 156	44 528	18 282
- Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	27 740	26 925	40 305	80
- Ujemne różnice kursowe z tyt. przeszacowania środków pieniężnych w dewizach	524	144	117	8 718
- Opłata przyłączeniowa	21 495	0	0	0
- Pozostałe	28 797	30 150	20 711	11 530
- Strata podatkowa	5 528	1 229	1 873	2 168
b) odniesionych na kapitał własny	0	0	0	0
c) odniesionych na wartość firmy lub ujemną wartość firmy	0	0	0	0

Nota 6.2.

INNE ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) czynne rozliczenia międzyokresowe kosztów, w tym:	13 885	10 660	6 043	15 339
- koszty prac rozwojowych	0	0	0	6 576
- remonty, koszty materiałów rozliczane w czasie, koszty restrukturyzacji	12 534	10 482	5 952	8 567
- pozostałe	1 351	178	91	196
b) pozostałe rozliczenia międzyokresowe	0	0	0	0
Inne rozliczenia międzyokresowe, razem	**13 885**	**10 660**	**6 043**	**15 339**

Nota 7.

ZAPASY	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) materiały	632 436	547 173	557 606	575 916
b) półprodukty i produkty w toku	20 968	19 797	24 483	30 289
c) produkty gotowe	4 679	5 670	4 737	6 562
d) towary	1 545	1 715	1 143	1 652
e) zaliczki na dostawy	550	1 529	2 959	18 671
Zapasy, razem	**660 178**	**575 884**	**590 928**	**633 090**

Zapasy stanowią zabezpieczenie kredytów przedstawionych w nocie 22.4 oraz 23.3

Nota 8.1.

NALEŻNOŚCI KRÓTKOTERMINOWE	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) od jednostek powiązanych	27 269	24 176	30 774	27 126
- z tytułu dostaw i usług, o okresie spłaty:	6 470	6 488	5 592	11 429
- do 12 miesięcy	6 325	6 488	5 592	11 429
- powyżej 12 miesięcy	145	0	0	0
- inne	20 799	17 688	25 182	15 697
- dochodzone na drodze sądowej	0	0	0	0
b) należności od pozostałych jednostek	1 910 217	1 951 941	1 914 434	1 812 775
- z tytułu dostaw i usług, o okresie spłaty:	1 650 234	1 703 455	1 805 586	1 672 966
- do 12 miesięcy	1 647 456	1 696 258	1 793 758	1 659 025
- powyżej 12 miesięcy	2 778	7 197	11 828	13 941
- z tytułu podatków, dotacji, ceł, ubezpieczeń społecznych i zdrowotnych oraz innych świadczeń	163 914	157 284	30 187	50 892
- inne	95 851	90 910	78 627	88 427
- dochodzone na drodze sądowej	218	292	34	490
Należności krótkoterminowe netto, razem	1 937 486	1 976 117	1 945 208	1 839 901
c) odpisy aktualizujące wartość należności	1 010 975	1 014 151	1 045 117	482 239
Należności krótkoterminowe brutto, razem	**2 948 461**	**2 990 268**	**2 990 325**	**2 322 140**

Nota 8.1.1

NALEŻNOŚCI KRÓTKOTERMINOWE OD JEDNOSTEK POWIĄZANYCH	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) z tytułu dostaw i usług, w tym:	6 470	6 488	5 596	4 170
- od jednostek zależnych	1 077	1 630	688	319
- od jednostek współzależnych	2 790	0	339	13
- od jednostek stowarzyszonych	2 603	4 858	4 569	3 838
- od znaczącego inwestora	0	0	0	0
- od jednostki dominującej	0	0	0	0
b) inne, w tym:	20 799	17 688	25 178	22 956
- od jednostek zależnych	8	1 332	28	3 601
- od jednostek współzależnych	0	0	2 606	2 370
- od jednostek stowarzyszonych	20 791	16 356	22 544	16 985
- od znaczącego inwestora	0	0	0	0
- od jednostki dominującej	0	0	0	0
c) dochodzone na drodze sądowej, w tym:	0	0	0	0
- od jednostek zależnych	0	0	0	0
- od jednostek współzależnych	0	0	0	0
- od jednostek stowarzyszonych	0	0	0	0
- od znaczącego inwestora	0	0	0	0
- od jednostki dominującej	0	0	0	0
Należności krótkoterminowe od jednostek powiązanych netto, razem	27 269	24 176	30 774	27 126
d) odpisy aktualizujące wartość należności od jednostek powiązanych	42 091	39 223	42 534	38 182
Należności krótkoterminowe od jednostek powiązanych brutto, razem	**69 360**	**63 399**	**73 308**	**65 308**

Nota 8.2.

ZMIANA STANU ODPISÓW AKTUALIZUJĄCYCH WARTOŚĆ NALEŻNOŚCI KRÓTKOTERMINOWYCH	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
Stan na początek okresu	1 014 151	1 045 118	482 627	259 443
a) zwiększenia (z tytułu)	218 636	373 661	725 836	295 377
- dokonania odpisów aktualizujących należności	218 636	373 624	725 836	295 377
- dowiązanie odpisów w związku z umorzeniem układu	0	37	0	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	221 812	404 628	163 346	72 581
- wykorzystania odpisów na umorzone, nieściągalne i inne należności	192 513	51 485	95 617	66 466
- rozwiązania odpisów w związku ze spłatą należności	29 299	353 143	67 729	6 115
Stan odpisów aktualizujących wartość należności krótkoterminowych na koniec okresu	**1 010 975**	**1 014 151**	**1 045 117**	**482 239**

Nota 8.3.

NALEŻNOŚCI KRÓTKOTERMINOWE BRUTTO (STRUKTURA WALUTOWA)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) w walucie polskiej	2 873 827	2 943 012	2 953 470	2 290 111
b) w walutach obcych (wg walut i po przeliczeniu na zł)	72 091	38 392	35 922	31 147
- b1) Waluta - EUR	2 677	1 805	1 793	1 106
przeliczone na PLN	10 921	8 515	7 209	3 894
- b2) Waluta - USD	20 451	7 987	7 476	5 568
przeliczone na PLN	61 158	29 874	28 700	22 196
- b3) Waluta - RUB	0	0	0	45 601
przeliczone na PLN	0	0	0	5 057
- b4) Waluta - GBP	2	0	2	0
przeliczone na PLN	12	3	13	0
c) pozostałe waluty przeliczone na PLN	2 543	8 864	933	882
Należności krótkoterminowe, razem	**2 948 461**	**2 990 268**	**2 990 325**	**2 322 140**

Nota 8.4.

NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG (BRUTTO) - O POZOSTAŁYM OD DNIA BILANSOWEGO OKRESIE SPŁATY:	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) do 1 miesiąca*	1 239 415	1 096 507	1 457 738	1 196 057
b) powyżej 1 miesiąca do 2 miesięcy	11 156	14 213	10 223	31 726
c) powyżej 2 miesiąca do 3 miesięcy	8 587	10 906	10 277	13 758
d) powyżej 3 miesięcy do 6 miesięcy	1 639	8 536	3 464	7 916
e) powyżej 6 miesięcy do 1 roku	2 803	8 655	1 293	3 369
f) powyżej 1 roku	6 495	6 662	24 792	23 256
g) należności przeterminowane	1 335 022	1 521 437	1 297 856	833 088
Należności z tytułu dostaw i usług, razem (brutto)	2 605 117	2 666 916	2 805 643	2 109 170
h) odpisy aktualizujące wartość należności z tytułu dostaw i usług	948 413	956 973	994 465	424 775
Należności z tytułu dostaw i usług, razem (netto)	**1 656 704**	**1 709 943**	**1 811 178**	**1 684 395**

* Należności do 1 miesiąca związane są z normalnym tokiem sprzedaży Emitenta

Nota 8.4.1

NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG, PRZETERMINOWANE (BRUTTO) - Z PODZIAŁEM NA NALEŻNOŚCI NIESPŁACONE W OKRESIE:	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) do 1 miesiąca	155 416	166 321	7 064	82 374
b) powyżej 1 miesiąca do 2 miesięcy	171 109	210 102	193 224	152 236
c) powyżej 2 miesiąca do 3 miesięcy	105 430	155 268	154 029	128 943
d) powyżej 3 miesięcy do 6 miesięcy	100 469	212 106	226 222	117 732
e) powyżej 6 miesięcy do 1 roku	131 732	160 603	328 796	304 775
f) powyżej 1 roku	670 866	617 037	388 521	47 028
Należności z tytułu dostaw i usług, przeterminowane, razem (brutto)	1 335 022	1 521 437	1 297 856	833 088
g) odpisy aktualizujące wartość należności z tytułu dostaw i usług, przeterminowane	936 696	946 780	972 370	406 872
Należności z tytułu dostaw i usług, przeterminowane, razem (netto)	**398 326**	**574 657**	**325 486**	**426 216**

Nota 9.

ŁĄCZNA WARTOŚĆ NALEŻNOSCI PRZETERMINOWANYCH I SPORNYCH	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
1. Przeterminowane	**1 381 696**	**1 591 038**	**1 344 553**	**861 722**
a) długoterminowe (z tytułu):	0	0	0	0
b) krótkoterminowe (z tytułu):	1 381 696	1 591 038	1 344 553	861 722
- należności z tytułu dostaw i usług	1 335 022	1 521 437	1 297 856	833 088
- należności pozostałe	46 674	69 601	46 697	28 634
2. Należności sporne	**23 108**	**11 399**	**3 731**	**2 646**
a) długoterminowe (z tytułu):	0	0	0	0
b) krótkoterminowe (z tytułu):	23 108	11 399	3 731	2 646
- należności z tytułu dostaw i usług niewykazane w należnościach dochodzonych na drodze sądowej	1 431	117	13	2 636
- należności pozostałe niewykazane w należnościach dochodzonych na drodze sądowej	0	0	0	10
- należności dochodzone na drodze sądowej	21 677	11 282	3 718	0
Razem brutto należności przeterminowane i sporne	**1 404 804**	**1 602 437**	**1 348 284**	**864 368**
w tym:				
a) należności przeterminowane, na które nie utworzono odpisu	407 511	597 547	326 207	436 904
b) należności sporne, na które nie utworzono odpisu	889	119	13	32

Nota 10.1.

KRÓTKOTERMINOWE AKTYWA FINANSOWE	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) w jednostkach zależnych	1 171	3 227	1 651	1 648
- udziały lub akcje	1 171	1 171	0	0
- należności z tytułu dywidend i innych udziałów w zyskach	0	0	0	0
- dłużne papiery wartościowe	0	0	0	0
- inne papiery wartościowe (wg rodzaju)	0	0	0	0
- udzielone pożyczki	0	2 056	1 651	1 648
- inne krótkoterminowe aktywa finansowe (wg rodzaju)	0	0	0	0
b) w jednostkach współzależnych	5 076	73 492	84 212	78 321
- udziały lub akcje	0	0	0	0
- należności z tytułu dywidend i innych udziałów w zyskach	0	0	0	0
- dłużne papiery wartościowe	0	0	0	0
- inne papiery wartościowe (wg rodzaju)	0	0	0	0
- udzielone pożyczki	5 076	73 492	84 212	78 321
- inne krótkoterminowe aktywa finansowe (wg rodzaju)	0	0	0	0
c) w jednostkach stowarzyszonych	0	548	3 930	5 214
- udziały lub akcje	0	548	0	0
- należności z tytułu dywidend i innych udziałów w zyskach	0	0	0	0
- dłużne papiery wartościowe	0	0	0	0
- inne papiery wartościowe (wg rodzaju)	0	0	0	0
- udzielone pożyczki	0	0	3 930	5 214
- inne krótkoterminowe aktywa finansowe (wg rodzaju)	0	0	0	0
d) w znaczącym inwestorze	0	0	0	0
e) w jednostce dominującej	0	0	0	0
f) pożyczki udzielone członkom Zarządu	0	0	0	0
g) w pozostałych jednostkach	499 774	700 398	35 990	11 415
- udziały lub akcje	1 868	71 594	0	7
- należności z tytułu dywidend i innych udziałów w zyskach	0	0	0	0
- dłużne papiery wartościowe	254 221	229 158	0	11 408
- inne papiery wartościowe (wg rodzaju)	0	0	0	0
- udzielone pożyczki	0	0	0	0
- inne krótkoterminowe aktywa finansowe (wg rodzaju)	243 685	399 646	35 990	0
- wycena instrumentów pochodnych	232 620	399 646	35 990	0
- lokata terminowa	11 065	0	0	0
h) środki pieniężne i inne aktywa pieniężne	906 598	709 151	1 029 264	1 430 339
- środki pieniężne w kasie i na rachunkach	165 632	180 933	958 119	1 324 422
- inne środki pieniężne	738 887	522 661	51 961	105 572
- inne aktywa pieniężne	2 079	5 557	19 184	345
Krótkoterminowe aktywa finansowe, razem	**1 412 619**	**1 486 816**	**1 155 047**	**1 526 937**

Nota 10.2.

PAPIERY WARTOŚCIOWE, UDZIAŁY I INNE KRÓTKOTERMINOWE AKTYWA FINANSOWE (STRUKTURA WALUTOWA)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) w walucie polskiej	511 470	752 077	35 990	11 415
b) w walutach obcych (wg walut i po przeliczeniu na zł)	11 064	3 553	0	0
- b1) Waluta - EUR	0	0	0	0
przeliczone na PLN	0	0	0	0
- b2) Waluta - USD	3 700	950	0	0
przeliczone na PLN	11 064	3 553	0	0
- b3) Waluta - CHF	0	0	0	0
przeliczone na PLN	0	0	0	0
c) pozostałe waluty przeliczone na PLN	0	0	0	0
Razem brutto w PLN	522 534	755 630	35 990	11 415
Odpis aktualizujący	21 589	53 513	0	0
Papiery wartościowe, udziały i inne krótkoterminowe aktywa finansowe netto, razem	**500 945**	**702 117**	**35 990**	**11 415**

Nota 10.3.

PAPIERY WARTOŚCIOWE, UDZIAŁY I INNE KRÓTKOTERMINOWE AKTYWA FINANSOWE (WG ZBYWALNOŚĆI)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
A. Z nieograniczoną zbywalnością, notowane na giełdach (wartość bilansowa)	0	0	0	0
B. Z nieograniczoną zbywalnością, notowane na rynkach pozagiełdowych (wartość bilansowa)	51 328	0	0	0
a) inne papiery wartościowe (wartość bilansowa):	51 328	0	0	0
- korekty aktualizujące wartość (za okres)	0	0	0	0
- wartość na początek okresu	0	0	0	0
- wartość według cen nabycia	51 328	0	0	0
C. Z nieograniczoną zbywalnością, nienotowane na rynku regulowanym (wartość bilansowa)	216 997	302 471	0	11 415
a) akcje (wartość bilansowa):	3 039	73 313	0	7
- wartość godziwa	3 039	73 313	0	7
- wartość rynkowa	0	0	0	0
- wartość według cen nabycia	27 105	126 826	0	7
b) obligacje (wartość bilansowa):	0	0	0	0
- wartość godziwa	0	0	0	0
- wartość rynkowa	0	0	0	0
- wartość według cen nabycia	0	0	0	0
c) inne – wg grup rodzajowych (wartość bilansowa):	213 958	229 158	0	0
c1) bony skarbowe (wartość bilansowa):	202 893	229 158	0	11 408
- wartość godziwa	202 893	229 158	0	11 408
- wartość rynkowa	0	0	0	0
- wartość według cen nabycia	202 674	228 897	0	11 408
c2) lokaty terminowe (wartość bilansowa):	11 065	0	0	0
- wartość godziwa	11 065	0	0	0
- wartość rynkowa	0	0	0	0
- wartość według cen nabycia	9 430	0	0	0
D. Z ograniczoną zbywalnością (wartość bilansowa)	232 620	399 646	35 990	0
a) akcje (wartość bilansowa):	0	0	0	0
- wartość godziwa	0	0	0	0
- wartość rynkowa	0	0	0	0
- wartość według cen nabycia	0	0	0	0
b) obligacje (wartość bilansowa):	0	0	0	0
- wartość godziwa	0	0	0	0
- wartość rynkowa	0	0	0	0
- wartość według cen nabycia	0	0	0	0
c) inne – wg grup rodzajowych (wartość bilansowa):	232 620	399 646	35 990	0
c1) transakcje terminowe (wartość bilansowa):	232 620	399 646	35 990	0
- wartość godziwa	232 620	399 646	35 990	0
- wartość rynkowa	0	0	0	0
- wartość według cen nabycia	0	399 646	35 990	0
Wartość według cen nabycia, razem	290 537	755 369	35 990	11 415
Wartość na początek okresu, razem	702 117	35 990	11 415	3 204
Korekty aktualizujące wartość (za okres), razem	24 066	51 907	0	0
Wartość bilansowa, razem	**500 945**	**702 117**	**35 990**	**11 415**

Nota 10.4.

UDZIELONE POŻYCZKI KRÓTKOTERMINOWE (STRUKTURA WALUTOWA)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) w walucie polskiej	0	0	193	180
b) w walutach obcych (wg walut i po przeliczeniu na zł)	275 089	75 548	284 793	232 714
- b1) Waluta - EUR	0	305	250	417
przeliczone na PLN	0	1 439	1 005	1 468
- b2) Waluta - USD	91 991	19 813	73 926	58 010
przeliczone na PLN	275 089	74 109	283 788	231 246
- b3) Waluta - CHF	0	0	0	0
przeliczone na PLN	0	0	0	0
c) pozostałe waluty przeliczone na PLN	0	0	0	0
Razem brutto w PLN	275 089	75 548	284 986	232 894
Odpis aktualizujący	270 013	0	195 193	147 711
Udzielone pożyczki krótkoterminowe, razem	**5 076**	**75 548**	**89 793**	**85 183**

Nota 10.5.

ŚRODKI PIENIĘŻNE I INNE AKTYWA PIENIĘŻNE (STRUKTURA WALUTOWA)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) w walucie polskiej	823 875	672 585	676 082	531 486
b) w walutach obcych (wg walut i po przeliczeniu na zł)	74 829	35 502	349 785	897 319
- b1) Waluta - EUR	4 574	3 491	26 680	3 662
przeliczone na PLN	18 655	16 423	107 258	882 798
- b2) Waluta - USD	18 784	5 065	63 176	3 643
przeliczone na PLN	56 173	19 002	242 521	14 521
- b3) Waluta - GBP	0	0	1	0
przeliczone na PLN	1	0	6	0
- b3) Waluta - RUB	0	496	0	0
przeliczone na PLN	0	77	0	0
c) pozostałe waluty przeliczone na PLN	7 894	1 064	3 397	1 534
Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne, razem	**906 598**	**709 151**	**1 029 264**	**1 430 339**

Nota 10.6.

INNE INWESTYCJE KRÓTKOTERMINOWE (WG RODZAJU)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
Inne inwestycje krótkoterminowe, razem	0	0	0	0

Nota 10.7.

INNE INWESTYCJE KRÓTKOTERMINOWE (struktura walutowa)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) w walucie polskiej	0	0	0	0
b) w walutach obcych (wg walut i po przeliczeniu na zł)	0	0	0	0
Inne inwestycje krótkoterminowe, razem	**0**	**0**	**0**	**0**

Nota 11.

KRÓTKOTERMINOWE ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) czynne rozliczenia międzyokresowe kosztów, w tym:	13 684	12 627	14 893	24 713
- ubezpieczenia majątkowe	3 140	5 416	3 861	3 984
- koszty prac badawczych rozliczanych w czasie	216	0	6 576	6 576
- koszty finansowe rozliczane w czasie	0	20	424	7 126
- odpis na ZFŚS	0	0	0	0
- podatek od nieruchomości	4	0	0	0
- pozostałe	10 324	7 191	4 032	7 027
b) pozostałe rozliczenia międzyokresowe, w tym:	0	0	0	0
Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe, razem	**13 684**	**12 627**	**14 893**	**24 713**

Nota 12.

ODPISY AKTUALIZUJĄCE WARTOŚĆ AKTYWÓW	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
Wartości niematerialne i prawne	2	1	1	0
Środki trwałe	627 847	409 557	426 876	287 673
- rzeczowe aktywa trwałe	428 601	360 481	385 352	252 189
- środki trwałe w budowie	199 246	49 076	41 524	35 484
Należności	1 011 046	1 014 206	1 045 495	483 236
- należności długoterminowe	71	55	377	609
- należności krótkoterminowe	1 010 975	1 014 151	1 045 118	482 627
Inwestycje	1 026 141	691 759	552 282	231 503
- inwestycje długoterminowe	734 539	380 123	357 089	83 792
- inwestycje krótkoterminowe	291 602	311 636	195 193	147 711
Zapasy	5 787	7 318	8 919	4 541
Razem odpisy aktualizujące wartość aktywów	**2 670 823**	**2 122 841**	**2 033 573**	**1 006 953**

Nota 13.

Kapitał zakładowy (struktura)Wartość nominalna jednej akcji =1 zł.								
Seria/ emisja	**Rodzaj akcji**	**Rodzaj uprzywilejo-wania akcji**	**Rodzaj ograniczenia praw do akcji**	**Liczba akcji**	**Wartość serii/emisji wg wartości nominalnej (w PLN)**	**Sposób pokrycia kapitału**	**Data rejestracji**	**Prawo do dywidendy (od daty)**
A	imienne, zwykłe	brak	brak	5 000 000 000	5 000 000	przeniesienie z funduszu założycielskiego i z funduszu przedsiębiorstwa	29.10.1996	dzień walnego zgromadzenia
Liczba akcji razem				5 000 000 000				
Kapitał zakładowy razem					5 000 000			

Nota 14.1.

AKCJE (UDZIAŁY) WŁASNE	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) liczba	0	0	0	0
b) wartość wg ceny nabycia	0	0	0	0
c) wartość bilansowa	0	0	0	0
d) cel nabycia	0	0	0	0
e) przeznaczenie	0	0	0	0

Nota 14.2.

AKCJE (UDZIAŁY) EMITENTA BĘDĄCE WŁASNOŚCIĄ JEDNOSTEK PODPORZĄDKOWANYCH	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) nazwa	0	0	0	0
b) liczba	0	0	0	0
c) wartość wg ceny nabycia	0	0	0	0
d) wartość bilansowa	0	0	0	0

Nota 15.

KAPITAŁ ZAPASOWY	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	0	0	0	0
b) utworzony ustawowo	0	0	0	0
c) utworzony zgodnie ze statutem / umową, ponad wymaganą ustawowo (minimalną) wartość	2 381 761	2 125 847	1 726 954	1 595 745
d) z dopłat akcjonariuszy / wspólników	0	0	0	0
e) inny (wg rodzaju)	0	0	0	0
Kapitał zapasowy, razem	**2 381 761**	**2 125 847**	**1 726 954**	**1 595 745**

Nota 16.

KAPITAŁ Z AKTUALIZACJI WYCENY	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) z tytułu aktualizacji środków trwałych	1 086	1 086	1 086	1 086
b) z tytułu zysków / strat z wyceny instrumentów finansowych, w tym:	0	0	0	0
- z wyceny instrumentów zabezpieczających	0	0	0	0
c) z tytułu podatku odroczonego	0	0	0	0
d) różnice kursowe z przeliczenia oddziałów zagranicznych	0	0	0	0
e) inny (wg rodzaju)	0	0	0	0
Kapitał z aktualizacji wyceny, razem	**1 086**	**1 086**	**1 086**	**1 086**

Nota 17.

POZOSTAŁE KAPITAŁY REZERWOWE (WG CELU PRZEZNACZENIA)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
Na sfinansowanie restrukturyzacji	537	537	1 528	2 244
Zabezpieczenie finansowe przedmiotu działalności spółki zależnej	13 042	13 042	13 042	13 042
Udział akcjonariatu mniejszościowego w zabezpieczeniu finansowym przedmiotu działalności spółki zależnej	-3 261	-3 261	-3 261	-3 261
Pozostałe kapitały rezerwowe, razem	**10 318**	**10 318**	**11 309**	**12 025**

Nota 18.

ODPISY Z ZYSKU NETTO W CIĄGU ROKU OBROTOWEGO	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
Odpisy z zysku netto w ciągu roku obrotowego, razem	0	0	0	0

Nota 19.

ZMIANA STANU KAPITAŁÓW MNIEJSZOŚCI	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
Stan na początek okresu	5 373	5 452	5 137	5 190
a) zwiększenia (z tytułu)	88	71	315	-53
- udział w wyniku bieżącego roku	88	71	315	-53
b) zmniejszenia (z tytułu)	68	150	0	0
- udział w zmniejszeniu kapitału w związku z wypłacona dywidendą	68	150	0	0
Stan kapitałów mniejszości na koniec okresu	**5 393**	**5 373**	**5 452**	**5 137**

Nota 20.1

UJEMNA WARTOŚĆ FIRMY JEDNOSTEK PODPORZĄDKOWANYCH	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) ujemna wartość firmy- jednostki zależne	0	0	0	0
b) ujemna wartość firmy – jednostki współzależne	0	0	0	0
c) ujemna wartość firmy – jednostki stowarzyszone	0	0	130	913
Ujemna wartość firmy jednostek podporządkowanych, razem	**0**	**0**	**130**	**913**

Nota 20.2

Ujemna wartość firmy jednostek zależnych nie wystąpiła.

Nota 20.3

Ujemna wartość firmy jednostek współzależnych nie wystąpiła.

Nota 20.4

ZMIANA STANU UJEMNEJ WARTOŚĆI FIRMY – JEDNOSTKI STOWARZYSZONE	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) ujemna wartość firmy brutto na początek okresu	3 914	3 914	8 345	8 345
b) zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	0
c) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	4 431	0
- sprzedaż jednostki stowarzyszonej	0	0	4 431	0
d) ujemna wartość firmy brutto na koniec okresu	3 914	3 914	3 914	8 345
e) odpis ujemnej wartości firmy na początek okresu	3 914	3 784	7 432	5 763
f) odpis ujemnej wartości firmy za okres (z tytułu)	0	130	-3 648	1 669
- zwiększenia (z tytułu)	0	130	783	1 669
- amortyzacja	0	130	783	1 669
- zmniejszenia (z tytułu)	0	0	4 431	0
- sprzedaż jednostki stowarzyszonej	0	0	4 431	0
g) odpis ujemnej wartości firmy na koniec okresu	3 914	3 914	3 784	7 432
h) ujemna wartość firmy netto na koniec okresu	**0**	**0**	**130**	**913**

Nota 20.4.1

ZMIANA STANU UJEMNEJ WARTOŚĆI FIRMY – JEDNOSTKI STOWARZYSZONEJ Gas-Trading S.A.	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) ujemna wartość firmy brutto na początek okresu*	3 914	3 914	3 914	3 914
b) zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	0
c) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	0	0
- sprzedaż jednostki stowarzyszonej	0	0	0	0
d) ujemna wartość firmy brutto na koniec okresu	3 914	3 914	3 914	3914
e) odpis ujemnej wartości firmy na początek okresu	3 914	3 784	3001	2218
f) odpis ujemnej wartości firmy za okres (z tytułu)	0	130	783	783
- zwiększenia (z tytułu)	0	130	783	783
- amortyzacja	0	130	783	783
- zmniejszenia (z tytułu)	0	0	0	0
- sprzedaż jednostki stowarzyszonej	0	0	0	0
g) odpis ujemnej wartości firmy na koniec okresu	3 914	3 914	3 784	3 001
h) ujemna wartość firmy netto na koniec okresu	**0**	**0**	**130**	**913**

*Wartość firmy została ustalona jako różnica pomiędzy zapłaconą ceną nabycia udziałów a wartością udziału Emitenta w wartości netto aktywów spółki Gas-Trading S.A. na moment nabycia udziałów.

Nota 20.4.2

ZMIANA STANU UJEMNEJ WARTOŚĆI FIRMY – JEDNOSTKI STOWARZYSZONEJ Bank Amerykański w Polsce S.A.	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) ujemna wartość firmy brutto na początek okresu*	0	0	0	4 431
b) zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	0
c) zmniejszenia (z tytułu)	0	0	0	0
- sprzedaż jednostki stowarzyszonej	0	0	0	0
d) ujemna wartość firmy brutto na koniec okresu	0	0	0	4 431
e) odpis ujemnej wartości firmy na początek okresu	0	0	0	3545
f) odpis ujemnej wartości firmy za okres (z tytułu)	0	0	0	886
- zwiększenia (z tytułu)	0	0	0	886
- amortyzacja	0	0	0	886
- zmniejszenia (z tytułu)	0	0	0	0
- sprzedaż jednostki stowarzyszonej	0	0	0	0
g) odpis ujemnej wartości firmy na koniec okresu	0	0	0	4 431
h) ujemna wartość firmy netto na koniec okresu	**0**	**0**	**0**	**0**

*Wartość firmy została ustalona jako różnica pomiędzy zapłaconą ceną nabycia udziałów a wartością udziału Emitenta w wartości netto aktywów spółki Bank Amerykański w Polsce S.A. na moment nabycia udziałów.

Nota 21.1

ZMIANA STANU REZERWY Z TYTUŁU ODROCZONEGO PODATKU DOCHODOWEGO	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
1. Stan rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego na początek okresu, w tym:	**166 169**	**124 837**	**117 957**	**79 328**
a) odniesionej na wynik finansowy	166 169	124 837	117 957	79 328
- Dodatnie różnice kursowe od kredytów	34 266	57 020	88 977	39 971
- Dodatnie różnice kursowe od lokat	16	368	1 611	4
- Naliczone odsetki od pożyczek	5 887	16 009	18 335	31 368
- Naliczone odsetki od należności	27 099	40 005	266	185
- Przychody przyszłych okresów z tyt. wyceny majątku oddziałów przekształconych w spółki	332	472	6 910	6 910
- Wycena instrumentów finansowych	75 933	9 718	0	0
- Leasing finansowy	305	433	1 800	699
- Doszacowanie sprzedaży gazu	18 246	0	0	0
- Przychody z tyt. obow. podatk. w nast.. m-cu	0	0	0	0
- Rezerwa na naliczone odsetki od pożyczki	0	0	0	0
- Pozostałe	4 085	812	58	191
b) odniesionej na kapitał własny	0	0	0	0
c) odniesionej na wartość firmy lub ujemną wartość firmy	0	0	0	0
2. Zwiększenia	**86 470**	**129 147**	**62 343**	**51 800**
a) odniesione na wynik finansowy okresu z tytułu dodatnich różnic przejściowych (z tytułu)	86 470	129 147	40 853	51 800
- Dodatnie różnice kursowe od kredytów	5 427	0	0	49 006
- Dodatnie różnice kursowe od lokat	0	0	0	1 607
- Naliczone odsetki od pożyczek	0	0	0	0
- Naliczone odsetki od należności	677	0	32 331	81
- Przychody przyszłych okresów z tyt. wyceny majątku oddziałów przekształconych w spółki	0	0	0	0
- Wycena instrumentów finansowych	0	98 187	7 918	0
- Leasing finansowy	0	0	0	1 101
- Doszacowanie sprzedaży gazu	0	18 245	0	0
- Przychody z tyt. obow. podatk. w nast.. m-cu	59 855	0	0	0
- Rezerwa na naliczone odsetki od pożyczki	8 937	0	0	0
- Pozostałe	11 574	12 715	604	5
b) odniesione na kapitał własny w związku z dodatnimi różnicami przejściowymi (z tytułu)	0	0	0	0
c) odniesione na wartość firmy lub ujemną wartość firmy w związku z dodatnimi różnicami przejściowymi (z tytułu)	0	0	0	0
d) odniesione na wynik finansowy okresu w związku ze zmianą stawki (z tytułu)	0	0	21 490	0
- Dodatnie różnice kursowe od kredytów	0	0	8 932	0
- Dodatnie różnice kursowe od lokat	0	0	68	0
- Naliczone odsetki od pożyczek	0	0	2 965	0
- Naliczone odsetki od należności	0	0	7 408	0
- Przychody przyszłych okresów z tyt. wyceny majątku oddziałów przekształconych w spółki	0	0	87	0
- Wycena instrumentów finansowych	0	0	1 800	0
- Leasing finansowy	0	0	80	0
- Doszacowanie sprzedaży gazu	0	0	0	0
- Przychody z tyt. obow. podatk. w nast.. m-cu	0	0	0	0
- Rezerwa na naliczone odsetki od pożyczki	0	0	0	0
- Pozostałe	0	0	150	0

3. Zmniejszenia	**46 121**	**87 815**	**55 463**	**13 171**
a) odniesione na wynik finansowy okresu w związku z dodatnimi różnicami przejściowymi (z tytułu)	46 121	17 849	55 463	13 171
- Dodatnie różnice kursowe od kredytów	0	8 326	40 889	0
- Dodatnie różnice kursowe od lokat	15	345	1 311	0
- Naliczone odsetki od pożyczek	115	7 643	5 291	13 033
- Naliczone odsetki od należności	0	1 496	0	0
- Przychody przyszłych okresów z tyt. wyceny majątku oddziałów przekształconych w spółki	332	0	6 525	0
- Wycena instrumentów finansowych	31 735	0	0	0
- Leasing finansowy	305	0	1 447	0
- Doszacowanie sprzedaży gazu	11 978	0	0	0
- Przychody z tyt. obow. podatk. w nast.. m-cu	0	0	0	0
- Rezerwa na naliczone odsetki od pożyczki	0	0	0	0
- Pozostałe	1 641	39	0	138
b) odniesione na kapitał własny w związku z dodatnimi różnicami przejściowymi (z tytułu)	0	0	0	0
c) odniesione na wartość firmy lub ujemną wartość firmy w związku z dodatnimi różnicami przejściowymi	0	0	0	0
d) odniesione na wynik finansowy okresu w związku ze zmianą stawki (z tytułu)	0	69 966	0	0
- Dodatnie różnice kursowe od kredytów	0	14 428	0	0
- Dodatnie różnice kursowe od lokat	0	7	0	0
- Naliczone odsetki od pożyczek	0	2 479	0	0
- Naliczone odsetki od należności	0	11 410	0	0
- Przychody przyszłych okresów z tyt. wyceny majątku oddziałów przekształconych w spółki	0	140	0	0
- Wycena instrumentów finansowych	0	31 972	0	0
- Leasing finansowy	0	128	0	0
- Doszacowanie sprzedaży gazu	0	0	0	0
- Przychody z tyt. obow. podatk. w nast.. m-cu	0	0	0	0
- Rezerwa na naliczone odsetki od pożyczki	0	0	0	0
- Pozostałe	0	9 402	0	0
4. Stan rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego na koniec okresu, razem	**206 518**	**166 169**	**124 837**	**117 957**
a) odniesionej na wynik finansowy	206 518	166 169	124 837	117 957
- Dodatnie różnice kursowe od kredytów	39 693	34 266	57 020	88 977
- Dodatnie różnice kursowe od lokat	1	16	368	1 611
- Naliczone odsetki od pożyczek	5 772	5 887	16 009	18 335
- Naliczone odsetki od należności	27 776	27 099	40 005	266
- Przychody przyszłych okresów z tyt. wyceny majątku oddziałów przekształconych w spółki	0	332	472	6 910
- Wycena instrumentów finansowych	44 198	75 933	9 718	0
- Leasing finansowy	0	305	433	1 800
- Doszacowanie sprzedaży gazu	6 268	18 245	0	0
- Przychody z tyt. obow. podatk. w nast.. m-cu	59 855	0	0	0
- Rezerwa na naliczone odsetki od pożyczki	8 937	0	0	0
- Pozostałe	14 018	4 086	812	58
b) odniesionej na kapitał własny	0	0	0	0
c) odniesionej na wartość firmy lub ujemną wartość firmy	0	0	0	0

Nota 21.2

ZMIANA STANU DŁUGOTERMINOWEJ REZERWY NA ŚWIADCZENIA EMERYTALNE I PODOBNE (WG TYTUŁÓW)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) stan na początek okresu	393 624	439 005	489 255	590 160
- rezerwa na nagrody jubileuszowe	183 113	226 408	264 671	273 079
- rezerwa na odprawy emerytalne	81 874	88 828	83 166	100 904
- rezerwa na deputaty dla emerytów	108 125	123 769	141 418	154 837
- rezerwa na osłony	20 512	0	0	61 340
b) zwiększenia (z tytułu)	13 971	40 577	31 379	23 078
- rezerwa na nagrody jubileuszowe	9 274	5 304	1 115	8 423
- rezerwa na odprawy emerytalne	4 697	5 470	8 013	0
- rezerwa na deputaty dla emerytów	0	9 276	22 251	14 655
- rezerwa na osłony	0	20 527	0	0
c) rozwiązanie (z tytułu)	20 890	40 547	81 629	38 104
- rezerwa na nagrody jubileuszowe	10 128	34 934	39 378	0
- rezerwa na odprawy emerytalne	3 627	5 613	2 351	13 950
- rezerwa na deputaty dla emerytów	0	0	39 900	0
- rezerwa na osłony	7 135	0	0	24 154
d) wykorzystanie	12 444	0	0	0
- rezerwa na nagrody jubileuszowe	0	0	0	0
- rezerwa na odprawy emerytalne	0	0	0	0
- rezerwa na deputaty dla emerytów	12 321	0	0	0
- rezerwa na osłony	123	0	0	0
e) przeniesienia do części krótkoterminowej (z tytułu)	18 365	45 411	0	85 879
- rezerwa na nagrody jubileuszowe	1 573	13 665	0	16 831
- rezerwa na odprawy emerytalne	1 949	6 811	0	3 788
- rezerwa na deputaty dla emerytów	7 437	24 920	0	28 074
- rezerwa na osłony	7 406	15	0	37 186
e) przeniesienia do części krótkoterminowej (z tytułu)	0	0	0	0
- rezerwa na nagrody jubileuszowe	3 901	0	0	0
- rezerwa na odprawy emerytalne	-3 901	0	0	0
- rezerwa na deputaty dla emerytów	0	0	0	0
- rezerwa na osłony	0	0	0	0
f) stan na koniec okresu	**355 896**	**393 624**	**439 005**	**489 255**
- rezerwa na nagrody jubileuszowe	184 587	183 113	226 408	264 671
- rezerwa na odprawy emerytalne	77 094	81 874	88 828	83 166
- rezerwa na deputaty dla emerytów	88 367	108 125	123 769	141 418
- rezerwa na osłony	5 848	20 512	0	0

Nota 21.3

ZMIANA STANU KRÓTKOTERMINOWEJ REZERWY NA ŚWIADCZENIA EMERYTALNE I PODOBNE (WG TYTUŁÓW)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) stan na początek okresu	100 039	63 566	93 526	39 858
- rezerwa na nagrody jubileuszowe	28 631	18 393	16 831	0
- rezerwa na odprawy emerytalne	15 204	7 002	3 788	0
- rezerwa na osłony socjalne	8 769	191	37 493	1 117
- rezerwa na deputaty dla emerytów	25 792	26 660	13 419	12 872
- rezerwa na niewykorzystane urlopy	20 629	10 807	21 741	24 948
- pozostałe rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne	1 014	513	254	921
b) zwiększenia (z tytułu)	29 309	39 601	35 634	17 234
- rezerwa na nagrody jubileuszowe	4 421	3 316	2 727	0
- rezerwa na odprawy emerytalne	2 182	3 887	3 333	0
- rezerwa na osłony socjalne	999	16 295	155	2 008
- rezerwa na deputaty dla emerytów	3 396	0	26 660	0
- rezerwa na niewykorzystane urlopy	16 239	13 780	770	14 972
- pozostałe rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne	2 072	2 323	1 989	254
c) przeniesienia z części długoterminowej	18 364	45 411	0	85 879
- rezerwa na nagrody jubileuszowe	1 573	13 665	0	16 831
- rezerwa na odprawy emerytalne	1 948	6 811	0	3 788
- rezerwa na osłony socjalne	7 406	15	0	37 186
- rezerwa na deputaty dla emerytów	7 437	24 920	0	28 074
- rezerwa na niewykorzystane urlopy	0	0	0	0
- pozostałe rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne	0	0	0	0
d) wykorzystanie (z tytułu)	14 855	29 995	0	28 064
- rezerwa na nagrody jubileuszowe	899	1 452	0	0
- rezerwa na odprawy emerytalne	247	1 028	0	0
- rezerwa na osłony socjalne	700	678	0	0
- rezerwa na deputaty dla emerytów	12 567	25 788	0	27 527
- rezerwa na niewykorzystane urlopy	380	849	0	0
- pozostałe rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne	62	200	0	537
e) rozwiązanie (z tytułu)	35 454	18 544	65 594	21 381
- rezerwa na nagrody jubileuszowe	5 255	5 291	1 165	0
- rezerwa na odprawy emerytalne	3 543	1 468	119	0
- rezerwa na osłony socjalne	7 855	7 055	37 457	2 818
- rezerwa na deputaty dla emerytów	0	0	13 419	0
- rezerwa na niewykorzystane urlopy	16 629	3 108	11 704	18 179
- pozostałe rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne	2 172	1 622	1 730	384
f) przeniesienia do części długoterminowej	0	0	0	0
- rezerwa na nagrody jubileuszowe	0	0	0	0
- rezerwa na odprawy emerytalne	0	0	0	0
- rezerwa na osłony socjalne	0	0	0	0
- rezerwa na deputaty dla emerytów	0	0	0	0
- rezerwa na niewykorzystane urlopy	0	0	0	0
- pozostałe rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne	0	0	0	0
g) stan na koniec okresu	**97 403**	**100 039**	**63 566**	**93 526**
- rezerwa na nagrody jubileuszowe	28 471	28 631	18 393	16 831
- rezerwa na odprawy emerytalne	15 544	15 204	7 002	3 788
- rezerwa na osłony socjalne	8 619	8 768	191	37 493
- rezerwa na deputaty dla emerytów	24 058	25 792	26 660	13 419

- rezerwa na niewykorzystane urlopy	19 859	20 630	10 807	21 741
- pozostałe rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne	852	1 014	513	254

Nota 21.4

ZMIANA STANU POZOSTAŁYCH REZERW DŁUGOTERMINOWYCH (WG TYTUŁÓW)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) stan na początek okresu	527 191	566 819	508 090	532 686
- rezerwa na likwidację odwiertów	503 168	548 013	486 842	501 738
- rezerwa na nadwyżkę księgową nad wartość. ekonom odwiertów nieefektywnych	0	0	776	4 986
- rezerwa na likwidację infrastruktury gazowej	1 125	1 738	3 980	5 580
- rezerwa na zobowiązania solidarne wobec podwykonawców spółki zależnej	0	0	0	0
- rezerwa na smołę pogazową	0	0	0	0
- pozostałe rezerwy	22 898	17 068	16 492	20 382
b) zwiększenia (z tytułu)	93 048	38 968	68 563	179 790
- rezerwa na likwidację odwiertów	21 798	34 696	63 806	170 630
- rezerwa na nadwyżkę księgową nad wartość. ekonom odwiertów nieefektywnych	0	0	0	0
- rezerwa na likwidację infrastruktury gazowej	12 402	768	0	0
- rezerwa na zobowiązania solidarne wobec podwykonawców spółki zależnej	28 900	0	0	0
- rezerwa na smołę pogazową	27 912	0	0	0
- pozostałe rezerwy	2 036	3 504	4 757	9 160
c) przeniesienia z części krótkoterminowej (z tytułu)	0	7 919	0	0
- rezerwa na likwidację odwiertów	0	0	0	0
- rezerwa na nadwyżkę księgową nad wartość. ekonom odwiertów nieefektywnych	0	0	0	0
- rezerwa na likwidację infrastruktury gazowej	0	0	0	0
- rezerwa na zobowiązania solidarne wobec podwykonawców spółki zależnej	0	0	0	0
- rezerwa na smołę pogazową	0	0	0	0
- pozostałe rezerwy	0	7 919	0	0
d) wykorzystanie (z tytułu)	1 577	1 745	0	61
- rezerwa na likwidację odwiertów	0	0	0	0
- rezerwa na nadwyżkę księgową nad wartość. ekonom odwiertów nieefektywnych	0	0	0	0
- rezerwa na likwidację infrastruktury gazowej	0	0	0	0
- rezerwa na zobowiązania solidarne wobec podwykonawców spółki zależnej	0	0	0	0
- rezerwa na smołę pogazową	0	0	0	0
- pozostałe rezerwy	1 577	1 745	0	61
e) przeniesienia do części krótkoterminowej (z tytułu)	7 074	272	0	73 950
- rezerwa na likwidację odwiertów	4 925	272	0	62 416
- rezerwa na nadwyżkę księgową nad wartość. ekonom odwiertów nieefektywnych	0	0	0	0
- rezerwa na likwidację infrastruktury gazowej	0	0	0	0
- rezerwa na zobowiązania solidarne wobec podwykonawców spółki zależnej	0	0	0	0
- rezerwa na smołę pogazową	0	0	0	0
- pozostałe rezerwy	2 149	0	0	11 534
f) rozwiązanie (z tytułu)	33 253	84 498	9 834	130 375
- rezerwa na likwidację odwiertów	27 004	79 269	2 635	123 110
- rezerwa na nadwyżkę księgową nad wartość. ekonom odwiertów nieefektywnych	0	0	776	4 210
- rezerwa na likwidację infrastruktury gazowej	470	1 381	2 242	1 600
- rezerwa na zobowiązania solidarne wobec podwykonawców spółki zależnej	0	0	0	0
- rezerwa na smołę pogazową	0	0	0	0
- pozostałe rezerwy	5 779	3 848	4 181	1 455
g) stan na koniec okresu	**578 335**	**527 191**	**566 819**	**508 090**
- rezerwa na likwidację odwiertów	493 037	503 168	548 013	486 842

- rezerwa na nadwyżkę księgową nad wartość. ekonom odwiertów nieefektywnych	0	0	0	776
- rezerwa na likwidację infrastruktury gazowej	13 057	1 125	1 738	3 980
- rezerwa na zobowiązania solidarne wobec podwykonawców spółki zależnej	28 900	0	0	0
- rezerwa na smołę pogazową	27 912	0	0	0
- pozostałe rezerwy	15 429	22 898	17 068	16 492

Nota 21.5

ZMIANA STANU POZOSTAŁYCH REZERWY KRÓTKOTERMINOWYCH (WG TYTUŁÓW)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) stan na początek okresu	84 182	104 498	92 151	25 577
- rezerwa na likwidację odwiertów	40 669	63 264	62 416	0
- rezerwa na potencjalne zobowiązania	10 252	10 252	10 252	0
- rezerwa na karę UOKiK	0	0	0	0
- rezerwa na zobowiązania z tyt. odsetek	6 887	0	0	0
- rezerwa na smołę pogazową	0	0	0	0
- pozostałe rezerwy	26 374	30 982	19 483	25 577
b) zwiększenia (z tytułu)	75 323	33 612	30 984	13 666
- rezerwa na likwidację odwiertów	0	8 872	848	0
- rezerwa na potencjalne zobowiązania	0	0	0	0
- rezerwa na karę UOKiK	52 657	0	0	0
- rezerwa na zobowiązania z tyt. odsetek	4 484	6 887	0	0
- rezerwa na smołę pogazową	334	0	0	0
- pozostałe rezerwy	17 848	17 853	30 136	13 666
c) przeniesienia z części długoterminowej (z tytułu)	7 075	272	0	73 951
- rezerwa na likwidację odwiertów	4 926	272	0	62 416
- rezerwa na potencjalne zobowiązania	0	0	0	10 252
- rezerwa na karę UOKiK	0	0	0	0
- rezerwa na zobowiązania z tyt. odsetek	0	0	0	0
- rezerwa na smołę pogazową	0	0	0	0
- pozostałe rezerwy	2 149	0	0	1 283
d) wykorzystanie (z tytułu)	4 280	7 153	0	1 251
- rezerwa na likwidację odwiertów	0	0	0	0
- rezerwa na potencjalne zobowiązania	0	0	0	0
- rezerwa na karę UOKiK	0	0	0	0
- rezerwa na zobowiązania z tyt. odsetek	0	0	0	0
- rezerwa na smołę pogazową	0	0	0	0
- pozostałe rezerwy	4 280	7 153	0	1 251
e) rozwiązanie (z tytułu)	20 470	39 128	18 637	19 792
- rezerwa na likwidację odwiertów	0	31 738	0	0
- rezerwa na potencjalne zobowiązania	10 252	0	0	0

- rezerwa na karę UOKiK	0	0	0	0
- rezerwa na zobowiązania z tyt. odsetek	0	0	0	0
- rezerwa na smołę pogazową	0	0	0	0
- pozostałe rezerwy	10 218	7 390	18 637	19 792
f) przeniesienia do części długoterminowej (z tytułu)	0	7 919	0	0
- rezerwa na likwidację odwiertów	0	0	0	0
- rezerwa na potencjalne zobowiązania	0	0	0	0
- rezerwa na karę UOKiK	0	0	0	0
- rezerwa na zobowiązania z tyt. odsetek	0	0	0	0
- rezerwa na smołę pogazową	0	0	0	0
- pozostałe rezerwy	0	7 919	0	0
g) stan na koniec okresu	**141 830**	**84 182**	**104 498**	**92 151**
- rezerwa na likwidację odwiertów	45 595	40 670	63 264	62 416
- rezerwa na potencjalne zobowiązania	0	10 252	10 252	10 252
- rezerwa na karę UOKiK	52 657	0	0	0
- rezerwa na zobowiązania z tyt. odsetek	11 371	6 887	0	0
- rezerwa na smołę pogazową	334	0	0	0
- pozostałe rezerwy	31 873	26 373	30 982	19 483

Nota 22.1

ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) wobec jednostek zależnych	0	0	0	0
b) wobec jednostek współzależnych	0	0	0	0
c) wobec jednostek stowarzyszonych	59	36	0	0
- kredyty	0	0	0	0
- pożyczki	0	0	0	0
- z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	0	0	0	0
- inne zobowiązania finansowe, w tym:	59	36	0	0
- otrzymana kaucja gwarancyjna	59	36	0	0
- umowy leasingu finansowego	0	0	0	0
- inne (według rodzaju)	0	0	0	0
d) wobec znaczącego inwestora	0	0	0	0
e) wobec jednostki dominującej	0	0	0	0
f) wobec pozostałych jednostek	326 541	4 847 385	4 824 604	5 868 885
- kredyty	269 261	1 601 747	1 957 161	2 956 084
- pożyczki	0	500	1 000	1 590
- z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	0	3 193 170	2 804 617	2 807 001
- inne zobowiązania finansowe, w tym:	53 630	47 809	56 600	100 133
- umowy leasingu finansowego	53 630	47 809	56 600	100 133
- inne (według rodzaju)	3 650	4 159	5 226	4 077
- zobowiązania z tytułu przejęcia sieci gazowniczej	905	3 632	4 473	2 738
- pozostałe	2 745	527	753	1 339
Zobowiązania długoterminowe razem	**326 600**	**4 847 421**	**4 824 604**	**5 868 885**

Nota 22.2

ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE O POZOSTAŁYM OD DNIA BILANSOWEGO OKRESIE SPŁATY	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) powyżej 1 roku do 3 lat	323 812	4 745 188	1 485 623	1 703 926
b) powyżej 3 do 5 lat	2 788	94 696	3 320 665	3 954 449
c) powyżej 5 lat	0	7 537	18 316	210 510
Zobowiązania długoterminowe razem	**326 600**	**4 847 421**	**4 824 604**	**5 868 885**

Nota 22.3

ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE (STRUKTURA WALUTOWA)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) w walucie polskiej	64 075	663 661	129 398	199 304
b) w walutach obcych (wg walut i po przeliczeniu na zł)	262 525	4 183 760	4 695 206	5 669 581
- b1) waluta - EUR	240	749 290	842 381	978 172
przeliczone na PLN	979	3 534 403	3 386 488	3 445 025
- b2) waluta - USD	84 216	173 604	340 918	558 050
przeliczone na PLN	251 841	649 357	1 308 718	2 224 556
- b3) waluta - CHF	3 673	0	0	0
przeliczone na PLN	9 705	0	0	0
c) pozostałe waluty przeliczone na PLN	0	0	0	0
Zobowiązania długoterminowe razem	**326 600**	**4 847 421**	**4 824 604**	**5 868 885**

Nota 22.4

ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE Z TYTUŁU KREDYTÓW I POŻYCZEK stan na 31.12.2004									
nazwa (firma) jednostki ze wskazaniem formy prawnej	siedziba	kwota kredytu / pożyczki wg umowy (wykorzystana)		kwota kredytu / pożyczki pozostała do spłaty*		warunki oprocentowania	termin spłaty	zabezpieczenia	Inne
		PLN	waluta	PLN	waluta				
BPH PBK S.A. w W-wie	Warszawa	7 685	3 899 DEM	1 391	341 EUR	EURIBOR 3M+1,05%	25.10.2005	hipoteka, przewłaszczenie	-
BPH PBK S.A. w W-wie	Warszawa	99 916	99 916 PLN	32 485	32 486 PLN	WIBOR 1M+0,8%	25.10.2007	hipoteka, przewłaszczenie	-
Pekao S.A. I O/Sanok	Sanok	41 476	41 476 PLN	7 541	7 541 PLN	WIBOR 1M+0,9%	25.12.2005	weksel	-
Pekao S.A. I O/Sanok	Sanok	8 148	8 148 PLN	776	776 PLN	WIBOR 1M+0,9%	25.04.2005	weksel	-
Citibak Handlowy Bank Handlowy	Warszawa	575 865	147 140 USD	155 311	51 937 USD	LIBOR 3M + 0,75%	kwartalnie do 30.12.2007	Cesja należności, zastaw na środkach trwałych, cesja wierzytelności, przewłaszczenie majątku kompleksu kopalni Dębno, weksle in blanco, cesja praw z polisy ubezpieczeniowej na Dębno	-
Bank ABN Amro	Warszawa	704 142	180 000 EUR	294 729	72 255 EUR	EURIBOR 3M + 0,6%	14.08.2003-14.08.2005	gwarancje spółek dystrybucyjnych	-
Credit Suisse First Boston	Londyn	825 940	200 000 USD	324 512	108 518 USD	LIBOR 3M +0 ,95%	22.09.2003-06.09.2006	gwarancje spółek dystrybucyjnych	-
EBI	Luksemburg	b.d.	50 000 USD	40 090	13 406 USD	7,31%	20.10.1995-20.04.2007	gwarancja Skarbu Państwa	-
Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej	Jelenia Góra	2 500	2 500 PLN	500	500 PLN	8%	15.01.2003-15.01.2005	gwarancje spółek dystrybucyjnych	-
Citibank Handlowy Bank Handlowy	Warszawa	570 355	570 355 PLN	575 097	575 097 PLN	WIBOR 3M + 0,6%	15.08.2005	gwarancja Skarbu Państwa	-
BGŻ S.A. O/Krosno	Krosno	600	600 PLN	120	120 PLN	WIBOR 3M+4%	kwartalnie do 31.12.2005	zastaw rejestrowy na środkach trwałych	-
BGŻ S.A. O/Krosno	Krosno	300	300 PLN	40	40 PLN	WIBOR 3M+4%	kwartalnie do 31.12.2005	zastaw rejestrowy na środkach trwałych	-
Razem zobowiązania w PLN				**1 432 592**					-

*Wraz z częścią krótkoterminową oraz naliczonymi do spłaty odsetkami.

ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE Z TYTUŁU KREDYTÓW I POŻYCZEK stan na 31.12.2003									
nazwa (firma) jednostki, ze wskazaniem formy prawnej	siedziba	kwota kredytu/ pożyczki wg umowy		kwota kredytu/ pożyczki pozostała do spłaty*		warunki oprocentowania	termin spłaty	zabezpieczenia	inne
		w złotych	waluta	w złotych	waluta				
BPH PBK S.A. w W-wie	Warszawa	7 685	3 899 DEM	3 538	750 EUR	EURIBOR 3M+1,05%	25.10.2005	hipoteka, przewłaszczenie	-
BPH PBK S.A. w W-wie	Warszawa	99 916	99 916 PLN	48 669	48 669 PLN	WIBOR 1M+0,8%	25.10.2007	hipoteka, przewłaszczenie	-
Pekao S.A. I O/Sanok	Sanok	41 476	41 476 PLN	15 082	15 082 PLN	WIBOR 1M+0,9%	25.12.2005	-	-
Pekao S.A. I O/Sanok	Sanok	8 148	8 148 PLN	2 328	2 328 PLN	WIBOR 1M+0,9%	25.04.2005	-	-
Citibak Handlowy Bank Handlowy	Warszawa	575 865	147 140 USD	259 001	69 242 USD	LIBOR 3M + 0,75%	kwartalnie do 30.12.2007	Cesja należności, zastaw na środkach trwałych, cesja wierzytelności, przewłaszczenie majątku kompleksu kopalni Dębno, weksle in blanco, cesja praw z polisy ubezpieczeniowej na Dębno	-
Bank ABN Amro	Warszawa	704 142	180 000 EUR	681 596	144 498 EUR	EURIBOR 3M + 0,6%	14.08.2003-14.08.2005	gwarancje spółek dystrybucyjnych	-
Credit Suisse First Boston	Londyn	825 940	200 000 USD	655 186	175 160 USD	LIBOR 3M +0 ,95%	22.09.2003-06.09.2006	gwarancje spółek dystrybucyjnych	-
EBI	Luksemburg	b.d.	50 000 USD	70 186	18 764 USD	7,31%	20.10.1995-20.04.2007	gwarancja Skarbu Państwa	-
Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki wodnej	Jelenia Góra	2 500	2 500 PLN	1 000	1 000 PLN	8%	15.01.2003-15.01.2005	gwarancje spółek dystrybucyjnych	-
Citibank Handlowy Bank Handlowy	Warszawa	570 355	570 355 PLN	574 246	574 246 PLN	WIBOR 3M + 0,6%	15.08.2005	-	-
BRE Bank S.A.	Warszawa	3 848	1 000 USD	2 338	625 USD	LIBOR 1M + 2,0%	15.02.2005	weksel in blanco, hipoteka zwykła oraz kaucyjna na nieruchomości	-
BGŻ S.A. O/Krosno	Krosno	600	600 PLN	240	240 PLN	WIBOR 3M+4%	kwartalnie do 31.12.2004	zastaw rejestrowy na środkach trwałych	-
BGŻ S.A. O/Krosno	Krosno	300	300 PLN	160	160 PLN	WIBOR 3M+4%	kwartalnie do 31.12.2005	zastaw rejestrowy na środkach trwałych	-
BZ WBK S.A O/Wrocław	Wrocław	438	438 PLN	12	12 PLN	WIBOR 1M+1,6%	31.01.2004	zastaw rejestrowy, cesja praw z polisy, auto-casco, pełnomocnictwo do rach. bieżacego, weksel in blanco	-
BZ WBK S.A O/Wrocław	Wrocław	500	500 PLN	82	82 PLN	WIBOR 1M+1,6%	30.06.2004	zastaw rejestrowy, cesja praw z polisy, pełnomocnictwo do	-

								rachunku bieżącego, weksel in blanco	
Razem zobowiązania w tytułu kredytów w PLN				**2 313 664**					

*Wraz z częścią krótkoterminową oraz naliczonymi do spłaty odsetkami.

ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE Z TYTUŁU KREDYTÓW I POŻYCZEK stan na 31.12.2002									
nazwa (firma) jednostki, ze wskazaniem formy prawnej	siedziba	kwota kredytu/ pożyczki wg umowy		kwota Kredytu/ pożyczki pozostała do spłaty*		warunki oprocentowania	termin spłaty	zabezpieczenia	inne
		w złotych	waluta	w złotych	waluta				
BPH PBK S.A. w W-wie	Warszawa	7 685	3 899 DEM	4 716	1 173 EUR	EURIBOR 3M+1,05%	25.10.2005	hipoteka, przewłaszczenie	-
BPH PBK S.A. w W-wie	Warszawa	99 916	99 916 PLN	64 796	64 796 PLN	WIBOR 1M+0,8%	25.10.2007	hipoteka, przewłaszczenie	-
Pekao S.A. I O/Sanok	Sanok	10 945	10 945 PLN	644	644 PLN	WIBOR 1M+0,9%	25.02.2003	-	-
Pekao S.A. I O/Sanok	Sanok	8 148	8 148 PLN	3 880	1 552 PLN	WIBOR 1M+0,9%	25.04.2005	-	-
Pekao S.A. I O/Sanok	Sanok	41 476	41 476 PLN	22 623	11 312 PLN	WIBOR 1M+0,9%	25.12.2005	-	-
BZ WBK S.A. I Oddział w Przemyślu		5 000	5 000 PLN	833	833 PLN	WIBOR 3M+1,35%	25.08.2003	-	-
KONSORCJUM BANKOWE (BH w Warszawie S.A. i PKO S.A.)	Warszawa	575 865	147 140 USD	332 260	86 553 USD	LIBOR 3M + 1,5%	kwartalnie do 30.12.2007	Cesja należności, zastaw na środkach trwałych, cesja wierzytelności, przewłaszczenie majątku kompleksu kopalni Dębno, weksle in blanco, cesja praw z polisy ubezpieczeniowej na Dębno	-
Bank ABN Amro	Warszawa	704 142	180 000 EUR	726 583	180 733 EUR	Euribor 3M + 0,6%	14.08.2003-14.08.2005	-	-
Societe Generale	Warszawa	b.d	150 000 USD	578 920	150 808 USD	Libor 6 lub 3M + 1	17.01.2003	-	-
Bank Światowy	Waszyngton	b.d	250 000 USD	389 280	101 407 USD	Zmienne 5,47 %-8,45 %	15.07.2007	-	-
EBI	Luksemburg	b.d	50 000 USD	92 650	24 135 USD	7,31%	20.10.1995-20.04.2007	gwarancja Skarbu Państwa	-
Credit Suisse First Boston	Londyn	825 940	200 000 USD	768 492	200 191 USD	Libor 3M +0 ,95%	22.09.2003-06.09.2006	-	-
Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki wodnej	Jelenia Góra	2 500	2 500 PLN	1 590	1 590 PLN	8%	15.01.2003-15.01.2005	-	-
BGŻ S.A. O/Krosno	Krosno	600	600 PLN	540	540 PLN	WIBOR 3M+4%	kwartalnie do 31.12.2004	zastaw rejestrowy na środkach trwałych	-
BGŻ S.A. O/Krosno	Krosno	300	300 PLN	270	270 PLN	WIBOR 3M+4%	kwartalnie do 31.12.2005	zastaw rejestrowy na środkach trwałych	-

BZ WBK S.A. Wrocław	Wrocław	438	438 PLN	158	158 PLN	WIBOR 1 M+1,6 %	31.01.2004	zastaw rejestrowy, cesja praw z polisy, auto-casco, pełnomocnictwo do rach. bieżacego, weksel in blanco	-
BZ WBK S.A. Wrocław	Wrocław	500	500 PLN	243	244 PLN	WIBOR 1M+1,6 %	30.06.2004	zastaw rejestrowy, cesja praw z polisy, pełnomocnictwo do rachunku bieżącego, weksel in blanco	-
Razem zobowiązania w tytułu kredytów w PLN				**2 988 478**					-

*Wraz z częścią krótkoterminową oraz naliczonymi do spłaty odsetkami.

ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE Z TYTUŁU KREDYTÓW I POŻYCZEK stan na 31.12.2001									
nazwa (firma) jednostki, ze wskazaniem formy prawnej	siedziba	kwota kredytu/ pożyczki wg umowy		kwota Kredytu/ pożyczki pozostała do spłaty*		warunki oprocentowania	termin spłaty	zabezpieczenia	inne
		w złotych	waluta	w złotych	waluta				
Pekao S.A. O/Sanok	Sanok	4 000	4 000 PLN	3 428	3 428 PLN	WIBOR 1M+0,78%	29.03.2002	-	-
Pekao S.A. O/Sanok	Sanok	4 000	4 000 PLN	4 000	4 000 PLN	WIBOR 1M+0,8%	29.06.2002	-	-
Pekao S.A. O/Rzeszów	Rzeszów	7 000	7 000 PLN	7 000	7 000 PLN	WIBOR 1M+0,8%	22.06.2002	-	-
Pekao S.A. O/Sanok	Sanok	10 945	10 945 PLN	3 219	3 219 PLN	WIBOR 1M+0,9%	25.02.2003	-	-
Pekao S.A. O/Sanok	Sanok	8 148	8 148 PLN	5 432	5 432 PLN	WIBOR 1M+0,9%	24.04.2005	-	-
Pekao S.A. O/Sanok	Sanok	41 476	41 476 PLN	30 164	30 164 PLN	WIBOR 1M+0,9%	25.12.2005	-	-
BZ O/Przemyśl	Przemyśl	15 000	15 000 PLN	2 188	2 188 PLN	WIBOR 1M+1,35%	25.07.2002	-	-
BZ O/Sanok	Sanok	5 000	5 000 PLN	2 083	2 083 PLN	WIBOR 1M+1,35%	25.08.2003	Hipoteka, przewłaszczenie środków trwałych powstałych w wyniku inwestycji	-
PBK O/Olecko	Olecko	99 916	99 916 PLN	81 035	81 035 PLN	WIBOR 1M+0,8%	25.10.2007	Hipoteka, przewłaszczenie środków trwałych powstałych w wyniku inwestycji	-
PBK O/Olecko	Olecko	5 522	3 899 DEM	5 522	1 568 EUR	EURIBOR3M+1,05%	25.10.2005	Hipoteka, przewłaszczenie środków trwałych powstałych w wyniku inwestycji	-
Bank Handlowy S.A.	Warszawa	b.d.	137 500 USD	414 031	103 864 USD	LIBOR 3M USD + 1,5%	30.12.2007	Cesja należności, zastaw na środkach trwałych, cesja wierzytelności, przewłaszczenie majątku kompleksu kopalni Dębno, weksle in blanco, cesja praw z polisy ubezpieczeniowej na Dębno	-
Societe Generale	Warszawa	b.d.	150 000 USD	610 513	153 153 USD	LIBOR 6M + 1%	24.01.2003	-	-
CSFB	Londyn	825 940	200 000 USD	798 508	200 313 USD	LIBOR 3M + 0,95%	06.09.2006	-	-
ABN Amro Bank N.V.	Warszawa	704 142	180 000 EUR	636 654	159 711 EUR	EURIBOR3M + 0,6%	14.08.2005	-	-
EBI	Luksemburg	b.d.	50 000 USD	117 562	29 492 USD	7,31%	04.2007	gwarancja Skarbu Państwa	-
Bank Światowy	Waszyngton	b.d.	250 000 USD	486 732	122 101 USD	Zmienne 4,01% - 8,59%	07.2007	-	-
Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki wodnej	Jelenia Góra	2 500	2 500 PLN	2 180	1 590 PLN	8%	15.01.2003-15.01.2005	-	-
BGŻ S.A. O/Krosno	Krosno	600	600 PLN	595	595 PLN	WIBOR 3M+4%	kwartalnie do	zastaw rejestrowy na środkach trwałych	-

							31.12.2004		
BGŻ S.A. O/Krosno	Krosno	300	300 PLN	300	300 PLN	WIBOR 3M+4%	kwartalnie do 31.12.2005	zastaw rejestrowy na środkach trwałych	-
BZ WBK S.A. V O/WROCŁAW	Wrocław	438	438 PLN	304	304 PLN	WIBOR 1 M + 1,6%	31.01.2004	zastaw rejestrowy, cesja praw z polisy, auto-casco, pełnomocnictwo do rach.unku bieżacego, weksel in blanco	-
BZ WBK S.A. V O/WROCŁAW	Wrocław	500	500 PLN	406	406 PLN	WIBOR 1 M + 1,6%	30.06.2004	zastaw rejestrowy, cesja praw z polisy, pełnomocnictwo do rachunku bieżącego, weksel in blanco	-
Razem zobowiązania w tytułu kredytów w PLN				**3 211 856**					

*Wraz z częścią krótkoterminową oraz naliczonymi do spłaty odsetkami.

Nota 22.5

ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE Z TYTUŁU WYEMITOWANYCH DŁUŻNYCH INSTRUMENTÓW FINANSOWYCH	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) dłużne instrumenty finansowe	obligacje	obligacje	obligacje	obligacje
b) wartość nominalna	678.700 tys. EUR	678.700 tys. EUR	700.000 tys. EUR	800.000 tys. EUR
c) warunki oprocentowania	6,75%	6,75%	6,75%	6,75%
d) termin wykupu	30.09.2006	30.09.2006	30.09.2006	30.09.2006
e) gwarancja/zabezpieczenia	Gwarancja spółki* PGNiG S.A.	Gwarancja spółki* PGNiG S.A.	Gwarancja spółki* PGNiG S.A.	Gwarancja spółki* PGNiG S.A.
f) dodatkowe prawa	Brak	Brak	Brak	Brak
g) rynek notowań	Luxembourg Stock Exchange	Luxembourg Stock Exchange	Luxembourg Stock Exchange	Luxembourg Stock Exchange
h) inne	-	-	-	-

*Emitentem obligacji jest PGNiG Finance BV z Amsterdamu w Holandii spółka zależna od PGNiG S.A.

Nota 23.1.

ZOBOWIĄZANIA KRÓTKOTERMINOWE	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) wobec jednostek zależnych	10 152	9 347	4 292	2 754
- kredyty i pożyczki, w tym:	0	0	0	0
- długoterminowe w okresie spłaty	0	0	0	0
- z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	0	0	0	0
- z tytułu dywidend	0	0	0	0
- inne zobowiązania finansowe, w tym:	0	0	0	0
- z tyt. wyceny instrumentów pochodnych	0	0	0	0
- z tytułu dostaw i usług, o okresie wymagalności:	4 993	7 780	4 063	2 623
- do 12 miesięcy	4 568	7 780	4 063	2 623
- powyżej 12 miesięcy	425	0	0	0
- zaliczki otrzymane na dostawy	0	0	0	0
- zobowiązania wekslowe	0	0	0	0
- z tytułu podatków, ceł, ubezpieczeń i innych świadczeń	0	0	0	0
- z tytułu wynagrodzeń	0	0	0	0
- inne (wg rodzaju)	5 159	1 567	229	131
b) wobec jednostek współzależnych	53 366	52 086	28 267	5 719
- kredyty i pożyczki, w tym:	0	0	0	0
- długoterminowe w okresie spłaty	0	0	0	0
- z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	0	0	0	0
- z tytułu dywidend	0	0	0	0
- inne zobowiązania finansowe, w tym:	0	0	0	0
- z tyt. wyceny instrumentów pochodnych	0	0	0	0
- z tytułu dostaw i usług, o okresie wymagalności:	53 366	0	0	0
- do 12 miesięcy	53 366	0	0	0
- powyżej 12 miesięcy	0	0	0	0
- zaliczki otrzymane na dostawy	0	0	0	0
- zobowiązania wekslowe	0	0	0	0
- z tytułu podatków, ceł, ubezpieczeń i innych świadczeń	0	0	0	0
- z tytułu wynagrodzeń	0	0	0	0
- inne (wg rodzaju)	0	52 086	28 267	5 719
c) wobec jednostek stowarzyszonych	35 274	36 841	24 995	38 260
- kredyty i pożyczki, w tym:	0	0	0	0

- długoterminowe w okresie spłaty	0	0	0	0
- z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	0	0	0	0
- z tytułu dywidend	0	0	0	0
- inne zobowiązania finansowe, w tym:	0	0	0	0
- z tyt. wyceny instrumentów pochodnych	0	0	0	0
- z tytułu dostaw i usług, o okresie wymagalności:	23 037	30 994	19 134	33 937
- do 12 miesięcy	23 037	30 994	19 134	33 937
- powyżej 12 miesięcy	0	0	0	0
- zaliczki otrzymane na dostawy	0	0	0	0
- zobowiązania wekslowe	0	0	0	0
- z tytułu podatków, ceł, ubezpieczeń i innych świadczeń	0	0	0	0
- z tytułu wynagrodzeń	0	0	0	0
- inne (wg rodzaju)	12 237	5 847	5 861	4 323
d) wobec znaczącego inwestora	0	0	0	0
e) wobec jednostki dominującej	0	0	0	0
f) wobec pozostałych jednostek	5 440 530	2 243 332	2 450 418	2 257 305
- kredyty i pożyczki, w tym:	1 235 131	761 726	1 082 605	329 985
- długoterminowe w okresie spłaty	1 163 332	711 416	424 172	216 006
- z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	2 800 671	36 115	31 746	31 784
- z tytułu dywidend	0	0	0	0
- inne zobowiązania finansowe, w tym:	259 271	102 982	182 609	523 042
- umowy leasingu finansowego	21 078	12 736	5 852	8 648
- z tyt. wyceny instrumentów pochodnych	238 193	90 246	176 756	514 393
- z tytułu dostaw i usług, o okresie wymagalności:	580 162	685 769	547 624	690 383
- do 12 miesięcy	579 232	682 978	546 257	690 237
- powyżej 12 miesięcy	930	2 791	1 367	146
- zaliczki otrzymane na dostawy	3 269	2 693	4 081	2 684
- zobowiązania wekslowe	0	0	0	133 500
- z tytułu podatków, ceł, ubezpieczeń i innych świadczeń	407 539	500 573	505 007	343 822
- z tytułu wynagrodzeń	37 699	38 220	25 867	40 205
- inne (wg rodzaju)	116 788	115 254	70 879	161 900
g) fundusze specjalne (wg tytułów)	102 484	103 262	112 120	99 849
- zakładowy fundusz świadczeń socjalnych	85 449	94 588	105 333	99 287
- fundusz likwidacji szkód górniczych	17 005	8 641	6 757	0
- pozostałe fundusze	30	33	30	562
Zobowiązania krótkoterminowe, razem	**5 641 806**	**2 444 868**	**2 620 092**	**2 403 887**

Nota 23.2.

ZOBOWIĄZANIA KRÓTKOTERMINOWE (STRUKTURA WALUTOWA)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) w walucie polskiej	1 889 521	1 302 706	1 282 224	1 775 468
b) w walutach obcych(wg walut i po przeliczeniu na zł)	3 648 065	1 142 001	1 337 702	609 421
- b1) Waluta - EUR	776 583	95 490	59 209	24 581
przeliczone na PLN	3 167 681	451 290	238 032	86 572
- b2) Waluta - USD	159 305	183 885	285 696	100 873
przeliczone na PLN	476 385	687 953	1 096 730	402 112
- b3) Waluta - CHF	1 470	814	810	50 770
przeliczone na PLN	3 883	2 466	2 242	120 628
- b4) Waluta - GBF	20	44	113	19
przeliczone na PLN	116	292	698	109
c) pozostałe waluty przeliczone na PLN	1 736	161	166	18 998
Zobowiązania krótkoterminowe, razem	**5 539 322**	**2 444 868**	**2 620 092**	**2 403 887**

Nota 23.3.

ZOBOWIĄZANIA KRÓTKOTERMINOWE Z TYTUŁU KREDYTÓW I POŻYCZEK* - stan na 31.12.2004									
Nazwa (firma) jednostki ze wskazaniem formy prawnej	Siedziba	Kwota kredytu / pożyczki wg umowy		Kwota kredytu / pożyczki pozostała do spłaty		Warunki oprocentowania	Termin spłaty	Zabezpieczenia	Inne
		PLN	waluta	PLN	waluta				
Bank Millennium S.A.	Warszawa	6 000	6 000 PLN	3 992	3 992 PLN	WIBOR 3M+0,65%	28.04.2005	-	kredyt krótkoterminowy
Raiffeisen Bank S.A.	Warszawa	6 000	6 000 PLN	5 732	5 732 PLN	WIBOR 1M+0,5%	31.05.2005	weksel in blanco	linia kredytowa
Bank PEKAO S.A. O/Jasło	Jasło	3 000	3 000 PLN	3 001	3 001 PLN	WIBOR 1M + 1%	29.11.2005	przewłaszcz. środków trw. i weksel	kredyt
Bank PEKAO S.A. O/Jasło	Jasło	4 000	4 000 PLN	3 851	3 851 PLN	WIBOR 1M+1,3%	30.11.2005	weksel	kredyt w rachunku bieżącym
Societe Generale S.A.	Warszawa	5 611	1 500 USD	3 953	1 322 USD	LIBOR 1M + 0,8%	29.10.2004	weksel i blanco, poręczenie, należności eksportowe	kredyt obrotowy
BPH PBK I O/Kraków	Kraków	16 000	16 000 PLN	14 624	14 624 PLN	WIBOR 1M+0,4%	30.09.2005	weksel in blanco, poręczenie, hipoteka na nieruchomości wraz z cesją polisy ubezpieczeniowej, pełnomocnictwo do rachunku bieżącego, cesja z wierzytelności	kredyt w rachunku bieżącym
BPH PBK S.A. O/Piła	Piła	8 116	4 000 PLN	2 994	2 994 PLN	WIBOR1M+1%	30.09.2005	przewłaszczenie	kredyt w rachunku bieżącym
BGK S.A. O/Piła	Piła	4 000	4 000 PLN	172	172 PLN	WIBOR 3M+1,7%	26.04.2005	przewłaszczenie	kredyt w rachunku bieżącym
Societe Generale	Kraków	3 000	3 000 PLN	9	9 PLN	WIBOR 1M+0,8%	31.10.2004	wpływy ze sprzedaży	linia kredytowa
Bank Przemysłowo Handlowy	Kraków	13 000	13 000 PLN	9 465	9 465 PLN	WIBOR 1M+0,4%	30.09.2005	hipoteka, przewłaszczenie	linia kredytowa
Societe Generale	Toruń	5 000	5 000 PLN	2 200	2 200 PLN	WIBOR 1M+0,8%	31.10.2004	-	kredyt krótkoterminowy
BPH PBK S.A.	Jasło	2 500	2 500 PLN	2 500	2 500 PLN	WIBOR 1M+1,5%	30.09.2005	zapas magazynowy	kredyt
BGK O/Piła	Piła	4 000	4 000 PLN	4 000	4 000 PLN	WIBOR 3M+1,3%	29.04.2005	przewłaszczenie	kredyt obrotowy
Bank Śląski O/Krosno	Krosno	7 000	7 000 PLN	7 033	7 033 PLN	WIBOR 1M+1,25%	10.10.2004	cesja wierzytelności i weksel	kredyt krótkoterminowy
City Bank	Warszawa	50 000	50 000 PLN	0	0 PLN	WIBOR 1TN+0,35%	03.09.2004	-	linia kredytowa
Bank PEKAO S.A.	Toruń	3 000	3 000 PLN	3 000	3 000 PLN	WIBOR 1M+0,7%	30.05.2005	weksel in blanco	kredyt krótkoterminowy
BRE Bank S.A.	Bydgoszcz	5 000	5 000 PLN	2 930	2 930 PLN	WIBOR 1M+0,7%	24.08.2005	weksel in blanco	kredyt krótkoterminowy
BRE Bank S.A.	Warszawa	3 848	1 000 USD	374	125 USD	LIBOR 1M + 2,0%	15.02.2005	weksel in blanco, hipoteka zwykła oraz kaucyjna na nieruchomości	kredyt obrotowy
BRE Bank S.A.	Zielona	1 970	1 970 PLN	1 970	1 970 PLN	WIBOR1M+0,6%	03.01.2005	-	kredyt w rachunku

	Góra								bieżącym
Razem zobowiązania w PLN				**71 800**					

*Wraz z naliczonymi do spłaty odsetkami

ZOBOWIĄZANIA KRÓTKOTERMINOWE Z TYTUŁU KREDYTÓW I POŻYCZEK* na dzień 31.12.2003 (w tys.)									
nazwa (firma) jednostki, ze wskazaniem formy prawnej	siedziba	kwota kredytu/ pożyczki wg umowy		kwota kredytu/ pożyczki pozostała do spłaty		warunki oprocentowania	termin spłaty	zabezpieczenia	inne
		w złotych	waluta	w złotych	waluta				
BPH PBK S.A.	Warszawa	15 000	15 000 PLN	3 490	3 490 PLN	WIBOR 1M+0,4%	31.05.2004	weksel in blanco, zastaw na środkach trwałych	linia kredytowa
Bank Millennium S.A.	Warszawa	4 346	4 346 PLN	5 012	5 012 PLN	WIBOR 3M+0,8%	-	weksel in blanco	w rachunku bieżącym
Raiffeisen Bank S.A.	Warszawa	3 962	3 962 PLN	4 274	4 274 PLN	WIBOR 1W+0,5%	-	weksel in blanco	linia kredytowa
BRE Bank S.A.	Warszawa	3 000	3 000 PLN	3 700	3 700 PLN	WIBOR 3M+0,85%	-	weksel in blanco	kredyt odnawialny
Bank PEKAO S.A. O/Jasło	Jasło	3 000	3 000 PLN	3 000	3 000 PLN	WIBOR 1M + 1%	29.11.2004	weksel	-
Bank PEKAO S.A. O/Jasło	Jasło	1 270	1 270 PLN	1 270	1 270 PLN	WIBOR 1M+1,3%	30.11.2004	weksel	kredyt w rachunku bieżącym
BPH PBK S.A. O/Wołomin	Wołomin	2 268	810 CHF	2 452	810 CHF	LIBOR 3M+1,5%	31.05.2004	zapasy	-
Societe Generale S.A.	Warszawa	5 611	1 500 USD	4 945	1 322 USD	LIBOR 1M + 0,8%	30.03.2004	weksel i blanco, poręczenie, należności eksportowe	kredyt obrotowy
BPH PBK I O/Kraków	Kraków	15 501	15 501 PLN	15 613	15 613 PLN	WIBOR 1M+0,4%	31.05.2004	weksel in blanco, poręczenie, hipoteka na nieruchomości wraz z cesją polisy ubezpieczeniowej, pełnomocnictwo do rachunku bieżącego, cesja z wierzytelności	kredyt w rachunku bieżącym
BPH PBK S.A. O/Piła	Piła	1 887	1 887 PLN	1 887	1 887 PLN	6,6%	30.06.2004	przewłaszczenie	kredyt w rachunku bieżącym
BGK S.A. O/Piła	Piła	2 166	2 166 PLN	2 166	2 166 PLN	7,14%	27.04.2004	przewłaszczenie	kredyt w rachunku bieżącym
Bank Śląski O/Krosno	Krosno	2 500	2 500 PLN	2 500	2 500 PLN	WIBOR 1M+1%	10.01.2004	cesja wierzytelności	kredyt krótkoterminowy
Razem zobowiązania w PLN				**50 309**					

*Wraz z naliczonymi do spłaty odsetkami

ZOBOWIĄZANIA KRÓTKOTERMINOWE Z TYTUŁU KREDYTÓW I POŻYCZEK* na dzień 31.12.2002 (w tys.)									
nazwa (firma) jednostki, ze wskazaniem formy prawnej	siedziba	kwota kredytu/ pożyczki wg umowy		kwota kredytu/ pożyczki pozostała do spłaty		warunki oprocentowania	termin spłaty	zabezpieczenia	inne
		w złotych	waluta	w złotych	waluta				
BPH S.A. I/O Kraków	Kraków	15 000	15 000 PLN	6 600	6 600 PLN	WIBOR1M+0,4%	28.02.2003	weksel in blanco, zastaw na środkach trwałych	-
Societe Generale S.A.	Warszawa	2 000	2 000 PLN	1	1 PLN	WIBOR1M+0,8%	24.05.2003	weksel in blanco	-
BIG BANK GDANSKI S.A.	Warszawa	6 000	6 000 PLN	4 346	4 346 PLN	WIBOR3M+0,5%	30.09.2003	weksel in blanco	-
RAIFEISEN BANK	Warszawa	5 000	5 000 PLN	3 962	3 962 PLN	WIBOR1M+0,5%	20.05.2003	weksel in blanco	-
BRE BANK S.A.	Warszawa	5 000	5 000 PLN	3 000	3 000 PLN	WIBOR3M+0,85%	27.08.2003	weksel in blanco	-
Bank PEKAO S.A. Jasło	Jasło	3 000	3 000 PLN	3 000	3 000 PLN	WIBOR 1M +1%	29.11.2003	weksel in blanco	-
BPHPBK Wołomin	Wołomin	2 268	810 CHF	2 242	810 CHF	LIBOR 3M + 1,5 %	28.02.2003	zapasy, weksel in blanco	-
Societe Generale	Kraków	6 229	1 500 USD	5 420	1 412 USD	LIBOR 1-M+0,8%	30.06.2003	weksel in blanco, hipoteka na nieruchomości	-
BPH PBK S.A. O/KRAKÓW	Kraków	16 000	16 000 PLN	15 501	15 501 PLN	WIBOR1M +0,4%	28.02.2003	weksel in blanco, hipoteka na nieruchomości	-
BSRZ KRAKÓW	Kraków	2 000	2 000 PLN	1 499	1 499 PLN	14,8 %	01.09.2003	hipoteka kaucyjna, cesja polisy ubezpieczeniowej	-
Bank Śląski O/Krosno	Krosno	2 500	2500 PLN	2 500	2 500 PLN	WIBOR1M+1%	10.10.2003	cesja wierzytelności	-
Bank Śląski O/Krosno	Krosno	2 000	2000 PLN	2 000	2 000 PLN	WIBOR1M+1%	10.10.2003	cesja wierzytelności	-
Bank Śląski O/Krosno	Krosno	2 500	2500 PLN	2 212	2 212 PLN	WIBOR1M+1%	10.10.2003	cesja wierzytelności	-
BZ WBK S.A. Wrocław	Wrocław	-	-	5	5 PLN	1,2%	01.01.2003	-	debet na rachunku bieżącym - płatność karta
Razem zobowiązania w PLN				**52 288**					

*Wraz z naliczonymi do spłaty odsetkami

ZOBOWIĄZANIA KRÓTKOTERMINOWE Z TYTUŁU KREDYTÓW I POŻYCZEK* na dzień 31.12.2001 (w tys.)									
nazwa (firma) jednostki, ze wskazaniem formy prawnej	siedziba	kwota kredytu/ pożyczki wg umowy		kwota kredytu/ pożyczki pozostała do spłaty		warunki oprocentowania	termin spłaty	zabezpieczenia	inne
		w złotych	waluta	w złotych	waluta				
BPH S.A. I/O Kraków	Kraków	15 000	15 000 PLN	12 990	12 990 PLN	WIBOR1M +0,4%	28.02.2002	weksel in blanco	-
Societe Generale S.A.	Warszawa	2 000	2 000 PLN	1 284	1 284 PLN	WIBOR1M +0,8%	24.05.2002	weksel in blanco	-
Bank Zachodni WBK S.A.	Toruń	5 000	5 000 PLN	2 004	2 004 PLN	WIBOR 3M+0,5%	25.07.2002	weksel in blanco	-
BIG Bank Gdański S.A.	Warszawa	6 000	6 000 PLN	5 018	5 018 PLN	WIBOR 3M+0,5%	30.09.2002	weksel in blanco	-
Bank Pocztowy S.A.	Warszawa	5 000	5 000 PLN	4 951	4 951 PLN	WIBOR 3M+0,5%	20.05.2002	weksel in blanco	-
Raiffeisen Bank Polska	Warszawa	-	-	1	1 PLN	45%	02.01.2002	-	debet na rachunku bieżącym - płatność kartą
Pekao S.A. O/Jasło	Jasło	3 000	3 000 PLN	3 000	3 000 PLN	WIBOR 1M+1%	29.11.2002	przewłaszczenie środków trwałych, cesja polisy ubezpieczeniowej, weksel in blanco	-
Pekao S.A. O/Jasło	Jasło	2 961	2 961 PLN	2 961	2 961 PLN	WIBOR 1M+1,3%	29.11.2002	weksel in blanco	-
PBK S.A. o/Wołomin	Wołomin	1 925	810 CHF	1 925	810 CHF	LIBOR 3M + 2 %	22.03.2002	weksel in blanco	-
BPH S.A. I O/Kraków	Kraków	16 000	16 000 PLN	15 917	15 917 PLN	WIBOR 1M + 0,4%	28.02.2002	weksel in blanco, hipoteka na nieruchomości	-
Societe Generale	Kraków	6 229	1 500 USD	5 979	1 500 PLN	LIBOR 1M + 0,8%	30.06.2002	weksel in blanco, hipoteka na nieruchomości	-
BRE S.A. O/Kraków	Kraków	6 000	6 000 PLN	1 089	1 089 PLN	WIBOR 1M + 2,5%	30.04.2002	poręczenie PGNiG S.A., hipoteka na nieruchomości	-
PBK S.A. Pile	Piła	2 421	965 CHF	917	386 CHF	5,25%	04.14.2002	przewłaszczenie zapasów i środków trwałych, cesja polisy ubezpieczeniowej	-
Fortis Bank Gliwice	Gliwice	5 000	5 000 PLN	5 000	5 000 PLN	WIBOR 1M + 2%	20.12.2002	lokata terminowa	-
Bank Śląski O/Krosno	Krosno	2 000	2 000 PLN	2 000	2 000 PLN	WIBOR 1M+1%	09.10.2002	cesja wierzytelności	-
Bank Śląski O/Krosno	Krosno	2 500	2 500 PLN	2 500	2 500 PLN	WIBOR 1M+1%	09.10.2002	cesja wierzytelności	-
Bank Śląski O/Krosno	Krosno	2 500	2 500 PLN	2 078	2 078 PLN	WIBOR 1M+1%	09.10.2002	cesja wierzytelności	-
Bank Handlowy w Warszawie S.A..	Warszawa	5 000	5 000 PLN	4 103	4 103 PLN	WIBOR T/N + 0,7%	03.09.2002	-	-
PKO Kraków	Kraków	-	-	15	4 USD	LIBOR 6M + 1,5%	-	-	-
Bank Handlowy w Warszawie S.A.	Warszawa	2 607	678 EUR	2 071	588 EUR	EUROLIBOR 1M+1,6%	29.08.2002	hipoteka kaucyjna na majątku spółki, cesja polis	-

								ubezpieczeniowych, przewłaszczenie zapasów	
Razem zobowiązania w PLN				**75 803**					

*Wraz z naliczonymi do spłaty odsetkami

Nota 23.4

*ZOBOWIĄZANIA KRÓTKOTERMINOWE Z TYTUŁU WYEMITOWANYCH DŁUŻNYCH INSTRUMENTÓW FINANSOWYCH**	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) dłużne instrumenty finansowe wg rodzaju	0	0	0	0
b) wartość nominalna	0	0	0	0
c) warunki oprocentowania	0	0	0	0
d) termin wykupu	0	0	0	0
e) gwarancje/zabezpieczenia	0	0	0	0
f) dodatkowe prawa	0	0	0	0
g) inne	0	0	0	0

*Spółka nie posiada wyemitowanych krótkoterminowych dłużnych instrumentów finansowych. Zobowiązania krótkoterminowe z tytułu dłużnych instrumentów finansowych zaprezentowane w bilansie to część wymagalna długoterminowych dłużnych instrumentów finansowych.

Nota 24.1

ZMIANA STANU UJEMNEJ WARTOŚCI FIRMY	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
Stan na początek okresu	0	0	0	0
a) zwiększenia	0	0	0	0
b) zmniejszenia	0	0	0	0
Stan ujemnej wartości firmy na koniec okresu	**0**	**0**	**0**	**0**

Nota 24.2

INNE ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) bierne rozliczenia międzyokresowe kosztów	7 755	4 444	10 742	3 579
- długoterminowe (wg tytułów)	0	0	0	0
- krótkoterminowe (wg tytułów)	7 755	4 444	10 742	3 579
- opłata eksploatacyjna	2 865	2 431	2 394	2 427
- koszty usuwania szkód na Wierzchowicach	0	0	3 154	0
- koszty wynagrodzeń dotyczących przyszłych okresów	0	0	0	0
- koszty przewozu urządzeń z Indii	0	0	0	0
- pozostałe	4 890	2 013	5 194	1 152
b) rozliczenia międzyokresowe przychodów	1 214 712	1 247 422	1 261 241	1 312 370
- długoterminowe (wg tytułów)	1 205 480	1 242 958	1 258 424	1 190 263
- wartość netto nieodpłatnie przejętych przyłączy gazowych	892 864	1 017 658	1 035 929	1 001 206
- przychody przyszłych okresu z tytułu nieodebranego gazu	3 667	0	0	0
- opłata przyłączeniowa	308 702	225 094	216 569	145 797
- kary umowne	28	28	5 366	6
- otrzymane dotacje	0	0	0	9 167
- pozostałe	219	178	560	34 087
- krótkoterminowe (wg tytułów)	9 232	4 464	2 817	122 107
- wartość netto nieodpłatnie przejętych przyłączy gazowych	160	22	1 526	102 730
- opłata przyłączeniowa	4 742	3 652	338	17 934
- pozostałe	4 330	790	953	1 443
Inne rozliczenia międzyokresowe, razem	**1 222 467**	**1 251 866**	**1 271 983**	**1 315 949**

Nota 25

WARTOŚĆ KSIĘGOWA NA 1 AKCJĘ	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
Kapitał własny	8 797 868	7 727 909	7 185 060	6 795 842
Liczba akcji	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000
Wartość księgowa na 1 akcję	**1,65**	**1,55**	**1,44**	**1,36**
Rozwodniona liczba akcji	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000
Rozwodniona wartość księgowa na jedną akcje (w zł)	1,65	1,55	1,44	1,36

Noty objaśniające do pozycji pozabilansowych

Nota 26.1

NALEŻNOŚCI WARUNKOWE OD JEDNOSTEK POWIĄZANYCH (Z TYTUŁU)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) Otrzymanych gwarancji i poręczeń, w tym:	0	0	0	0
- od jednostek zależnych	0	0	0	0
- od jednostek współzależnych	0	0	0	0
- od jednostek stowarzyszonych	0	0	0	0
- od znaczącego inwestora	0	0	0	0
- od jednostki dominującej	0	0	0	0
b) Otrzymanych weksli, w tym:	12 801	4 804	4 354	1 205
- od jednostek zależnych	0	0	0	0
- od jednostek współzależnych	0	0	0	0
- od jednostek stowarzyszonych	12 801	4 804	4 354	1 205
- od znaczącego inwestora	0	0	0	0
- od jednostki dominującej	0	0	0	0
Należności warunkowe od jednostek powiązanych, razem	**12 801**	**4 804**	**4 354**	**1 205**

Nota 26.2.

ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE OD JEDNOSTEK POWIĄZANYCH (Z TYTUŁU)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) Udzielonych gwarancji i poręczeń, w tym:	2 103	0	0	0
- na rzecz jednostek zależnych	0	0	0	0
- na rzecz jednostek współzależnych	0	0	0	0
- na rzecz jednostek stowarzyszonych	2 103	0	0	0
- na rzecz znaczącego inwestora	0	0	0	0
- na rzecz jednostki dominującej	0	0	0	0
a) Wystawione weksle, w tym:	6 937	0	0	0
- na rzecz jednostek zależnych	0	0	0	0
- na rzecz jednostek współzależnych	0	0	0	0
- na rzecz jednostek stowarzyszonych	6 937	0	0	0
- na rzecz znaczącego inwestora	0	0	0	0
- na rzecz jednostki dominującej	0	0	0	0
b) Podpisane umowy, kontrakty inwestycyjne, w tym:	61 808	92 698	114 688	251 794
- na rzecz jednostek zależnych	1 891	15 546	1 333	2 010
- na rzecz jednostek współzależnych	0	0	0	0
- na rzecz jednostek stowarzyszonych	59 917	77 152	113 355	249 784
- na rzecz znaczącego inwestora	0	0	0	0
- na rzecz jednostki dominującej	0	0	0	0
Zobowiązania warunkowe od jednostek powiązanych, razem	**70 848**	**92 698**	**114 688**	**251 794**

Noty objaśniające do rachunku zysków i strat

Nota 27.1

PRZYCHODY NETTO ZE SPRZEDAŻY PRODUKTÓW (STRUKTURA RZECZOWA - RODZAJE DZIAŁALNOŚCI)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
- Gaz wysokometanowy	8 877 671	8 415 625	7 715 303	7 522 702
- Gaz zaazotowany	787 440	832 463	868 584	871 064
- Ropa naftowa	596 453	404 506	328 305	337 504
- Hel	37 069	23 624	19 395	17 486
- Gaz propan butan	30 589	24 618	8 381	8 634
- Gazolina	10 555	9 317	5 334	4 379
- Gaz rozprężony	1 436	1 452	1 572	1 654
- Pozostała sprzedaż	544 664	448 315	489 319	570 008
Przychody netto ze sprzedaży produktów i usług, razem	**10 885 877**	**10 159 920**	**9 436 193**	**9 333 431**
- w tym: od jednostek powiązanych	50 323	51 158	66 287	98 544

Nota 27.2.

PRZYCHODY NETTO ZE SPRZEDAŻY PRODUKTÓW (STRUKTURA TERYTORIALNA)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) Przychody ze sprzedaży - kraj	**10 415 654**	**9 787 356**	**9 148 861**	**9 144 622**
w tym: od jednostek powiązanych	44 462	50 589	65 183	95 831
- Gaz wysokometanowy	8 864 385	8 403 004	7 705 470	7 513 368
- Gaz zaazotowany	787 440	832 463	868 584	871 064
- Ropa naftowa	452 038	278 600	241 123	337 504
- Hel	8 338	4 386	3 471	3 012
- Gaz propan butan	30 588	24 618	8 381	8 634
- Gazolina	10 555	9 317	5 334	4 379
- Gaz rozprężony	1 436	1 452	1 572	1 654
- Pozostała sprzedaż	260 874	233 516	314 926	405 007
b) Przychody ze sprzedaży - eksport	**470 223**	**372 564**	**287 332**	**188 809**
w tym: od jednostek powiązanych	5 861	569	1 105	2 713
- Ropa naftowa	144 415	125 906	87 183	0
Cypr	105 688	125 906	87 183	0
Wielka Brytania	38 727	0	0	0
- Hel	28 731	19 238	15 922	14 474
Wielka Brytania	28 464	19 099	15 721	14 420
Niemcy	109	36	138	0
Ukraina	41	61	41	34
Litwa	65	42	22	20
Węgry	25	0	0	0
Estonia	27	0	0	0
- Gaz wysokometanowy	13 286	12 620	9 833	9 334
Niemcy	12 963	12 620	9 833	9 334
Szwecja	322	0	0	0
Czechy	1	0	0	0
- Usługi	281 027	214 800	174 394	165 001
Kazachstan	86 287	66 917	51 251	41 822
Indie	93 637	52 017	26 581	12 675
Pakistan	29 422	31 226	47 340	43 998
Czechy	9 084	17 464	5 807	6 565
Syria	2 505	10 470	0	4 620
Rosja	1 532	8 476	0	745
USA	150	5 596	1 256	642

Litwa	11 693	5 537	12 263	15 652
Ukraina	10 119	5 218	566	1 740
Niemcy	14 216	2 875	6 036	19 724
Kanada	683	1 087	566	677
Oman	140	1 844	0	0
Norwegia	0	380	1 088	1 582
Słowacja	169	0	10 177	2 189
Węgry	10 406	0	0	0
Szwecja	4 365	0	0	0
Mauretania	2 334	0	0	0
Iran	1 427	0	0	0
Pozostałe	2 858	5 693	11 463	12 370
- Pozostała sprzedaż	2 764	0	0	0
Razem sprzedaż produktów	**10 885 877**	**10 159 920**	**9 436 193**	**9 333 431**
w tym: od jednostek powiązanych	50 323	51 158	66 287	98 544

Nota 28.1.

PRZYCHODY NETTO ZE SPRZEDAŻY TOWARÓW I MATERIAŁÓW (STRUKTURA RZECZOWA - RODZAJE DZIAŁALNOŚCI)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
Różne towary i materiały	24 215	28 689	48 699	59 522
- w tym: od jednostek powiązanych	110	536	0	0
Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów, razem	**24 215**	**28 689**	**48 699**	**59 522**
- w tym: od jednostek powiązanych	110	536	0	0

Nota 28.2.

PRZYCHODY NETTO ZE SPRZEDAŻY TOWARÓW I MATERIAŁÓW (STRUKTURA TERYTORIALNA)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) kraj	23 785	25 716	45 965	59 173
- w tym: od jednostek powiązanych	110	536	0	0
b) eksport	430	2 973	2 734	349
- w tym: od jednostek powiązanych	0	0	0	0
Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów, razem	**24 215**	**28 689**	**48 699**	**59 522**
- w tym: od jednostek powiązanych	110	536	0	0

Nota 29

KOSZTY WEDŁUG RODZAJU	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) amortyzacja	1 170 736	1 154 413	1 147 807	1 147 175
b) zużycie materiałów i energii	5 199 849	4 986 079	3 917 138	4 542 333
c) usługi obce	1 097 127	1 105 681	1 050 192	1 175 911
d) podatki i opłaty	397 613	380 697	450 032	277 212
e) wynagrodzenia	1 204 812	1 191 483	1 200 261	1 256 926
f) ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	384 947	373 551	404 937	452 124
g) pozostałe koszty rodzajowe	106 354	104 403	107 776	120 161
Koszty według rodzaju, razem	**9 561 438**	**9 296 307**	**8 278 143**	**8 971 842**
Zmiana stanu zapasów, produktów i rozliczeń międzyokresowych	-11 897	-15 511	-689	-2 600
Koszty wytworzenia produktów na własne potrzeby jednostki (wielkość ujemna)	-507 180	-570 562	-536 677	-543 526
Koszty sprzedaży (wielkość ujemna)	-449 211	-444 749	-454 850	-674 251
Koszty ogólnego zarządu (wielkość ujemna)	-647 729	-588 364	-609 693	-580 463
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	**7 945 421**	**7 677 121**	**6 676 234**	**7 171 002**

Nota 30.

INNE PRZYCHODY OPERACYJNE	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) rozwiązanie rezerwy (z tytułu)	68 389	84 576	70 663	112 372
- na likwidacje odwiertów	26 309	38 063	0	73 022
- na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	1 978	29 467	22 858	6 972
- na likwidacja nieczynnej infrastruktury	0	1 381	3 416	2 860
- na osłony	13 991	0	37 185	24 154
- na podatek od nieruchomości	0	327	2 816	910
- na urlopy	390	0	0	0
- rezerwa na zaniechane inwestycje	0	2 726	0	0
- rezerwa na zobowiązania	31	1 935	0	0
- rezerwa na remont Wierzchowic	0	3 154	0	0
- na deputaty dla emerytów	0	0	0	0
- na zobowiązania podatkowe	10 252	0	0	0
- na potencjalne zobowiązania sporne	9 436	0	0	0
- pozostałe	6 002	7 523	4 388	4 454
b) niewykorzystane i rozwiązane odpisy aktualizujące:	25 968	87 245	26 571	69 762
- odpis aktualizujący należności	10 405	43 505	0	0
- na środki trwałe w budowie	0	15 711	25 795	0
- na środki trwałe	14 365	26 194	0	0
- na zapasy	1 198	1 835	0	16
- na nadwyżkę wartości księgowej nad ekonomiczną	0	0	776	69 746
c) pozostałe, w tym:	186 992	198 198	216 949	217 800
- pozostałe przychody związane z odbiorcami gazu	5 895	10 571	12 148	19 179
- odpisane zobowiązania przedawnione, umorzone	126	495	292	2 650
- otrzymane odszkodowania, kary, grzywny	15 555	20 326	39 455	7 913
- wpływy pozostałych przychodów operacyjnych zarachowanych wcześniej jako przychody przyszłych okresów	118 959	92 401	91 352	61 103
- przychody z aktywowania odwiertów	8 203	35 309	35 696	79 105
- opłaty przyłączeniowe	11 402	6 002	10 782	6 444
- przychody ze sprzedaży działalności socjalnej	2 833	2 873	3 459	3 880
- wartość nieodpłatnie otrzymanych składników obrotowego	1 518	0	0	11 617
- inne (różne)	22 501	30 221	23 765	25 909
Inne przychody operacyjne, razem	**281 349**	**370 019**	**314 183**	**399 934**

Nota 31.1

AKTUALIZACJA WARTOŚCI AKTYWÓW NIEFINANSOWYCH	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
Odpisy aktualizacje wartość aktywów niefinansowych, w tym:	**242 830**	**41 168**	**688 671**	**247 237**
- odpis aktualizujący należności	0	0	509 877	162 710
- odpis aktualizujący zapasy	0	0	4 103	0
- odpis aktualizujący środki trwałe	242 830	41 168	133 795	26 643

Nota 31.2

INNE KOSZTY OPERACYJNE	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) utworzone rezerwy (z tytułu)	140 866	53 980	114 016	23 765
- na niewykorzystane urlopy	0	10 168	259	1 216
- na deputaty dla emerytów	3 395	9 275	22 252	14 655
- na osłony	0	23 957	0	0
- na potencjalne zobowiązania	205	187	11 616	0
- na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	0	0	0	0
- na podatek od nieruchomości	1 581	0	0	0
- na sprawę dopłaty do kapitału spółki zależnej	0	0	0	0
- na nakłady na kopalnię gazu	0	0	0	0
- na likwidację odwiertów	0	0	61 056	0
- na likwid. nieczynnej infrastruktury	11 932	0	0	0
- na podatek od nieruchomości	1 581	0	0	0
- na karę UOKiK	52 656	0	0	0
- na wynagrodzenie Mentora	1 190	0	0	0
- na smołę pogazową	28 246	0	0	0
- rezerwa na zobowiązania solidarne wobec podwykonawców spółki zależnej	28 900	0	0	0
- na sprawy sądowe	0	0	5 770	0
- pozostałe	12 761	10 393	13 063	7 894
b) pozostałe, w tym:	52 599	79 422	112 552	129 935
- odpisane należności przedawnione, umorzone, nieściągalne	2 375	861	3 943	3 301
- odpisanie wartości zapasów nadmiernych, zbędnych, uszkodzonych, trudno zbywalnych oraz w związku ze zmianami ich cen rynkowych	170	443	4 915	9 332
- zapłacone odszkodowania, kary, grzywny	1 000	3 531	10 801	2 428
- przekazane darowizny rzeczowe i pieniężne dotyczące składników majątku obrotowego	2 113	1 184	1 653	1 590
- koszty zaniechanej lub nie podjętej produkcji, remontów	40	527	2 568	276
- koszty inwestycji bez efektu gospodarczego	1 195	6 286	25 467	70 889
- koszt utrzymania obiektów socjalnych	4 665	10 336	12 207	12 505
- odpis na fundusz szkód górniczych	7 930	7 743	6 757	0
- koszty akcji ratowniczej Wierzchowice	0	0	10 426	0
- koszty przestojów urządzeń	8 652	13 176	5 707	5 009
- przewidywane koszty przewozu urządzenia z zagranicy	0	0	0	0
- koszty wynagrodzeń rozliczane w czasie	0	0	0	0
- koszty erupcji gazu	0	803	5 666	0
- inne (składki na rzecz organizacji, opłaty, pozostałe różne)	24 459	34 532	22 442	24 605
Inne koszty operacyjne, razem	**193 465**	**133 402**	**226 568**	**153 700**

Nota 32.1.

PRZYCHODY FINANSOWE Z TYTUŁU DYWIDEND I UDZIAŁÓW W ZYSKACH	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) od jednostek powiązanych, w tym:	1 165	1 877	9 067	1 093
- od jednostek zależnych	56	0	18	0
- od jednostek współzależnych	0	0	0	0
- od jednostek stowarzyszonych	1 109	1 877	9 049	1 093
- od znaczącego inwestora	0	0	0	0
- od jednostki dominującej	0	0	0	0
b) od pozostałych jednostek	37	45	44	110
Przychody finansowe z tytułu dywidend i udziałów w zyskach, razem	**1 202**	**1 922**	**9 111**	**1 203**

Nota 32.2.

PRZYCHODY FINANSOWE Z TYTUŁU ODSETEK	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) z tytułu udzielonych pożyczek	27 978	56 775	72 556	97 276
Od jednostek powiązanych, w tym:	27 978	56 775	72 556	97 276
- od jednostek zależnych	47	95	29	37
- od jednostek współzależnych	26 526	55 532	71 759	97 068
- od jednostek stowarzyszonych	1 405	1 148	768	171
- od znaczącego inwestora	0	0	0	0
- od jednostki dominującej	0	0	0	0
Od pozostałych jednostek	0	0	0	0
b) pozostałe odsetki	123 841	153 097	237 111	110 581
Od jednostek powiązanych, w tym:	262	84	5 263	445
- od jednostek zależnych	86	83	234	424
- od jednostek współzależnych	0	0	0	0
- od jednostek stowarzyszonych	176	1	5 029	21
- od znaczącego inwestora	0	0	0	0
- od jednostki dominującej	0	0	0	0
Od pozostałych jednostek	123 579	153 013	231 848	110 136
Przychody finansowe z tytułu odsetek, razem	**151 819**	**209 872**	**309 667**	**207 857**

Nota 32.3.

INNE PRZYCHODY FINANSOWE	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) zysk na różnicach kursowych	606 719	0	0	293 513
- dodatnie różnice kursowe	781 738	0	0	423 523
- zrealizowane	150 319	0	0	212 865
- niezrealizowane	631 419	0	0	210 658
- ujemne różnice kursowe	175 019	0	0	130 010
- zrealizowane	86 435	0	0	106 954
- niezrealizowane	88 584	0	0	23 056
b) rozwiązane rezerwy (z tytułu)	391	0	0	0
- rozwiązanie rezerwy na odsetki od zobowiązań	391	0	0	0
c) pozostałe, w tym:	321 592	789 406	639 937	24 298
- zysk ze zbycia inwestycji	3 614	2 191	8 087	12 309
- aktualizacja wartości inwestycji	7 596	44 215	38 957	6 165
- przychody z tytułu wyceny operacji forward i swap	298 186	726 775	577 133	0
- rozwiązanie odpisu aktualizującego na zarachowane odsetki	6 665	3 477	9 405	4 977
- przychody z dyskonta weksli obcych	0	0	23	61
- dyskonto dotyczące rezerw na likwidację odwiertów	0	9 076	1 522	0
- inne	5 531	3 672	4 810	786
Inne przychody finansowe, razem	**928 702**	**789 406**	**639 937**	**317 811**

Nota 33.1.

KOSZTY FINANSOWE Z TYTUŁU ODSETEK	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) od kredytów i pożyczek	81 058	108 492	141 942	332 244
- dla jednostek powiązanych, w tym:	0	0	0	0
- dla jednostek zależnych	0	0	0	0
- dla jednostek współzależnych	0	0	0	0
- dla jednostek stowarzyszonych	0	0	0	0
- dla znaczącego inwestora	0	0	0	0
- dla jednostki dominującej	0	0	0	0
- dla innych jednostek	81 058	108 492	141 942	332 244
b) od papierów dłużnych	206 991	207 326	205 926	33 238
- dla innych jednostek	206 991	207 326	205 926	33 238
c) pozostałe odsetki	9 617	9 604	14 468	98 333
- dla jednostek powiązanych, w tym:	398	2	0	288
- dla jednostek zależnych	385	0	0	0
- dla jednostek współzależnych	0	0	0	0
- dla jednostek stowarzyszonych	13	2	0	288
- dla znaczącego inwestora	0	0	0	0
- dla jednostki dominującej	0	0	0	0
- dla innych jednostek	9 219	9 602	14 468	98 045
Koszty finansowe z tytułu odsetek, razem	**297 666**	**325 422**	**362 336**	**463 815**

Nota 33.2.

INNE KOSZTY FINANSOWE	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) ujemne różnice kursowe ,w tym:	0	636 088	361 176	0
- ujemna różnice kursowe	0	798 921	624 432	0
- zrealizowane	0	167 990	146 920	0
- niezrealizowane	0	630 931	477 512	0
- dodatnie różnice kursowe	0	162 833	263 256	0
- zrealizowane	0	116 185	184 322	0
- niezrealizowane	0	46 648	78 934	0
b) utworzone rezerwy (z tytułu)	901	6 887	0	0
- rezerwa na odsetki od zobowiązań	901	6 887	0	0
c) pozostałe, w tym:	1 419 932	785 270	743 602	979 408
- aktualizacja wartości inwestycji	402 297	186 500	11 481	18 094
- koszty operacji forward i swap	936 272	492 083	500 842	744 788
- koszty udzielonych gwarancji	188	0	0	0
- odpis aktualizujący na zarachowane odsetki	43 861	68 279	210 797	130 117
- prowizje od kredytów	8 970	29 401	3 724	23 348
- dyskonto dotyczące rezerw na likwidację odwiertów	16 216	0	0	25 414
- spisana w koszty prowizja od wyemitowanych obligacji	10 366	0	0	0
- koszt dyskonta weksli własnych	0	0	5 153	25 960
- strata na sprzedaży wierzytelności	0	326	104	7 116
- inne	1 762	8 681	11 501	4 571
Inne koszty finansowe, razem	**1 420 833**	**1 428 245**	**1 104 778**	**979 408**

Nota 34.

ZYSK (STRATA) NA SPRZEDAŻY CAŁOŚCI LUB CZĘŚCI UDZIAŁÓW JEDNOSTEK PODPORZĄDKOWANYCH	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) zysk ze sprzedaży udziałów i akcji	0	1 020	0	0
- w jednostkach zależnych	0	0	0	0
- w jednostkach współzależnych	0	0	0	0
- w jednostkach stowarzyszonych	0	1 020	0	0
b) strata ze sprzedaży udziałów i akcji	0	0	-1 197	0
- w jednostkach zależnych	0	0	-1 197	0
- w jednostkach współzależnych	0	0	0	0
- w jednostkach stowarzyszonych	0	0	0	0
Zysk (strata) na sprzedaży całości lub części udziałów jednostek podporządkowanych, razem	**0**	**1 020**	**-1 197**	**0**

Nota 35.

ZYSKI NADZWYCZAJNE	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) losowe	2 853	3 439	3 454	4 756
b) pozostałe (wg tytułów)	0	0	3 664	673
- inne	0	0	3 664	673
Zyski nadzwyczajne, razem	**2 853**	**3 439**	**7 118**	**5 429**

Nota 36.

STRATY NADZWYCZAJNE	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) losowe	3 641	3 759	6 722	2 202
b) pozostałe (wg tytułów)	389	0	1 735	3 278
- inne	389	0	1 735	3 278
Straty nadzwyczajne, razem	**4 030**	**3 759**	**8 457**	**5 480**

Nota 37.1.

PODATEK DOCHODOWY BIEŻĄCY	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
1. Zysk (strata) brutto skonsolidowany	1 014 774	844 710	603 703	-56 293
2. Korekty konsolidacyjne	295 885	-84 155	-86 060	-3 185
3. Różnice pomiędzy zyskiem (stratą) brutto a podstawą opodatkowania podatkiem dochodowym (wg tytułów)	-469 574	246 724	772 706	340 553
- Przychody nie zaliczane do dochodu do opodatkowania	**2 334 362**	**1 344 143**	**1 383 822**	**519 464**
- Rozwiązanie odpisów	235 335	406 541	123 905	3 047
- Rozwiązanie rezerw na zobowiązania pracownicze	62 592	57 259	145 771	18 121
- Rozwiązanie pozostałych rezerw	47 320	138 521	54 820	218 001
- Naliczone, nie otrzymane odsetki	48 567	98 037	194 209	60 863
- Przychody z tytułu rozwiązywania PPO w wysokości równowartości amortyzacji od nieodpłatnie otrzymanych środków trwałych oraz gruntów	5 797	20 548	74 920	61 274
- Przychody z tytułu rozwiązywania PPO w wysokości równowartości amortyzacji opłaty przyłączeniowej	18 921	5 312	18 017	23 763
- Otrzymane dywidendy	47 672	3 159	11 116	4 860
- Dodatnie różnice kursowe oraz przeszacowania	619 214	14 556	734 326	109 285
- PFRON - koszt w zakładach	3 479	2 824	6 447	6 993
- Dochody oddziałów zagranicznych	96 346	21 117	13 621	735
- Przychody z tyt. szacunkowej sprzedaży gazu	1 133 140	96 028	0	0
- Przychody z tyt. najmu dzierżawy, sprzedaży gazu, mediów z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	0	0	0	0
- Przychody z tytułu transakcji zabezpieczających	379	447 453	0	0
- Pozostałe	15 600	32 788	6 670	12 522

- Koszty nie uznawane za koszty uzyskania przychodu	**2 171 050**	**1 690 457**	**2 238 674**	**1 255 546**
- Naliczone, nie zapłacone odsetki od kredytów i zobowiązań	60 008	113 371	24 022	119 727
- Koszty, straty związane z utratą przydatności gospodarczej	4 694	200	14 782	1
- Rezerwy na koszty osobowe	57 780	91 310	77 339	37 236
- Amortyzacja rozliczana z rozliczeniami międzyokresowymi przychodów	42 603	83 612	83 525	60 919
- Odsetki karne od zobowiązań budżetowych	469	1 698	1 677	27 748
- Odpisy aktualizujące na należności, odsetki i inne	426 072	1 031 594	764 540	343 049
- Rezerwa na odwierty i inne	161 819	86 548	289 361	118 095
- Koszty transakcji zabezpieczających	355 761	109 868	908 416	490 816
- Różnice kursowe od kredytów zobowiązań i rachunków	92 181	64 136	-5 987	1 480
- Koszty zaniechanych inwestycji	10 297	3 533	8 714	0
- PFRON	18 268	12 274	13 066	755
- Koszty - oddziałów zagranicznych	91 014	49 344	14 289	26 293
- Koszty związane ze sprzedażą z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	803 181	0	0	0
- Pozostałe	46 903	42 969	44 930	29 427
- Przychody podatkowe nie zaliczane do księgowych	**129 784**	**171 407**	**116 281**	**102 954**
- Opłaty przyłączeniowe	76 566	71 122	76 515	90 463
- Wartość netto nieodpłatnie otrzymanych środków trwałych	2 950	740	10 608	5 342
- Zrealizowane dodatnie różnice kursowe od rachunków	27 651	64 397	405	5 774
- Otrzymane odsetki	2 886	12 386	7 237	625
- Przychody z transakcji terminowych	2 106	0	0	0
- Pozostałe	17 625	22 762	21 516	750
- Koszty stanowiące koszt uzyskania przychodu, nie zaliczane do kosztów księgowych	**431 865**	**266 989**	**194 818**	**408 885**
- Zapłacone odsetki zarachowane w latach ubiegłych	10 151	22 641	122 126	149 274
- Zrealizowane ujemne różnice kursowe z lat poprzednich	72 262	83 297	52 180	217 591
- Fundusz likwidacji zakładu górniczego	0	6 757	0	0
- Wypłata deputatów, nagród jubileuszowych, premie, wynagrodzenia	0	27 896	1 237	27 527
- Rezerwa na wycenę transakcji zabezpieczających	187 984	74 307	0	0
- Amortyzacja podatkowa	47 399	10 552	25	0
- Raty leasingu operacyjnego	22 140	9 314	2 747	0
- Aktualizacja wyceny akcji i udziałów	49 576	0	0	0
- Wartość w cenie nabycia sprzedanych papierów wartościowych	10 782	0	0	0
- Koszty odsetek od wykupionych euroobligacji	0	0	0	0
- Pozostałe	31 571	32 225	16 503	14 493
- Odliczenia od dochodu	**4 181**	**4 008**	**3 609**	**93 279**
- Darowizny	609	983	1 539	1 488
- Opłata eksploatacyjna	0	3 025	2 070	5 645
- Dochód Oddziałów zagranicznych	828	0	0	10 437
- Strata z lat ubiegłych	2 744	0	0	75 709
4. Podstawa opodatkowania podatkiem dochodowym	841 085	1 007 279	1 290 349	281 075
5. Podatek dochodowy według obowiązującej stawki	159 807	271 966	361 298	77 671
6. Zwiększenia, zaniechania, zwolnienia, odliczenia i obniżki podatku	10 365	8 363	12 435	4 877
7. Podatek dochodowy bieżący, w tym:	183 868	280 329	373 733	82 548
- wykazany w rachunku zysków i strat	183 868	280 329	373 733	82 548
- dotyczący pozycji, które zmniejszyły lub zwiększyły kapitał własny	0	0	0	0
- dotyczący pozycji, które zmniejszyły lub zwiększyły wartość firmy lub ujemną wartość firmy	0	0	0	0

Nota 37.2.

PODATEK DOCHODOWY ODROCZONY, WYKAZANY W RACHUNKU ZYSKÓW I STRAT	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
- zmniejszenie (zwiększenie) z tytułu powstania i odwrócenia się różnic przejściowych	103 690	53 573	-82 112	-96 686
- zmniejszenie (zwiększenie) z tytułu zmiany stawek podatkowych	0	156 373	-106 106	0
- zmniejszenie (zwiększenie) z tytułu z poprzednio nieujętej straty podatkowej, ulgi podatkowej lub różnicy przejściowej poprzedniego okresu	0	0	0	0
- zmniejszenie (zwiększenie) z tytułu odpisania aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego lub braku możliwości wykorzystania rezerwy na odroczony podatek dochodowy	0	0	0	0
- inne składniki podatku odroczonego (wg tytułów)	0	-137	0	0
- nie ujęte różnice przejściowe z poprzedniego okresu	0	-137	0	0
Podatek dochodowy odroczony, razem	**103 690**	**209 809**	**-188 218**	**-96 686**

Nota 37.3.

PODATEK DOCHODOWY OD OSÓB PRAWNYCH JEDNOSTEK GRUPY KAPITAŁOWEJ	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
Jednostka w ramach Grupy Kapitałowej				
Jednostka dominująca				
PGNiG S.A. Warszawa	149 348	220 565	359 394	72 288
Spółki konsolidowane metodą pełną				
GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	1 158	1 387	2 497	1 759
GEOFIZYKA Toruń S.A.	2 819	2 282	1 245	634
PNiG Jasło Sp. z o.o.	14	992	1 812	129
PNiG Kraków Sp. z o.o.	5 386	2 304	3 424	4 371
PNiG Piła Sp. z o.o.	117	0	195	646
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Wrocław*	190	6 536	0	0
Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Zabrze*	253	4 165	0	0
Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Tarnów*	5 593	20 386	0	0
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Warszawa*	15 830	7 591	0	0
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Gdańsk*	216	7 138	0	0
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Poznań*	0	5 323	0	0
GAZOBUDOWA Sp. z o.o. Zabrze	312	0	0	458
NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o. Krosno	0	0	0	0
NAFT-TRANS Sp. z o.o. Krosno	0	0	0	0
NAFT-STAL Sp. z o.o. Krosno	3	44	0	0
NAFTOMET Sp. z o.o. Krosno	0	0	301	0
PN DIAMENT Sp. z o.o. Zielona Góra	7	381	3 394	289
GAZOPROJEKT S.A. Wrocław	119	0	163	1 903
PGNiG Finance B.V. Amsterdam (Holandia)	2 458	1 235	1 308	71
Geovita Sp. z o.o. Warszawa**	45	0	0	0
PGNiG-Przesył Sp. z o.o. Warszawa**	0	0	0	0
Razem w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	**183 868**	**280 329**	**373 733**	**82 548**
Spółki konsolidowane metodą praw własności				
EUROPOLGAZ S.A. Warszawa	223 553	230 837	139 143	84 298
GAS TRADING S.A. Warszawa	141	234	102	1 922
Investgas Sp. z o.o. Warszawa**	862	0	0	0
Razem	**408 424**	**511 400**	**512 978**	**168 768**

*Spółki działające od 2003 roku

**Spółki konsolidowane od 2004 roku

Nota 38.

POZOSTAŁE OBOWIĄZKOWE ZMNIEJSZENIA ZYSKU (ZWIĘKSZENIE STRATY), Z TYTUŁU:	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
Dywidenda 15% na rzecz właściciela (Skarb Państwa)	145 775	74 383	26 167	0
Pozostałe	0	11	39	2
Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty), razem	**145 775**	**74 394**	**26 206**	**2**

Nota 39

UDZIAŁ W ZYSKACH (STRATACH) NETTO JEDNOSTEK PODPORZĄDKOWANYCH WYCENIANYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI, W TYM:	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
- odpis wartości firmy jednostek podporządkowanych	0	0	0	0
- odpis ujemnej wartości firmy jednostek podporządkowanych	0	130	783	1 669
- odpis różnicy w wycenie aktywów netto	528 159	258 748	746	282

Nota 40.1

ZYSK /STRATA NETTO	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) Zysk netto jednostki dominującej (Emitenta)	746 712	200 439	310 934	-52 106
b) Zysk (strata) netto jednostek zależnych	137 631	11 005	-11 882	6 765
c) Korekty konsolidacyjne	225 169	327 411	93 360	2 393
Zysk (strata) netto	**1 109 512**	**538 855**	**392 412**	**-42 948**

Nota 40.2

PODZIAŁ ZYSKU NETTO EMITENTA	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
a) Wypłata dywidendy	500 000	5 438	0	0
b) Kapitał Zapasowy	219 458	252 495	304 824	0
c) Kapitał rezerwowy	0	0	0	0
d) Pokrycie straty z lat ubiegłych	0	0	0	-162 605
e) Odpis na zakładowy fundusz świadczeń socjalnych	7 255	4 500	2 000	0
f) Odpis na zakładowy fundusz nagród	20 000	9 500	0	0
g) Korekty przekształcające do porównywalności	0	-71 494	4 110	110 499
Zysk (strata) netto	**746 713**	**200 439**	**310 934**	**-52 106**

Nota 41.

DANE LICZBOWE DO OBLICZENIA ZYSKU NA JEDNĄ AKCJĘ ORAZ ROZWODNIONEGO ZYSKU NA JEDNĄ AKCJĘ ZWYKŁĄ	**12 miesięcy do 31.12.2004**	**12 miesięcy do 31.12.2003**	**12 miesięcy do 31.12.2002**	**12 miesięcy do 31.12.2001**
Zysk (strata) netto za 12 miesięcy (w tys. zł)	1 109 512	538 855	392 412	-62 687
Średnia ważona liczba akcji zwykłych	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 001
Zysk (strata) netto na jedną akcję zwykłą (w zł)	**0,22**	**0,11**	**0,08**	**-0,01**
Średnia ważona rozwodniona liczba akcji zwykłych	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000	5 000 000 000
Rozwodniony zysk netto na jedną akcję zwykłą (w zł)	0,22	0,11	0,08	-0,01

Noty objaśniające do rachunku przepływów pieniężnych

Nota 42

Noty objaśniające do skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych

Struktura środków pieniężnych w rachunku przepływów pieniężnych za okres od 1.01.-31.12.2004r.			
Wyszczególnienie	**Na początek okresu**	**Na koniec okresu**	**Zmiana**
Środki pieniężne w kasie	2 030	2 936	906
Środki pieniężne na rachunkach bankowych	178 903	162 696	-16 207
Inne środki pieniężne, w tym:	528 104	738 887	210 783
a) środki pieniężne w drodze	9 644	5 174	-4 470
b) aktywa finansowe płatne lub wymagalne w ciągu3 m-cy od dnia ich otrzymania, wystawienia, nabycia, założenia - lokaty pieniężne, czeki, weksle obce i inne aktywa finansowe	518 460	733 713	215 253
Inne aktywa pieniężne	114	2 079	1 965
a) odsetki od aktywa finansowego płatne lub wymagalne w ciągu 3 miesięcy od dnia ich otrzymania, wystawienia, nabycia lub założenia	114	2 079	1 965
b) należne dywidendy	0	0	0
Różnice kursowe z przeszacowania środków pieniężnych	195	-4 419	-4 614
Razem środki pieniężne wykazane w rachunku przepływów	**709 346**	**902 179**	**192 833**
w tym o ograniczonej możliwości dysponowania	49 426	24 594	-24 832

Struktura środków pieniężnych w rachunku przepływów pieniężnych za okres od 1.01.- 31.12.2003 r.			
Wyszczególnienie	**Na początek okresu**	**Na koniec okresu**	**Zmiana**
Środki pieniężne w kasie	2 164	2 030	-134
Środki pieniężne na rachunkach bankowych	950 288	178 903	-771 385
Inne środki pieniężne, w tym:	76 645	528 104	451 459
a) środki pieniężne w drodze	18 035	9 644	-8 391
b) aktywa finansowe płatne lub wymagalne w ciągu3 m-cy od dnia ich otrzymania, wystawienia, nabycia, założenia - lokaty pieniężne, czeki, weksle obce i inne aktywa finansowe	58 610	518 460	459 850
Inne aktywa pieniężne	167	114	-53
a) odsetki od aktywa finansowego płatne lub wymagalne w ciągu 3 miesięcy od dnia ich otrzymania, wystawienia, nabycia lub założenia	167	114	-53
b) należne dywidendy	0	0	0
Różnice kursowe z przeszacowania środków pieniężnych	6 471	195	-6 276
Razem środki pieniężne wykazane w rachunku przepływów	**1 035 735**	**709 346**	**-326 389**
w tym o ograniczonej możliwości dysponowania	43 186	49 426	6 240

Struktura środków pieniężnych w rachunku przepływów pieniężnych za okres od 1.01. - 31.12.2002 r.			
Wyszczególnienie	**Na początek okresu**	**Na koniec okresu**	**Zmiana**
Środki pieniężne w kasie	1 843	2 164	321
Środki pieniężne na rachunkach bankowych	1 322 579	950 288	-372 291
Inne środki pieniężne, w tym:	105 572	76 645	-28 927
a) środki pieniężne w drodze	25 950	18 035	-7 915
b) aktywa finansowe płatne lub wymagalne w ciągu3 m-cy od dnia ich otrzymania, wystawienia, nabycia, założenia - lokaty pieniężne, czeki, weksle obce i inne aktywa finansowe	79 622	58 610	-21 012
Inne aktywa pieniężne	345	167	-178
a) odsetki od aktywa finansowego płatne lub wymagalne w ciągu 3 miesięcy od dnia ich otrzymania, wystawienia, nabycia lub założenia	345	167	-178
b) należne dywidendy	0	0	0
Różnice kursowe z przeszacowania środków pieniężnych	0	6 471	6 471
Razem środki pieniężne wykazane w rachunku przepływów	**1 430 339**	**1 035 735**	**-394 604**
w tym o ograniczonej możliwości dysponowania	36 382	43 186	6 804

Struktura środków pieniężnych w rachunku przepływów pieniężnych za okres od 1.01. - 31.12.2001 r.			
Wyszczególnienie	**Na początek okresu**	**Na koniec okresu**	**Zmiana**
Środki pieniężne w kasie	1 825	1 843	18
Środki pieniężne na rachunkach bankowych	226 332	1 322 579	1 096 247
Inne środki pieniężne, w tym:	112 427	105 572	-6 855
a) środki pieniężne w drodze	112 427	25 950	-86 477
b) aktywa finansowe płatne lub wymagalne w ciągu3 m-cy od dnia ich otrzymania, wystawienia, nabycia, założenia - lokaty pieniężne, czeki, weksle obce i inne aktywa finansowe	0	79 622	79 622
Inne aktywa pieniężne	0	345	345
a) odsetki od aktywa finansowego płatne lub wymagalne w ciągu 3 miesięcy od dnia ich otrzymania, wystawienia, nabycia lub założenia	0	345	345
b) należne dywidendy	0	0	0
Różnice kursowe z przeszacowania środków pieniężnych	0	0	0
Razem środki pieniężne wykazane w rachunku przepływów	**340 584**	**1 430 339**	**1 089 755**
w tym o ograniczonej możliwości dysponowania	0	36 382	36 382

Wyjaśnienie niezgodności pomiędzy bilansowymi zmianami stanu, a zmianami stanu w rachunku przepływów pieniężnych

Zmiana stanu należności za okres od 01.01. do 31.12.2004 r.

Treść	Zmiana stanu
1.Należności krótkoterminowe z bilansu	38 631
2.Należności długoterminowe z bilansu	-774
3.Należności z tytułu działalności inwestycyjnej	-73 609
4.Należności z tytułu działalności finansowej	-35 362
Zmiana stanu należności ujęta w rachunku przepływów pieniężnych (1+2-3-4)	**146 828**

Zmiana stanu należności za okres od 01.01. do 31.12.2003 r.

Treść	Zmiana stanu
1.Należności krótkoterminowe z bilansu	-31 545
2.Należności długoterminowe z bilansu	1 040
3.Należności z tytułu działalności inwestycyjnej	-812
Zmiana stanu należności ujęta w rachunku przepływów pieniężnych (1+2-3)	**-29 693**

Zmiana stanu należności za okres od 01.01. do 31.12.2002 r.

Treść	Zmiana stanu
1.Należności krótkoterminowe z bilansu	-105 306
2.Należności długoterminowe z bilansu	160
3.Należności z tytułu działalności inwestycyjnej	17 420
Zmiana stanu należności ujęta w rachunku przepływów pieniężnych (1+2-3)	**-122 566**

Zmiana stanu należności za okres od 01.01. do 31.12.2001 r.

Treść	Zmiana stanu
1.Należności krótkoterminowe z bilansu	-382 532
2.Należności długoterminowe z bilansu	4 683
3.Należności z tytułu działalności inwestycyjnej	178 534
Zmiana stanu należności ujęta w rachunku przepływów pieniężnych (1+2-3)	**-556 383**

Zmiana stanu środków pieniężnych za okres od 01.01 do 31.12.2004 r.

Treść	Zmiana stanu
1.Środki pieniężne z bilansu	197 448
2.Zmiana stanu z tytułu różnic kursowych	-4 614
Zmiana stanu środków pieniężnych w rachunku przepływów pieniężnych (1-2)	**202 062**

Zmiana stanu środków pieniężnych za okres od 01.01 do 31.12.2003 r.

Treść	Zmiana stanu
1.Środki pieniężne z bilansu	-320 113
2.Zmiana stanu z tytułu różnic kursowych	6 276
Zmiana stanu środków pieniężnych w rachunku przepływów pieniężnych (1-2)	**-326 389**

Zmiana stanu środków pieniężnych za okres od 01.01 do 31.12.2002 r.

Treść	Zmiana stanu
1.Środki pieniężne z bilansu	-401 075
2.Zmiana stanu z tytułu różnic kursowych	-6 471
Zmiana stanu środków pieniężnych w rachunku przepływów pieniężnych (1-2)	**-394 604**

Zmiana stanu środków pieniężnych za okres od 01.01 do 31.12.2001 r.

Treść	Zmiana stanu
1.Środki pieniężne z bilansu	1 089 755
2.Zmiana stanu z tytułu różnic kursowych	0
Zmiana stanu środków pieniężnych w rachunku przepływów pieniężnych (1-2)	**1 089 755**

Zmiana stanu zobowiązań za okres od 01.01 do 31.12.2004 r.

Treść	Zmiana stanu
1.Zobowiązanie krótkoterminowe	3 196 938
2.Pożyczki	0
3.Kredyty bankowe	473 405
4.Emisja dłużnych papierów wartościowych	2 764 556
5.Inne krótkoterminowe zobowiązania finansowe	140 642
6.Zobowiązania z tytułu działalności inwestycyjnej	26 766
7.Inne zobowiązania długoterminowe	-509
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu działalności operacyjnej ujęta w rachunku przepływów pieniężnych (1-2-3-4-5-6+7)	**-208 940**

Zmiana stanu zobowiązań za okres od 01.01 do 31.12.2003 r.

Treść	Zmiana stanu
1.Zobowiązanie krótkoterminowe	-175 224
2.Pożyczki	0
3.Kredyty bankowe	-320 878
4.Emisja dłużnych papierów wartościowych	4 369
5.Inne krótkoterminowe zobowiązania finansowe	-89 975
6.Zobowiązania z tytułu działalności inwestycyjnej	11 633
7.Inne zobowiązania długoterminowe	-8 765
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu działalności operacyjnej ujęta w rachunku przepływów pieniężnych (1-2-3-4-5-6+7)	**210 862**

Zmiana stanu zobowiązań za okres od 01.01 do 31.12.2002 r.

Treść	Zmiana stanu
1.Zobowiązanie krótkoterminowe	215 776
2.Pożyczki	0
3.Kredyty bankowe	752 620
4.Emisja dłużnych papierów wartościowych	-38
5.Inne krótkoterminowe zobowiązania finansowe	-340 433
6.Zobowiązania z tytułu działalności inwestycyjnej	-15 751
7.Inne zobowiązania długoterminowe	8 884
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu działalności operacyjnej ujęta w rachunku przepływów pieniężnych (1-2-3-4-5-6+7)	**-171 738**

Zmiana stanu zobowiązań za okres od 01.01 do 31.12.2001 r.

Treść	Zmiana stanu
1.Zobowiązanie krótkoterminowe	-1 997 041
2.Pożyczki	0
3.Kredyty bankowe	-1 396 686
4.Emisja dłużnych papierów wartościowych	31 784
5.Inne krótkoterminowe zobowiązania finansowe	523 042
6.Zobowiązania z tytułu działalności inwestycyjnej	-83 285
7.Inne zobowiązania długoterminowe	-62 088
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu działalności operacyjnej ujęta w rachunku przepływów pieniężnych (1-2-3-4-5-6+7)	**-1 133 984**

Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych za okres od 01.01 do 31.12.2004 r.

Treść	Zmiana stanu
1.Rozliczenia międzyokresowe bierne (w bilansie)	-29 399
2.Ujemna wartość firmy	0
I. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych biernych(1-2)	-29 399
1.Rozliczenia międzyokresowe czynne długoterminowe	60 116
2.Rozliczenia międzyokresowe czynne długoterminowe z tytułu podatku dochodowego - pozycje odnoszone na kapitały własne	0
3.Rozliczenia międzyokresowe czynne krótkoterminowe	-1 057
4.Rozliczenia międzyokresowe czynne krótkoterminowe - korekta działalności inwestycyjnej	-2 891
II. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych czynnych (1-2+3+4)	**56 168**
III. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych ujęta w rachunku przepływów pieniężnych (I+II)	**26 769**

Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych za okres od 01.01 do 31.12.2003 r.

Treść	Zmiana stanu
1.Rozliczenia międzyokresowe bierne (w bilansie)	-20 117
2.Ujemna wartość firmy	0
I. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych biernych(1-2)	**-20 117**
1.Rozliczenia międzyokresowe czynne długoterminowe	163 861
2.Rozliczenia międzyokresowe czynne długoterminowe z tytułu podatku dochodowego - pozycje odnoszone na kapitały własne	0
3.Rozliczenia międzyokresowe czynne krótkoterminowe	2 266
4.Rozliczenia międzyokresowe czynne krótkoterminowe - korekta działalności inwestycyjnej	-13 790
II. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych czynnych (1-2+3+4)	**152 337**
III. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych ujęta w rachunku przepływów pieniężnych (I+II)	**132 220**

Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych za okres od 01.01 do 31.12.2002 r.

Treść	Zmiana stanu
1.Rozliczenia międzyokresowe bierne (w bilansie)	-43 967
2.Ujemna wartość firmy	0
I. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych biernych(1-2)	**-43 967**
1.Rozliczenia międzyokresowe czynne długoterminowe	-184 504
2.Rozliczenia międzyokresowe czynne długoterminowe z tytułu podatku dochodowego - pozycje odnoszone na kapitały własne	0
3.Rozliczenia międzyokresowe czynne krótkoterminowe	9 820
4.Rozliczenia międzyokresowe czynne krótkoterminowe - korekta działalności inwestycyjnej	30 981
II. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych czynnych (1-2+3+4)	**-143 703**
III. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych ujęta w rachunku przepływów pieniężnych (I+II)	**-187 670**

Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych za okres od 01.01 do 31.12.2001 r.

Treść	Zmiana stanu
1.Rozliczenia międzyokresowe bierne (w bilansie)	13 503
2.Ujemna wartość firmy	0
I. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych biernych(1-2)	**13 503**
1.Rozliczenia międzyokresowe czynne długoterminowe	-514 625
2.Rozliczenia międzyokresowe czynne długoterminowe z tytułu podatku dochodowego - pozycje odnoszone na kapitały własne	0
3.Rozliczenia międzyokresowe czynne krótkoterminowe	54 079
4.Rozliczenia międzyokresowe czynne krótkoterminowe - korekta działalności inwestycyjnej	7 568
II. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych czynnych (1-2+3+4)	**-452 978**
III. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych ujęta w rachunku przepływów pieniężnych (I+II)	**-439 475**

Emitent nie wykazuje korekt, wpływów i wydatków, których suma przekracza 5% ogólnej kwoty korekt, wpływów i wydatków wykazanych z danej działalności w rachunku przepływów pieniężnych.

Dodatkowe noty objaśniające

Nota 43.1

KLASYFIKACJA AKTYWÓW DO GRUP INSTRUMENTÓW FINANSOWYCH				
Rodzaj instrumentu finansowego	**Stan na 31.12.2004**	**Stan na 31.12.2003**	**Stan na 31.12.2002**	**Stan na 31.12.2001***
1. Aktywa przenaczone do obrotu	**232 620**	**399 646**	**35 990**	**0**
a) Instrumenty pochodne	232 620	399 646	35 990	b.d.
b) -	0	0	0	b.d.
2. Pożyczki udzielone i należności własne	**5 076**	**75 548**	**171 855**	**0**
a) Pożyczki udzielone	5 076	75 548	171 855	b.d.
b) -	0	0	0	b.d.
3. Aktywa utrzymywane do terminu wymagalności	**947 511**	**741 683**	**56 109**	**0**
a) Długoterminowe papiery wartościowe	0	0	3 647	b.d.
b) Krótkoterminowe papiery wartościowe	387 850	521 254	19 017	b.d.
c) Krótkoterminowe depozyty walutowe PLN	477 113	188 985	31 552	b.d.
d) Krótkoterminowe depozyty walutowe (waluty obce)	82 548	31 444	1 893	b.d.
4. Aktywa dostępne do sprzedaży	**3 386**	**76 051**	**11 866**	**0**
a) Udziały i akcje w pozostałych jednostkach	3 386	76 051	11 866	b.d.
b) -	0	0	0	b.d.
5. Instrumenty zabezpieczające o wartości godziwej dodatniej	**0**	**0**	**0**	**0**
a) -	0	0	0	b.d.
b) -	0	0	0	b.d.
Razem	**1 188 593**	**1 292 928**	**275 820**	**0**

*Emitent nie posiada danych dla roku 2001

Nota 43.2

WYCENA AKTYWÓW ZALICZANYCH DO INSTRUMENTÓW FINANSOWYCH na dzień 31.12.2004							
Rodzaj instrumentu finansowego	**sposób wyceny na dzień 31.12.2004**	**wartość w cenie nabycia**	**wartość według wyceny bilansowej**	**stan odpisu aktualizującego na 31.12.2004**	**zmiana odpisów w trakcie 2004 roku**	**różnica pomiędzy wartością godziwą a wartością w cenie nabycia odniesiona łącznie na kapitał z aktualizacji wyceny**	**kwota odniesiona w bieżącym roku na kapitał z aktualizacji wyceny**
1. Aktywa przeznaczone do obrotu		**0**	**232 620**	**0**	**0**	**0**	**0**
a) Instrumenty pochodne	wartość godziwa	0	232 620	0	0	0	0
b) -		0	0	0	0	0	0
2. Pożyczki udzielone i należności własne		**275 089**	**5 076**	**270 013**	**7 040**	**0**	**0**
a) Pożyczki udzielone	skorygowana cena nabycia	275 089	5 076	270 013	7 040	0	0
b) -		0	0	0	0	0	0
3. Aktywa utrzymywane do terminu wymagalności		**947 292**	**947 292**	**0**	**0**	**0**	**0**
a) Krótkoterminowe papiery wartościowe	wartość godziwa	387 631	387 850	0	0	0	0
b) Krótkoterminowe depozyty walutowe PLN	wartość godziwa	477 113	477 113	0	0	0	0
c) Krótkoterminowe depozyty walutowe (waluty obce)	wartość godziwa	82 548	82 548	0	0	0	0
4. Aktywa dostępne do sprzedaży		**43 684**	**3 386**	**40 298**	**-59**	**0**	**0**
a) Udziały i akcje w pozostałych jednostkach	wartość godziwa	43 684	3 386	40 298	-59	0	0
b) -		0	0	0	0	0	0
5. Instrumenty zabezpieczające o wartości godziwej dodatniej		**0**	0	0	0	0	0
a) -	-	0	0	0	0	0	0
b) -	-	0	0	0	0	0	0
Razem		**1 266 065**	**1 188 593**	**310 311**	**6 981**	**0**	**0**

WYCENA AKTYWÓW ZALICZANYCH DO INSTRUMENTÓW FINANSOWYCH na dzień 31.12.2003							
Rodzaj instrumentu finansowego	**sposób wyceny na dzień 31.12.2003**	**wartość w cenie nabycia**	**wartość według wyceny bilansowej**	**stan odpisu aktualizującego na 31.12.2003**	**zmiana odpisów w trakcie 2003 roku**	**różnica pomiędzy wartością godziwą a wartością w cenie nabycia odniesiona łącznie na kapitał z aktualizacji wyceny**	**kwota odniesiona w bieżącym roku na kapitał z aktualizacji wyceny**
1. Aktywa przeznaczone do obrotu		**0**	**399 646**	**0**	**0**	**0**	**0**
a) Instrumenty pochodne	wartość godziwa	0	399 646	0	0	0	0
b) -							
2. Pożyczki udzielone i należności własne		**338 521**	**75 548**	**262 973**	**-70 459**	**0**	**0**
a) Pożyczki udzielone	skorygowana cena nabycia	338 521	75 548	262 973	-70 459	0	0
b) -							
3. Aktywa utrzymywane do terminu wymagalności		**741 683**	**741 683**	**0**	**0**	**0**	**0**
a) Krótkoterminowe papiery wartościowe	wartość godziwa	521 254	521 254	0	0	0	0
b) Krótkoterminowe depozyty walutowe PLN	wartość godziwa	188 985	188 985	0	0	0	0
c) Krótkoterminowe depozyty walutowe (waluty obce)	wartość godziwa	31 444	31 444	0	0	0	0
4. Aktywa dostępne do sprzedaży		**176 539**	**76 051**	**100 488**	**43 428**	**0**	**0**
a) Udziały i akcje w pozostałych jednostkach	wartość godziwa	176 539	76 051	100 488	43 428	0	0
b) -		0	0	0	0	0	0
5. Instrumenty zabezpieczające o wartości godziwej dodatniej		**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
a) -	-	0	0	0	0	0	0
b) -	-	0	0	0	0	0	0
Razem		**1 256 743**	**1 292 928**	**363 461**	**-27 031**	**0**	**0**

WYCENA AKTYWÓW ZALICZANYCH DO INSTRUMENTÓW FINANSOWYCH na dzień 31.12.2002							
Rodzaj instrumentu finansowego	**sposób wyceny na dzień 31.12.2002**	**wartość w cenie nabycia**	**wartość według wyceny bilansowej**	**stan odpisu aktualizującego na 31.12.2002**	**zmiana odpisów w trakcie 2002 roku**	**różnica pomiędzy wartością godziwą a wartością w cenie nabycia odniesiona łącznie na kapitał z aktualizacji wyceny**	**kwota odniesiona w bieżącym roku na kapitał z aktualizacji wyceny**
1. Aktywa przeznaczone do obrotu		**0**	**35 990**	**0**	**0**	**0**	**0**
a) Instrumenty pochodne	wartość godziwa	0	35 990	0	0	0	0
b) -							
2. Pożyczki udzielone i należności własne		**364 369**	**171 855**	**192 514**	**-44 984**	**0**	**0**
a) Pożyczki udzielone	wartość godziwa	364 369	171 855	192 514	-44 984	0	0
b) -							
3. Aktywa utrzymywane do terminu wymagalności		**56 109**	**56 109**	**0**	**0**	**0**	**0**
a) Krótkoterminowe papiery wartościowe	wartość godziwa	19 017	19 017	0	0	0	0
b) Krótkoterminowe depozyty walutowe PLN		3 647	3 647	0			
c) Krótkoterminowe depozyty walutowe (waluty obce)	wartość godziwa	31 552	31 552	0	0	0	0
4. Aktywa dostępne do sprzedaży	wartość godziwa	1 893	1 893	0	0	0	0
a) Udziały i akcje w pozostałych jednostkach	wartość godziwa	**47 059**	**11 866**	**35 193**	**-11 668**	**0**	**0**
b) -	-	47 059	11 866	35 193	-11 668	0	0
5. Instrumenty zabezpieczające o wartości godziwej dodatniej		0	0	0	0	0	0
a) -	-	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
b) -	-	0	0	0	0	0	0
Razem		**467 537**	**275 820**	**227 707**	**-56 652**	**0**	**0**

Emitent nie posiada danych dla roku 2001.

Nota 43.3

ZOBOWIĄZANIA FINANSOWE WG TYTUŁÓW na dzień 31.12.2004			
Rodzaj zobowiązania	**Stan na 31.12.2004**	**w tym kwota wyceny odniesiona na kapitał z aktualizacji**	**w tym kwota wyceny odniesiona w ciężar wyniku finansowego**
	kwota		
1. Zobowiązania finansowe przeznaczone do obrotu	**238 193**	**0**	**-147 947**
a) Instrumenty pochodne	238 193	0	-147 947
b) -	0	0	0
2. Pozostałe zobowiązania finansowe	**4 379 771**	**0**	**964 448**
a) Kredyty i pożyczki	1 504 392	0	532 076
b) Zobowiązanie z tytułu wyemitowanych euroobligacji	2 800 671	0	433 011
c) Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	74 708	0	-639
d) -	0	0	0
3. Instrumenty zabezpieczające o wartości godziwej ujemnej	**0**	**0**	**0**
a) -	0	0	0
b) -	0	0	0
Razem	**4 617 964**	**0**	**816 501**

ZOBOWIĄZANIA FINANSOWE WG TYTUŁÓW na dzień 31.12.2003			
Rodzaj zobowiązania	**Stan na 31.12.2003**	**w tym kwota wyceny odniesiona na kapitał z aktualizacji**	**w tym kwota wyceny odniesiona w ciężar wyniku finansowego**
	kwota		
1. Zobowiązania finansowe przeznaczone do obrotu	**90 246**	**0**	**86 511**
a) Instrumenty pochodne	90 246	0	86 511
b) -	0	0	0
2. Pozostałe zobowiązania finansowe	**5 653 804**	**0**	**(531 649)**
a) Kredyty i pożyczki	2 363 973	0	(58 292)
b) Zobowiązanie z tytułu wyemitowanych euroobligacji	3 229 285	0	(474 276)
c) Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	60 545	0	919
d) -	0	0	0
3. Instrumenty zabezpieczające o wartości godziwej ujemnej	**0**	**0**	**0**
a) -	0	0	0
b) -	0	0	0
Razem	**5 744 049**	**0**	**(445 138)**

ZOBOWIĄZANIA FINANSOWE WG TYTUŁÓW na dzień 31.12.2002			
Rodzaj zobowiązania	**Stan na 31.12.2002**	**w tym kwota wyceny odniesiona na kapitał z aktualizacji**	**w tym kwota wyceny odniesiona w ciężar wyniku finansowego**
	kwota		
1. Zobowiązania finansowe przeznaczone do obrotu	**176 756**	**0**	**337 637**
a) Instrumenty pochodne	176 756	0	337 637
b) -	0	0	0
2. Pozostałe zobowiązania finansowe	**5 939 581**	**0**	**(379 361)**
a) Kredyty i pożyczki	3 040 766	0	4 905
b) Zobowiązanie z tytułu wyemitowanych euroobligacji	2 836 363	0	(379 376)
c) Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	62 452	0	(4 890)
d) -	0	0	
3. Instrumenty zabezpieczające o wartości godziwej ujemnej	**0**	**0**	**0**
a) -	0	0	0
b) -	0	0	0
Razem	**6 116 337**	**0**	**(41 724)**

Emitent nie posiada danych dla roku 2001.

Nota 44.

WYCENA POCHODNYCH INSTRUMENTÓW FINANSOWYCH												
Instrument zabezpieczany	Wartość instrumentu zabezpieczanego	Waluta instrumentu zabezpieczanego	Typ zabezpieczenia	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wykupu zabezpieczenia	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Waluta zabezpieczenia	Zabezpieczane ryzyko	Wycena wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego dokonana przez bank (pozytywna)	Wycena wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego dokonana przez bank (negatywna)	Wycena wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego dokonana przez bank (pozytywna)	Wycena wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego dokonana przez bank (negatywna)
									Stan na 31.12.2004		**Stan na 31.12.2003**	
PGNiG S.A.									**232 620**	**238 193**	**399 647**	**89 036**
ABN konsorcjalny 18 mln EUR	18 000	EUR	Currency Swap with Final Exchange Option	30.11.2000	22.08.2005	3,8950	EUR	ryzyko kursowe	3 312	-	13 944	-
ABN konsorcjalny 18 mln EUR	18 000	EUR	Currency Swap with Final Exchange Option	01.12.2000	22.02.2005	3,8950	EUR	ryzyko kursowe	3 186	-	14 165	-
CSFB 100 mln I transza USD	100 000	USD	Currency Swap with Credit Linked Swap	20.06.2001	22.06.2006	4,0150	USD	ryzyko kursowe	-	51 648	-	24 787
CSFB 100 mln II transza USD	100 000	USD	Currency Swap with Credit Linked Swap	04.09.2001	06.09.2006	4,2820	USD	ryzyko kursowe	-	76 081	-	52 011
ABN konsorcjalny 90 mln EUR	90 000	EUR	Cross Currency Swap	05.10.2000	22.08.2005	3,9900	EUR	ryzyko kursowe i stopy procentowej	-	7 646	11 439	-
ABN euroobligacjeEUR	120 000	EUR	Currency Swap	23.10.2001	30.10.2006	3,8750	EUR	ryzyko kursowe i stopy procentowej	220 005	-	301 501	-
ABN euroobligacje 25 mln EUR	25 000	EUR	Principal Only Cross CurrencySwap	19.12.2002	26.10.2006	3,9750	EUR	ryzyko kursowe	2 742	-	16 983	-
ABN euroobligacje 25 mln EUR	25 000	EUR	Cross Currency Swap	13.12.2002	26.10.2006	3,9970	EUR	ryzyko kursowe	3 375	-	17 650	-
Societe Generale 25 mln EUR	25 000	USD	Currency Swap	07.09.2004	26.10.2006	4,3870	EUR	ryzyko kursowe	-	7 707	-	-
Societe Generale 25 mln EUR	25 000	EUR	Currency Swap	18.11.2004	26.10.2006	4,2499	EUR	ryzyko kursowe	-	4 627	-	-
SMBC 25 mln EUR	25 000	EUR	Currency Swap	16.09.2004	26.10.2006	4,3475	EUR	ryzyko kursowe	-	6 730	-	-
SMBC 25 mln EUR	25 000	EUR	Currency Swap	13.10.2004	26.10.2006	4,3000	EUR	ryzyko kursowe	-	6 071	-	-
SMBC 25 mln EUR	25 000	EUR	Currency Swap	20.12.2004	26.10.2006	4,1175	EUR	ryzyko kursowe	-	1 303	-	-

Deutsche Bank Polska 25 mln EUR	25 000	EUR	Currency Swap	09.04.2003	26.10.2006	4,2890	EUR	ryzyko kursowe	-	4 774	9 427	-
Deutsche Bank Polska 25 mln EUR	25 000	EUR	Currency Swap	14.07.2004	26.10.2006	4,4450	EUR	ryzyko kursowe	-	9 834	-	-
City Bank 25 mln EUR	25 000	EUR	Currency Swap	14.07.2004	26.10.2006	4,4750	EUR	ryzyko kursowe	-	9 095	-	-
City Bank 25 mln EUR	25 000	EUR	Currency Swap	11.04.2003	26.10.2006	4,2525	EUR	ryzyko kursowe	-	3 845	10 356	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Call	03.11.2004	18.02.2005	3,4168	USD	ryzyko kursowe	-	-1	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Call	05.11.2004	10.03.2005	3,3810	USD	ryzyko kursowe	-	-10	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Call	10.11.2004	21.03.2005	3,3403	USD	ryzyko kursowe	-	-23	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Call	30.11.2004	20.01.2005	3,1750	USD	ryzyko kursowe	-	-5	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	10.09.2004	10.01.2005	3,5400	USD	ryzyko kursowe	-	2 735	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	14.09.2004	20.01.2005	3,5305	USD	ryzyko kursowe	-	2 661	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	21.09.2004	10.01.2005	3,4670	USD	ryzyko kursowe	-	2 370	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	04.10.2004	20.01.2005	3,4712	USD	ryzyko kursowe	-	2 366	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	06.10.2004	10.02.2005	3,4590	USD	ryzyko kursowe	-	2 262	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	11.10.2004	10.02.2005	3,4150	USD	ryzyko kursowe	-	2 071	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	11.10.2004	10.02.2005	3,4205	USD	ryzyko kursowe	-	2 044	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	02.11.2004	18.02.2005	3,3320	USD	ryzyko kursowe	-	1 622	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	03.11.2004	18.02.2005	3,3095	USD	ryzyko kursowe	-	1 513	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	04.11.2004	10.03.2005	3,2805	USD	ryzyko kursowe	-	1 355	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	05.11.2004	10.03.2005	3,2790	USD	ryzyko kursowe	-	1 348	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	08.11.2004	21.03.2005	3,2285	USD	ryzyko kursowe	-	1 112	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	09.11.2004	21.03.2005	3,2390	USD	ryzyko kursowe	-	1 159	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	10.11.2004	20.01.2005	3,2350	USD	ryzyko kursowe	-	1 190	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	10.11.2004	18.02.2005	3,2170	USD	ryzyko kursowe	-	1 072	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	15.11.2004	20.01.2005	3,2405	USD	ryzyko kursowe	-	1 217	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	15.11.2004	21.03.2005	3,2250	USD	ryzyko kursowe	-	1 097	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	16.11.2004	20.01.2005	3,2280	USD	ryzyko kursowe	-	1 155	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	16.11.2004	18.02.2005	3,2235	USD	ryzyko kursowe	-	1 102	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	17.11.2004	10.01.2005	3,2300	USD	ryzyko kursowe	-	1 186	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	17.11.2004	10.02.2005	3,2225	USD	ryzyko kursowe	-	1 103	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	19.11.2004	21.03.2005	3,2005	USD	ryzyko kursowe	-	987	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	19.11.2004	18.02.2005	3,1915	USD	ryzyko kursowe	-	955	-	-

zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	22.11.2004	10.03.2005	3,1760	USD	ryzyko kursowe	-	881	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	22.11.2004	21.03.2005	3,1700	USD	ryzyko kursowe	-	855	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	23.11.2004	20.01.2005	3,1725	USD	ryzyko kursowe	-	882	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	24.11.2004	18.02.2005	3,1435	USD	ryzyko kursowe	-	739	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	24.11.2004	21.03.2005	3,1279	USD	ryzyko kursowe	-	678	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	25.11.2004	20.01.2005	3,1325	USD	ryzyko kursowe	-	691	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	25.11.2004	10.02.2005	3,1320	USD	ryzyko kursowe	-	688	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	26.11.2004	10.01.2005	3,1430	USD	ryzyko kursowe	-	752	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	30.11.2004	10.03.2005	3,0940	USD	ryzyko kursowe	-	536	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	17.12.2004	18.02.2005	3,0325	USD	ryzyko kursowe	-	305	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	FX forward	13.09.2004	10.01.2005	3,6462	USD	ryzyko kursowe	-	3 256	-	-
zobowiązania za gaz	5 000	USD	FX forward	21.09.2004	20.01.2005	3,5845	USD	ryzyko kursowe	-	2 926	-	-
Geofizyka Kraków									**-**	**-**	**-**	**1 210**
Zobowiązania walutowe	5 000	USD	opcja walutowa	05.12.2003	19.11.2004	4,4000	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	259
Zobowiązania walutowe	5 000	EUR	opcja walutowa	09.12.2003	14.11.2004	4,6000	EUR	ryzyko kursowe	-	-	-	451
Zobowiązania walutowe	500	EUR	opcja walutowa	03.01.2003	16.01.2004	4,6	EUR	ryzyko kursowe	**-**	**-**	**-**	117
Zobowiązania walutowe	1000	EUR	opcja walutowa	09.04.2003	02.04.2004	4,55	EUR	ryzyko kursowe	**-**	**-**	**-**	152
Zobowiązania walutowe	2500	EUR	opcja walutowa	03.04.2003	02.02.2004	4,6	EUR	ryzyko kursowe	**-**	**-**	**-**	230
Societe Generale	5000	USD	Forward	08.12.2003	22.03.2004	3,8594	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	419
Societe Generale	5000	USD	Forward	22.12.2003	13.04.2004	3,7938	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	37
Societe Generale	5000	USD	Forward	13.11.2003	09.01.2004	3,9438	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	1 006
Societe Generale	5000	EUR	Opcja Walutowa	22.12.2003	12.02.2004	4,6673	EUR	ryzyko kursowe	-	-	497	-
Bank Handlowy	5000	USD	Opcja Walutowa	05.11.2003	20.01.2004	4,0352	USD	ryzyko kursowe	-	-	1	-
Bank Handlowy	5000	EUR	Opcja Walutowa	03.12.2003	12.02.2004	4,6958	EUR	ryzyko kursowe	-	-	443	-
Bank Handlowy	5000	USD	Opcja Walutowa	03.12.2003	20.02.2004	3,8938	USD	ryzyko kursowe	-	-	124	-
Bank Handlowy	5000	EUR	Opcja Walutowa	04.12.2003	12.02.2004	4,6760	EUR	ryzyko kursowe	-	-	448	-
Bank Handlowy	5000	USD	Forward	01.12.2003	20.02.2004	3,9249	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	821
Bank Handlowy	5000	USD	Forward	17.11.2003	10.02.2004	3,9196	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	816
Deutsche Bank	5000	USD	Forward	12.11.2003	09.01.2004	3,9625	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	1 101
Deutsche Bank	5000	USD	Forward	14.11.2003	10.02.2004	3,9270	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	854
Deutsche Bank	5000	USD	Forward	19.11.2003	20.02.2004	3,9020	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	707
Deutsche Bank	5000	USD	Forward	03.12.2003	10.03.2004	3,8910	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	610

Deutsche Bank	5000	USD	Forward	15.12.2003	22.03.2004	3,8435	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	346
Deutsche Bank	5000	USD	Forward	16.12.2003	13.04.2004	3,8117	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	125
Deutsche Bank	5000	EUR	Opcja walutowa	04.11.2003	20.01.2004	4,6450	EUR	ryzyko kursowe	-	-	314	-
Deutsche Bank	5000	EUR	Opcja walutowa	05.11.2003	20.01.2004	4,6160	EUR	ryzyko kursowe	-	-	422	-
Deutsche Bank	5000	EUR	Opcja walutowa	23.12.2003	12.02.2004	4,6650	EUR	ryzyko kursowe	-	-	231	-
Deutsche Bank	5000	USD	Opcja walutowa	31.12.2003	20.04.2004	3,7810	USD	ryzyko kursowe	-	-	494	-
PEKAO S.A.	5000	USD	Forward	12.11.2003	09.01.2004	3,9820	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	1 194
PEKAO S.A.	5000	EUR	Forward	13.11.2003	20.02.2004	4,6130	EUR	ryzyko kursowe	-	-	618	-
PEKAO S.A.	5000	EUR	Forward	17.11.2003	20.02.2004	4,6184	EUR	ryzyko kursowe	-	-	591	-
PEKAO S.A.	5000	USD	Forward	04.12.2003	10.03.2004	3,8954	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	630
PEKAO S.A.	5000	USD	Forward	08.12.2003	10.03.2004	3,8718	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	512
PBK BPH	5000	USD	Forward	13.11.2003	20.01.2004	3,9368	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	936
PBK BPH	5000	USD	Forward	14.11.2003	10.02.2004	3,9335	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	872
PBK BPH	5000	USD	Forward	02.12.2003	20.02.2004	3,9384	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	873
PBK BPH	5000	USD	Forward	10.12.2003	22.03.2004	3,8487	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	358
PBK BPH	5000	USD	Forward	23.12.2003	13.04.2004	3,7911	USD	ryzyko kursowe	-	-	-	23
Razem									**232 620**	**238 193**	**399 647**	**90 246**

WYCENA POCHODNYCH INSTRUMENTÓW FINANSOWYCH												
Instrument zabezpieczany	Wartość instrumentu zabezpieczanego	Waluta instrumentu zabezpieczanego	Typ zabezpieczenia	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wykupu zabezpieczenia	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Waluta zabezpieczenia	Zabezpieczane ryzyko	Wycena wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego dokonana przez bank (pozytywna)	Wycena wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego dokonana przez bank (negatywna)	Wycena wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego dokonana przez bank (pozytywna)	Wycena wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego dokonana przez bank (negatywna)
									Stan na 31.12.2002		**Stan na 31.12.2001**	
PGNiG S.A.									**35 990**	**176 252**	**98 504**	**514 393**
ABN konsorcjalny 18 mln EUR	18 000	EUR	Currency Swap with Final Exchange Option	30.11.2000	22.08.2005	3,8950	EUR	ryzyko kursowe	258	-	7 020	9 129
ABN konsorcjalny 18 mln EUR	18 000	EUR	Currency Swap with Final Exchange Option	01.12.2000	22.02.2005	3,8950	EUR	ryzyko kursowe	664	-	7 020	8 997
CSFB 100 mln I transza USD	100 000	USD	Currency Swap with Credit Linked Swap	20.06.2001	22.06.2006	4,0150	USD	ryzyko kursowe	-	22 982	1 710	24 084
CSFB 100 mln II transza USD	100 000	USD	Currency Swap with Credit Linked Swap	04.09.2001	06.09.2006	4,2820	USD	ryzyko kursowe	-	50 305	26 970	52 945
ABN konsorcjalny 90 mln EUR	90 000	EUR	Cross Currency Swap	05.10.2000	22.08.2005	3,9900	EUR	ryzyko kursowe i stopy procentowej	-	86 048	35 100	132 605
ABN euroobligacjeEUR	120 000	EUR	Currency Swap	23.10.2001	30.10.2006	3,8750	EUR	ryzyko kursowe i stopy procentowej	33 800	-	17 621	255 873
ABN euroobligacje 25 mln EUR	25 000	EUR	Principal Only Cross CurrencySwap	13.12.2002	26.10.2006	3,9750	EUR	ryzyko kursowe	270	-	-	-
ABN euroobligacje 25 mln EUR	25 000	EUR	Cross Currency Swap	19.12.2002	26.10.2006	3,9970	EUR	ryzyko kursowe	998	-	- -	
Bank Światowy USD	10303	USD	Interest Rate Swap with Final Exchange Option	10.01.2001	02.01.2003	b.d.	USD		-	13 551	1 532	8 189
Societe GENERALE 25 mln USD	25000	USD	FX Forward	18.12.2002	15.01.2003	b.d.	USD		-	1 854	-	-
Societe GENERALE 25 mln USD	25000	USD	FX Forward	19.12.2002	15.01.2003	b.d.	USD		-	1 513	-	-

zobowiązania za gaz	13000	USD	Forward	20.03.2001	18.01.2002	b.d.	USD		-	-	-	8 067
Bank Światowy USD	10303	USD	Forward	09.03.2001	02.01.2002	b.d.	USD		-	-	-	6 175
Bank Światowy USD	10303	USD	Interest Rate Swap with Final Exchange Option	09.01.2001	01.07.2002	b.d.	USD		-	-	1 532	8 329
Razem									**35 990**	**176 252**	**98 504**	**514 393**

Nota 45.1

ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE Z TYTUŁU UDZIELONYCH PORĘCZEŃ I GWARANCJI – stan na 31.12.2004								
Kredytobiorca	Waluta zobowiązania warunkowego	Wysokość udzielonego zobowiązania warunkowego w walucie	Wysokość udzielonego zobowiązania warunkowego * w PLN	Data udzielenia zobowiązania warunkowego	Data wygaśnięcia zobowiązania	Zobowiązanie warunkowe ważne do	Bank lub inna instytucja, której udzielamy zobowiązania warunkowego	Rodzaj udzielonego zobowiązania warunkowego
Zobowiązania warunkowe udzielone przez PGNiG S.A.			**6 192 757**					
System Gazociągów Tranzytowych "EuRoPol Gaz" S.A.	PLN	56 000	56 000	10.08.1996	30.09.2009	30.09.2012	Bank Gdański S.A.	poręczenie kredytu
BN "NAFTOMONTAŻ" Sp. z o.o.	PLN	10 500	10 500	10.01.2004	10.02.2005	10.09.2010	Bank Śląski S.A. w Katowicach	poręczenie weksla
Zakład Gazowniczy w Zgorzelcu	PLN	3 105	3 105	17.12.1999	14.01.2005	15.02.2005	Bank Zachodni S.A. Oddział w Zgorzelcu	poręczenie kredytu
PGNiG Finance B.V.	EUR	1 374 000	5 604 546	30.10.2001	30.10.2006	30.10.2016	Citicorp Trustee Company Limited	gwarancja terminowej spłaty**
PGNiG S.A. Oddział w Pakistanie	USD	2 316	6 926	20.11.2000	31.12.2005	31.12.2005	Directorate General of Petroleum Concession w Pakistanie	gwarancja bankowa
Sąd Najwyższy w Pakistanie	USD	1 122	3 357	08.07.2004	30.01.2008	30.01.2008	Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	gwarancja bankowa
Gazexport Ltd.	USD	73 700	220 393	18.12.2003	08.02.2005	08.02.2005	Societe Generale Paris	gwarancja bankowa
Gazexport Ltd.	USD	48 143	143 965	17.12.2004	08.02.2006	08.02.2006	Bank Handlowy w Warszawie S.A.	gwarancja bankowa
Gazexport Ltd.	USD	48 143	143 965	17.12.2004	08.02.2006	08.02.2006	BNP Parias (Suisse) S.A.	gwarancja bankowa
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Spółki Gazownictwa* **		0	**2 242 800**					
PGNiG S.A.	USD	225 000	672 840	15.01.2003	15.02.2006	15.02.2006	BH/PEKAO/Kredyt Bank	gwarancja spłaty
PGNiG S.A.	USD	225 000	672 840	24.12.2002	30.10.2006	30.10.2007	Credit Suisse First Boston	gwarancja spłaty
PGNiG S.A.	USD	300 000	897 120	24.12.2002	30.10.2006	30.10.2007	ABN AMRO Bank	gwarancja spłaty
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Geofizyka Kraków Sp. z o.o.		0	**9 736**					
Geofizyka Kraków	PLN	489	489	30.06.2003	9.12.2005	9.12.2005	Geotermia Podhalańska	gwarancja bankowa
Urząd podatkowy w Pakistanie	USD	242	724	1.01.2000	31.12.2005	31.12.2005	Urząd Podatkowy w Pakistanie	gwarancja
Urząd Celny w Pakistanie	USD	2 850	8 523	01.12.1998	31.12.2005	31.12.2005	Urząd Celny w Pakistanie	gwarancja celna
Zobowiązania warunkowe udzielone przez PNiG Jasło Sp. z o.o.		0	**100**					
PZU S.A. Rzeszów	PLN	100	100	28.09.2004	27.09.2005	27.09.2005		gwar. długu celnego
Zobowiązania warunkowe udzielone przez PNiG Kraków Sp. z o.o.		0	**667**					
Poszukiwania nafty i Gazu Kraków sp. z o. o.	USD	123	367	29.06.2004	05.03.2005	05.03.2005	Oil & Gas Development Company Pakistan	gwarancja bankowa
Poszukiwania nafty i Gazu Kraków sp. z o.o.	USD	53	159	11.10.2004	30.04.2005	30.04.2005	Petronas Carigali Pakistan	gwarancja bankowa

Poszukiwania nafty i Gazu Kraków sp. z o.o.	USD	47	142	09.09.2004	05.04.2005	05.05.2005	Oil & Natural Gas Corporation Indie	gwarancja bankowa
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Gazobudowa Zabrze Sp. z o.o.		0	**2 467**					
UNIQA Towarzystwo Ubezpiecz. Łódź	PLN	2 467	2 467	28.07.2003	06.11.2007	06.11.2007	PKN ORLEN	gwarancja należytego wykonania umowy
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.		0	**2 164**					
Zarząd Gminy Pruchnik	PLN	8	8	30.12.2002	30.12.2005	30.12.2006	PZU S.A. Rzeszów	gwarancja należytego wykonania umowy
Zarząd Gminy Pruchnik	PLN	13	13	05.05.2002	13.05.2005	13.05.2005	PZU S.A. Rzeszów	gwar.ubezp.robót
Zarząd Gminy Pruchnik	PLN	40	40	13.08.2004	15.08.2005	15.08.2005	PZU S.A. Rzeszów	gwar.ubezp.robót
INVESTGAS Warszawa	PLN	1 413	1 413	10.07.2003	30.05.2005	30.05.2005	TU GERLING S.A. Warszawa	gwar.ubezp.robót
INVESTGAS Warszawa	PLN	689	689	10.07.2003	30.05.2006	30.05.2006	TU GERLING S.A. Warszawa	gwar.ubezp.robót
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Diament Sp. z o.o.		0	**85**					
PN Diament	PLN	10	10	19.11.2004	30.06.2006	30.06.2006	STRABAG Sp. z o.o. Warszawa	gwarancja bankowa
PN Diament	PLN	5	5	26.11.2004	15.10.2007	15.10.2007	UMiG Natco	gwarancja bankowa
PN Diament	PLN	50	50	15.12.2004	14.02.2005	14.02.2005	UG Kościerzyna	gwarancja bankowa
PN Diament	PLN	20	20	02.12.2004	08.03.2005	08.03.2005	UG Parzęczew	gwarancja bankowa
Razem			8 450 776					

*Zobowiązania warunkowe w walucie przeliczone wg kursów NBP z dnia 31.12.2004

**Gwarancja spłaty zobowiązania z tytułu euroobligacji udzielona przez PGNiG S.A. oraz sześć spółek gazownictwa (100% zależne od PGNiG S.A.)

***Sześć utworzonych spółek gazownictwa(100% zależne od PGNiG S.A.) poręczyło solidarnie spłatę kredytów zaciągniętych przez PGNiG S.A.

ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE Z TYTUŁU UDZIELONYCH PORĘCZEŃ I GWARANCJI - stan na 31.12.2003								
Kredytobiorca	Waluta zobowiązania warunkowego	Wysokość udzielonego zobowiązania warunkowego w walucie	Wysokość udzielonego zobowiązania warunkowego * w PLN	Data udzielenia zobowiązania warunkowego	Data wygaśnięcia zobowiązania	Zobowiązanie warunkowe ważne do	Bank lub inna instytucja, której udzielamy zobowiązania warunkowego	Rodzaj udzielonego zobowiązania warunkowego
Zobowiązania warunkowe udzielone przez PGNiG S.A.			**7 077 460**					
System Gazociągów Tranzytowych "EuRoPol Gaz" S.A.	PLN	56 000	56 000	08.10.1996	30.09.2009	30.09.2012	Bank Millennium S.A.	poręczenie kredytu
BN "NAFTOMONTAŻ" Sp. z o.o.	PLN	3 350	3 350	03.11.1999	11.10.2004	11.10.2004	Bank Śląski S.A. W Katowicach	poręczenie weksa
BN "NAFTOMONTAŻ" Sp. z o.o.	PLN	3 350	3 350	03.11.1999	11.10.2004	11.10.2004	Bank Śląski S.A. W Katowicach	poręczenie weksa
BN "NAFTOMONTAŻ" Sp. z o.o.	PLN	2 680	2 680	28.02.2000	11.10.2004	11.10.2004	Bank Śląski S.A. W Katowicach	poręczenie weksla
PGNiG S.A.	PLN	3 105	3 105	17.12.1999	14.01.2005	15.02.2005	Bank Zachodni S.A. Oddział w Zgorzelcu	gwarancja bankowa
PGNiG Finance B.V.	EUR	1 374 000	6 481 158	30.10.2001	30.10.2006	30.10.2016	Citicorp Trustee Company Limited	gwarancja terminowej spłaty**
PGNiG S.A. Oddział w Pakistanie	USD	2 316	8 663	20.11.2000	31.12.2005	31.12.2005	Directorate General of Petroleum Concession w Pakistanie	gwarancja bankowa
PGNiG S.A.	USD	65 000	243 133	23.12.2002	08.02.2004	08.02.2004	Gazexport Ltd.	gwarancja bankowa
PGNiG S.A.	USD	73 700	275 675	18.12.2003	08.02.2005	08.02.2005	Gazexport Ltd.	gwarancja bankowa
PGNiG S.A.	USD	93	347	25.10.1999	31.05.2004	31.05.2004	Ministerstwo Ropy i Gazu Ziemnego Rządu Indii	DZ Bank Polska
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Spółki Gazownictwa* **			**2 805 375**					
PGNiG S.A.	USD	225 000	841 613	15.01.2003	15.02.2006	15.02.2006	BH/PEKAO/Kredyt Bank	gwarancja spłaty
PGNiG S.A.	USD	225 000	841 613	24.12.2002	30.10.2006	30.10.2007	Credit Suisse First Boston	gwarancja spłaty
PGNiG S.A.	USD	300 000	1 122 150	24.12.2002	30.10.2006	30.10.2007	ABN AMRO Bank	gwarancja spłaty
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Geofizyka Kraków Sp. z o.o.			**10 979**					
Geofizyka Kraków	PLN	730	730	02.02.2003	31.12.2004	31.12.2004	Petroleum Syrian LTD	gwarancja należytego wykonania umowy
Urzad Celny w Pakistanie	USD	2 740	10 249	01.12.1998	01.12.2004	01.12.2004	Urząd Celny w Pakistanie	gwarancja celna
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Gazobudowa Zabrze Sp. z o.o.			**2 605**					
UNIQA Towarzystwo Ubezpiecz. Łódź	PLN	2 467	2 467	28.07.2003	2007.11.06	2007.11.06	PKN ORLEN	gwarancja należytego wykonania umowy
Fortis Bank Polska S.A.	EUR	30	138	18.11.2003	2004.03.31	2004.03.31	Butting GMBH&Co.KG	gwarancja zwrotu zaliczki
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.			**4 196**					
Zarząd Gminy Pruchnik	PLN	8	8	30.12.2002	30.12.2005	30.12.2006	PZU S.A. Rzeszów	gwarancja należytego

								wykonania umowy
INVESTGAS Warszawa	PLN	2 085	2 085	2003.07.10	2004.05.30	2004.05.30	TU GERLING Polska /Rzeszów	gwar.należ.wyk.robót
INVESTGAS Warszawa	PLN	1 413	1 413	2003.07.10	2005.05.30	2005.05.30	TU GERLING Polska /Rzeszów	gwar.należ.wyk.robót
INVESTGAS Warszawa	PLN	689	689	2003.07.10	2006.05.30	2006.05.30	TU GERLING Polska /Rzeszów	gwar.należ.wyk.robót
Razem			**9 900 615**					

*Zobowiązania warunkowe w walucie przeliczone wg kursów NBP z dnia 31.12.2003

**Gwarancja spłaty zobowiązania udzielona przez PGNiG S.A. oraz sześć spółek gazownictwa (100% zależne od PGNiG S.A.)

***Sześć utworzonych spółek gazownictwa (100% zależne od PGNiG S.A.) poręczyło solidarnie spłatę kredytów zaciągniętych przez PGNiG S.A.

ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE Z TYTUŁU UDZIELONYCH PORĘCZEŃ I GWARANCJI – stan na 31.12.2002								
Kredytobiorca	Waluta zobowiązania warunkowego	Wysokość udzielonego zobowiązania warunkowego w walucie	Wysokość udzielonego zobowiązania warunkowego * w PLN	Data udzielenia zobowiązania warunkowego	Data wygaśnięcia zobowiązania	Zobowiązanie warunkowe ważne do	Bank lub inna instytucja, której udzielamy zobowiązania warunkowego	Rodzaj udzielonego zobowiązania warunkowego
Zobowiązania warunkowe udzielone przez PGNiG S.			**5 765 906**					
SGT EUROPOL GAZ S.A.	PLN	56 000	56 000	08.10.1996	30.09.2009	30.09.2012	Bank Gdański S.A.	poręczenie kredytu
SGT EUROPOL GAZ S.A.	USD	21 000	81 677	27.07.1998	01.09.2003	01.09.2005	AmerBank S.A.	poręczenie kredytu
Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	PLN	1 000	1 000	16.09.1999	b.d.	30.09.2003	Raiffeisen Leasing Polska S.A.	poreczenie leasingu
BN Naftomontaż Krosno Sp z o.o.	PLN	3 350	3 350	03.11.1999	10.10.2003	10.07.2004	Bank Śląski S.A. w Katowicach	poręczenie weksla
BN Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.	PLN	3 350	3 350	03.11.1999	10.10.2003	10.07.2004	Bank Śląski S.A. w Katowicach	poręczenie weksla
BN Naftomontaż Krosno Sp z o.o.	PLN	2 680	2 680	28.02.2000	10.10.2003	10.07.2004	Bank Śląski S.A. w Katowicach	poręczenie weksla
Zakład Gazowniczy w Zgorzelcu	PLN	3 105	3 105	17.12.1999	14.01.2005	15.02.2005	Bank Zachodni S.A. Oddział w Zgorzelcu	poręczenie kredytu
PNiG Kraków Sp. z o.o.	PLN	23 800	23 800	02.01.2001	28.02.2003	28.02.2006	Bank Przemysłowo-Handlowy S.A. I Oddz. w Krakowie	poręczenie weksla
PGNiG Finance B.V. Amsterdam (Holandia)	EUR	1 374 000	5 590 943	30.10.2001	30.10.2006	30.10.2016	CITICORP TRUSTEE COMPANY Limited	gwarancja terminowej spłaty
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Geofizyka Kraków Sp. z o.o.			**10 387**					
Urząd Celny w Pakistanie	b.d.	b.d.	10 176	1998.12.01	b.d.	01.12.2003	Urząd Celny w Pakistanie	gwarancja celna
Petroleum Syrian LTD	b.d.	b.d.	211	2003.01.07	b.d.	07.05.2003	Petroleum Syrian LTD	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
Razem			**5 766 293**					

*Zobowiązania warunkowe w walucie przeliczone wg kursów Banku Millenium S.A. z dnia 31.12.2002 r

ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE Z TYTUŁU UDZIELONYCH PORĘCZEŃ I GWARANCJI – stan na 31.12.2001								
Kredytobiorca	Waluta zobowiązania warunkowego	Wysokość udzielonego zobowiązania warunkowego w walucie	Wysokość udzielonego zobowiązania warunkowego * w PLN	Data udzielenia zobowiązania warunkowego	Data wygaśnięcia zobowiązania	Zobowiązanie warunkowe ważne do	Bank lub inna instytucja, której udzielamy zobowiązania warunkowego	Rodzaj udzielonego zobowiązania warunkowego
Geofizyka Toruń	PLN	13 621	13 621	29.09.2000	30.09.2002	30.09.2005	Bank Gdański S.A.	poręczenie weksla
System Gazociągów Tranzytowych "EuRoPol Gaz" S.A.	PLN	56 000	56 000	10.08.1996	30.09.2009	30.09.2012	Bank Millennium S.A.	poręczenie kredytu
System Gazociągów Tranzytowych "EuRoPol Gaz" S.A.	USD	21 000	83 712	27.07.1998	01.09.2003	01.09.2005	AmerBank S.A.	poręczenie kredytu
Geofizyka Kraków	PLN	567	567	25.01.1999	b.d.	25.01.2002	SOGELEASE Polska Sp. z o.o.	poręczenie leasingu
Geofizyka Kraków	PLN	1 000	1 000	25.01.1999	b.d.	25.01.2002	Raiffeisen Leasing Polska S.A.	poręczenie leasingu
BN "NAFTOMONTAŻ" Sp. z o.o.	PLN	3 350	3 350	03.11.1999	11.10.2002	09.07.2003	Bank Śląski S.A. W Katowicach	poręczenie kredytu
BN "NAFTOMONTAŻ" Sp. z o.o.	PLN	3 350	3 350	03.11.1999	11.10.2002	09.07.2003	Bank Śląski S.A. W Katowicach	poręczenie kredytu
BN "NAFTOMONTAŻ" Sp. z o.o.	PLN	2 680	2 680	28.02.2000	11.10.2002	09.07.2003	Bank Śląski S.A. W Katowicach	poręczenie kredytu
Zakład Gazowniczy w Zgorzelcu	PLN	3 105	3 105	17.12.1999	14.01.2005	15.02.2005	Bank Zachodni S.A. Oddział w Zgorzelcu	poręczenie kredytu
PNiG NAFTGAZ Sp. z o.o w Wołominie	PLN	2 251	2 251	29.12.2000	31.12.2001	27.12.2004	PBK S.A. W Warszawie O/Wołomin	poręczenie weksla
PNiG Jasło Sp. z o.o. Oddział NAFTGAZ w Wołominie	CHF	936	2 223	23.03.2001	22.03.2002	22.03.2005	PBK S.A. W Warszawie O/Wołomin	poręczenie weksla
PNiG Kraków Sp. z o.o.	PLN	23 800	23 800	02.01.2001	31.12.2001	30.04.2002	Bank Przemysłowo-Handlowy S.A. I Oddział w Krakowie	poręczenie weksla
PNiG Kraków Sp. z o.o.	PLN	3 450	3 450	30.04.2001	30.04.2002	30.06.2002	BRE BANK S.A. W Warszawie O/ w Krakowie	poręczenie kredytu
PGNiG Finance B.V.	EUR	1 374 000	4 839 091	30.10.2001	30.10.2006	30.10.2016	Citicorp Trustee Company Limited	gwarancja terminowej spłaty**
Razem			**5 038 200**					

*Zobowiązania warunkowe w walucie przeliczone wg kursów NBP z dnia 31.12.2001

Nota 45.2

Regulacje podatkowe, celne i dewizowe w Polsce

Polski system podatkowy charakteryzuje się brakiem odniesienia do utrwalonych regulacji prawnych oraz stosunkowo krótką praktyką stosowania. W konsekwencji powoduje to częste występowanie niejasności i niespójności w obowiązujących przepisach. Różnice w opiniach, co do interpretacji prawnej przepisów podatkowych, zarówno wewnątrz organów państwowych, jak również pomiędzy organami państwowymi a przedsiębiorstwami są powodem konfliktów. Rozliczenia podatkowe oraz inne obszary działalności podlegające regulacjom (na przykład sprawy celne czy dewizowe) mogą być przedmiotem kontroli organów administracyjnych, które uprawnione są do nakładania wysokich kar i sankcji, a ustalone w wyniku kontroli dodatkowe kwoty zobowiązań publicznych muszą zostać wpłacone wraz z wysokimi odsetkami. Ta sytuacja jest powodem wysokiego ryzyka podatkowego w Polsce.

W Polsce nie istnieją formalne procedury dotyczące uzgadniania ostatecznego poziomu wymiaru podatku. Rozliczenia podatkowe mogą być przedmiotem kontroli przez okres pięciu lat.

Nota 46.

ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE Z TYTUŁU WYSTAWIONYCH WEKSLI –stan na 31.12.2004				
Podmiot, któremu został wystawiony weksel	Waluta wystawionego weksla	Wysokość wystawionego weksla w walucie	Wysokość wystawionego weksla w złotych	Data obowiązywania weksla
PGNiG S.A.			**259 832**	
PBK S.A. Filia Olecko*	EUR	2 342	9 554	25.10.2005
BDK S.A. Grupa Pekao O/Sanok	PLN	8 148	8 148	24.04.2005
PKO S.A. Oddział w Sanoku	PLN	41 500	41 500	25.12.2005
PBK S.A. Oddz. W Ełku Filia w Olecku	PLN	135 885	135 885	25.10.2007
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	32 791	32 791	30.09.2008
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	11 755	11 755	10.10.2009
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	7 543	7 543	30.09.2010
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	3 404	3 404	31.10.2011
Towarzystwo Finansowo-Leasingowe S.A.	PLN	6 852	6 852	21.12.2006
Towarzystwo Finansowo-Leasingowe S.A.	PLN	2 400	2 400	15.12.2007
PNiG Jasło Sp. z o.o.		**0**	**14 550**	
Bank PeKaO O/Jasło	PLN	152	152	31.04.2005
Bank PeKaO O/Jasło	PLN	593	594	20.07.2005
Bank PeKaO O/Jasło	PLN	311	311	11.06.2005
Bank PeKaO O/Jasło	PLN	174	174	17.06.2005
Bank PeKaO O/Jasło	PLN	1 241	1 241	15.07.2005
Bank PeKaO O/Jasło	PLN	878	878	15.07.2005
Bank PeKaO O/Jasło	PLN	1 685	1 685	25.11.2005
PZU Rzeszów	PLN	15	15	27.09.2005
Bank PeKaO O/Jasło	PLN	4 000	4 000	30.11.2005
Bank PeKaO O/Jasło	PLN	3 000	3 000	29.11.2005
Bank BPH S.A.	PLN	2 500	2 500	30.09.2005
PNiG Piła Sp. z o.o.		**0**	**3 000**	
Kredyt Bank O/Piła	PLN	3 000	3 000	30.06.2005
Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.		0	20	
Bankowy Fundusz Leasingowe	PLN	20	20	24.01.2006
Gazobudowa Zabrze Sp. z o.o.		**0**	**9 684**	
PZU S.A. Warszawa	PLN	120	120	31.08.2007

FORTIS Bank Polska S.A.	PLN	110	110	26.06.2005
FORTIS Bank Polska S.A.	PLN	50	50	31.08.2007
UNIQUA TU S.A.	PLN	2 467	2 467	31.07.2008
IZOSTAL S.A. Zawadzkie	PLN	6 937	6 937	30.09.2005
Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.		**0**	**10 500**	
Bank Śląski w Katowicach O/Krosno	PLN	3 750	3 750	10.10.2004
Bank Śląski w Katowicach O/Krosno	PLN	3 750	3 750	10.10.2004
Bank Śląski w Katowicach O/Krosno	PLN	3 000	3 000	10.10.2004
Razem			**297 586**	

*Przeliczone po kursie NBP z dnia 31.12.2004 r. (EUR/PLN 4,0790).

ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE Z TYTUŁU WYSTAWIONYCH WEKSLI – stan na 31.12.2003				
Podmiot, któremu został wystawiony weksel	Waluta wystawionego weksla	Wysokość wystawionego weksla w walucie	Wysokość wystawionego weksla w złotych	Data obowiazywania weksla
PGNiG S.A.			**261 326**	
PBK S.A. Filia Olecko*	EUR	2342	11048	25.10.2005
BDK S.A. Grupa Pekao O/Sanok	PLN	8148	8148	24.04.2005
PKO S.A. Oddział w Sanoku	PLN	41500	41500	25.12.2005
PBK S.A. Oddz. W Ełku Filia w Olecku	PLN	135885	135885	25.10.2007
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	32791	32791	30.09.2008
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	11755	11755	10.10.2009
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	7543	7543	30.09.2010
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	3404	3404	31.10.2011
Towarzystwo Finansowo-Leasingowe S.A.	PLN	6852	6852	21.12.2006
Towarzystwo Finansowo-Leasingowe S.A.	PLN	2400	2400	15.12.2007
PNiG Jasło Sp. z o.o.			**9 969**	
Bank PEKAO S.A	PLN	4000	4000	30.12.2004
Bank PEKAO S.A	PLN	3000	3000	28.11.2004
PZU S.A. Rzeszów	PLN	1000	1000	27.09.2004
Bank PEKAO S.A	PLN	157	157	24.09.2004
Bank PEKAO S.A	PLN	228	228	18.11.2004
Bank PEKAO S.A	PLN	173	173	18.11.2004
Bank PEKAO S.A	PLN	157	157	18.11.2004
Bank PEKAO S.A	PLN	157	157	18.11.2004
Bank PEKAO S.A	PLN	146	146	26.07.2004
Bank PEKAO S.A	PLN	328	328	27.08.2004
Bank PEKAO S.A	PLN	130	130	26.07.2004
Bank PEKAO S.A	PLN	234	234	01.08.2004
Bank PEKAO S.A	PLN	259	259	23.08.2004
PNiG Pila Sp. z o.o.			**3 000**	
Kredyt Bank O/Piła	PLN	3000	3000	30.06.2005
Gazobudowa Zabrze Sp. z o.o.			**3 658**	
BPHPBK S.A. Warszawa	PLN	300	300	2004.11.23
Fortis Bank Polska S.A.	PLN	633	633	2004.03.28
UNIQA TU S.A.Łódź	PLN	2467	2467	2007.11.06
Fortis Bank Polska S.A.	EUR	30	138	2004.03.31
PZU S.A. Warszawa	PLN	120	120	2007.08.31
Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.			**10 500**	
Bank Śląski w Katowicach O/Krosno	PLN	3750	3750	10.10.2004
Bank Śląski w Katowicach O/Krosno	PLN	3750	3750	10.10.2004
Bank Śląski w Katowicach O/Krosno	PLN	3000	3000	10.10.2004
Razem			**288 453**	

*Przeliczone po kursie NBP z dnia 31.12.2003 (EUR/PLN 4,7170)

ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE Z TYTUŁU WYSTAWIONYCH WEKSLI – stan na 31.12.2002				
Podmiot, któremu został wystawiony weksel	**Waluta wystawionego weksla**	**Wysokość wystawionego weksla w walucie**	**Wysokość wystawionego weksla w złotych**	**Data wykupu weksla (rrrr-mm-dd)**
PGNiG S.A.			**296 082**	
BDK S.A. Grupa Pekao O/Sanok	PLN	10 945	10 945	25.02.2003
PBK S.A. Filia Olecko*	EUR	2 342	9 531	25.10.2005
BDK S.A. Grupa Pekao O/Sanok	PLN	8 148	8 148	24.04.2005
PKO S.A. Oddział w Sanoku	PLN	41 500	41 500	25.12.2005
Bank Śląski S.A. w Katowicach **	PLN	34 580	34 580	31.03.2003
PBK S.A. Oddz. w Ełku Filia w Olecku	PLN	135 885	135 885	25.10.2007
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	32 791	32 791	30.09.2008
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	11 755	11 755	10.10.2009
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	7 543	7 543	30.09.2010
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	3 404	3 404	31.10.2011
Geofizyka Kraków Sp. z o.o.			**8 752**	
Sogelse Polska Sp.z o.o.	PLN	8 752	8 752	12.31.2006
PNiG Jasło Sp. z o.o.			8 000	
PZU Rzeszów	PLN	1 000	1 000	03.09.2003r.
Bank PEKAO S.A. Jasło	PLN	4 000	4 000	29.11.2003r.
Bank PEKAO S.A. Jasło	PLN	3 000	3 000	29.11.2003r.
Gazobudowa Zabrze Sp. z o.o.			**4 390**	
Urząd Celny	PLN	560	560	umowa leasing.
Urząd Celny	PLN	20	20	umowa leasing.
Bank Handlowy	PLN	476	476	3.31.2003
BPH PBK	PLN	8	8	3.30.2003
Energomontaż Północ S.A. W-wa	PLN	500	500	3.31.2003
BPH PBK	PLN	2 507	2 507	4.25.2003
BPH PBK	PLN	6	6	11.30.2003
BPH PBK	PLN	7	7	11.30.2003
BPH PBK	PLN	6	6	11.15.2003
BPH PBK	PLN	300	300	11.23.2004
Razem			**317 224**	

* Przeliczono wg kursów Banku Millennium S.A. z dnia 31 grudnia 2002 roku (EUR/PLN 4,0691)

** Weksel zwrócony w zwiazku ze spłata zobowiazania zabezpieczanego przez ten weksel

ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE Z TYTUŁU WYSTAWIONYCH WEKSLI – stan na 31.12.2001				
Podmiot, któremu został wystawiony weksel	**Waluta wystawionego weksla**	**Wysokość wystawionego weksla w walucie**	**Wysokość wystawionego weksla w złotych**	**Data wykupu weksla (rrrr-mm-dd)**
PGNiG S.A.			**446 608**	
BZ O/Zgorzelec	PLN	3 110	3 110	14.01.2005
WFOŚi GW Jelenia Góra	PLN	3 105	3 105	14.01.2005
Powszechny Bank Kredytowy S.A. Filia Olecko	DEM	4 581	8 249	25.10.2005
Bank Depozytowo-Kredytowy S.A.	PLN	8 148	8 148	30.06.2005
Bank Amerykański w Polsce "AMERBANK"	USD	228	909	16.06.2002
Pekao S.A. I O/Rzeszów	PLN	7 000	7 000	23.06.2002
Pekao S.A. Oddział w Sanoku	PLN	41 500	41 500	25.12.2005
Bank Śląski S.A. W Katowicach	PLN	34 580	34 580	31.03.2003
Powszechny Bank Kredytowy S.A. Filia Olecko	PLN	135 885	135 885	25.10.2007
AmerLease S.A.	DEM	8 862	15 958	2002
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	24 183	24 183	20.10.2009
Towarzystwo Finansowo-Leasingowe S.A.	PLN	6 852	6 852	21.12.2006
Towarzystwo Finansowo-Leasingowe S.A.	PLN	2 400	2 400	15.12.2007
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	11 755	11 755	30.05.2009
ABB Zamech Ltd. Elbląg	PLN	51 800	51 800	31.10.2009
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	22 711	22 711	10.01.2009
Pekao S.A. XV Oddział Warszawa	PLN	7 543	7 543	10.09.2010
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	3 404	3 404	27.04.2011
Financial Management S.A.	PLN	3 067	3 067	2002
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	54 449	54 449	2008
PNiG Jasło Sp. z o.o.			**7 405**	
Bank Pekao S.A. I/o Jasło	PLN	3 000	3 000	29.11.2002
Bank Pekao S.A. I/o Jasło	PLN	4 000	4 000	29.11.2002
PZU Rzeszów	PLN	330	330	30.06.2002
PZU Rzeszów	PLN	60	60	09.04.2002
PZU Rzeszów	PLN	15	15	08.06.2002
Naftomontaż Sp. z o.o.			**10 211**	
Bank Śląski w Katowicach O/Krosno	PLN	9 380	9 380	10.07.2002
PZU S.A. Rzeszów	PLN	44	44	05.05.2002
PZU S.A. Rzeszów	PLN	245	245	31.08.2003
BDG S.A. Tarnów	PLN	16	16	30.03.2002
WBC S.A. Lublin O/Krosno	PLN	55	55	14.09.2002
WBC S.A. Lublin O/Krosno	PLN	57	57	10.09.2002
WBC S.A. Lublin O/Krosno	PLN	58	58	10.09.2002
WBC S.A. Lublin O/Krosno	PLN	58	58	10.09.2002
WBC S.A. Lublin O/Krosno	PLN	85	85	25.07.2002
WBC S.A. Lublin O/Krosno	PLN	85	85	25.07.2002
WBC S.A. Lublin O/Krosno	PLN	85	85	25.07.2002
Metalchem-Plasticon Toruń	PLN	43	43	18.06.2002
Gazobudowa Zabrze Sp. z o.o.			**5 683**	
Urząd Celny	PLN	560	560	30.04.2002
Urząd Celny	PLN	20	20	31.08.2002
Bank Handlowy S.A. w Warszawie	PLN	476	476	31.03.2003
Bank Handlowy S.A.w Warszawie	PLN	516	516	16.09.2002
BPH PBK	PLN	8	8	30.03.2003

Energomontaż Północ S.A. W-wa	PLN	600	600	31.03.2003
BPH PBK	PLN	2 507	2 507	25.04.2003
BPH PBK	PLN	6	6	30.11.2003
BPH PBK	PLN	7	7	30.11.2003
BPH PBK	PLN	6	6	15.11.2003
BPH PBK	PLN	700	700	15.05.2002
Tow.Ubezpieczeń Warta Toruń	PLN	277	277	25.07.2002
Razem			**469 907**	

Nota 47.

ZOBOWIAZANIA WOBEC BUDŻETU PAŃSTWA LUB JEDNOSTEK SAMORZĄDU TERYTORIALNEGO Z TYTUŁU UZYSKANIA PRAW WŁASNOSCI BUDYNKÓW I BUDOWLI	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
Budżet Państwa	0	0	0	0
Jednostki samorządu terytorialnego	0	962	0	0
Razem	**0**	**962**	**0**	**0**

Nota 48.

Dostosowując się do ustawodawstwa Unii Europejskiej, PGNiG S.A. zaprzestanie prowadzenia działalności w zakresie przesyłu gazu gazociągami wysokiego ciśnienia. Zgodnie z postanowieniami Rządowego Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG działalność tą przejmie będąca obecnie pod bezpośrednią kontrolą Skarbu Państwa spółka PGNiG-Przesył Sp. z o.o.

W 2004 roku na wyłączanej działalności (z tytułu opłat taryfowych za przesył gazu) PGNiG S.A. zrealizowało przychody w kwocie 1.562 mln zł **(1)**.

Koszty operacyjne związane z działalnością przesyłową w 2004 roku (zarówno bezpośrednie, jak i zaalokowane na podstawie kluczy koszty pośrednie) wyniosły natomiast 1.092 mln zł.

Należy jednak zaznaczyć, iż zakresem świadczonych usług przesyłowych, których wynagrodzenie stanowią powyższe opłaty objęte było również magazynowanie gazu. W związku z pozostawieniem infrastruktury i działalności magazynowej w ramach PGNiG S.A. nastąpi natomiast wyodrębnienie tej działalności (ustalenie dla niej odrębnych opłat).

Zaprezentowane przychody z tytułu opłat przesyłowych stanowiły również pokrycie kosztów zakupu usług transportu gazu na terenie Polski systemem tranzytowym SGT EuRoPol Gaz (gazociągiem jamalskim). Nabywcą tej usługi pozostanie nadal PGNiG S.A.

W efekcie wydzielenia działalności przesyłowej, PGNiG S.A. utraci przychody z tej działalności, natomiast koszty alokowane dotychczas do tej działalności jedynie w części przejdą na spółkę PGNiG-Przesył Sp. z o.o.

Szacuje się, że spośród kosztów alokowanych do działalności przesyłowej w 2004 roku kategorie będące przedmiotem przeniesienia (bez amortyzacji) wynoszą ok. 556 mln zł **(2)**.

Odrębną pozycję stanowi amortyzacja od systemu przesyłowego (bez amortyzacji od infrastruktury magazynowej). Jej wartość w 2004 roku wyniosła 219 mln zł **(3)**. Zgodnie z przepisami ustawy o rachunkowości w zakresie kwalifikowania umów leasingu, pomimo, że PGNiG S.A. pozostanie formalnym właścicielem większości składników systemu przesyłowego i będzie podatkowo rozliczał naliczane od nich odpisy amortyzacyjne, ich wartość oraz amortyzacja będą wykazywane w sprawozdaniach finansowych PGNiG-Przesył Sp. z o.o., która to spółka będzie te składniki użytkowała na podstawie umowy leasingu. Z formalnego punktu widzenia, w efekcie wydzielenia działalności przesyłowej, prezentowane w sprawozdaniach finansowych koszty PGNiG S.A. ulegną zatem obniżeniu również o wartość amortyzacji od majątku przesyłowego.

Ubytek przychodów związany z wydzieleniem działalności przesyłowej zostanie również zniwelowany przychodami z tytułu umowy leasingu większości składników systemu przesyłowego, których właścicielem pozostanie (do końca okresu leasingu) PGNiG. Przy aktualnych uwarunkowaniach dotyczących stóp procentowych, wartość rat leasingowych dla pierwszego roku obowiązywania umowy leasingu wynosi 578 mln zł **(4)**.

Bazując na danych historycznych z wykonania 2004 roku, szacunkowa kalkulacja skutków wydzielenia działalności przesyłowej przedstawia się następująco.

Lp.	Tytuł	mln zł
1)	Utracone przychody z opłat przesyłowych	-1 562
2)	Szacowane zmniejszenie kosztów działalności operacyjnej (z wyłączeniem amortyzacji)	556
	Wynik I	**-1 006**
3)	Księgowe obniżenie amortyzacji	219
	Wynik II	**-787**
4)	Wartość przychodu z tytułu rat leasingowych (dla 1-go roku działalności)	578
	Wynik III	**-209**

Należy zaznaczyć, że powyższa kalkulacja nie uwzględnia dodatkowych przychodów, które PGNiG S.A. najprawdopodobniej uzyska na pokrycie, wynagradzanych do tej pory przychodami z opłat przesyłowych, kosztów magazynowania oraz zakupu usług przesyłowych system tranzytowym SGT EuRoPol Gaz. Wartość tych kosztów w 2004 roku wyniosła **249 mln zł**.

W przypadku pełnego pokrycia tych kosztów (bez dodatkowej marży na tych kosztach, czy zwrotu z aktywów magazynowych) przedstawiona kalkulacja zamknęłaby się dodatnim wynikiem rzędu **40 mln zł.**

Na dzień sporządzenia Prospektu Spółka, nie jest w stanie bardziej precyzyjnie oszacować wpływu wydzielenia działalności przesyłowej ze względu na:

- niemożliwą do przewidzenia przyszłą taryfę przesyłową, którą w przypadku gdyby PGNiG S.A. kontynuowało tą działalność zostałaby zatwierdzona przez URE na następne okresy,
- nie w pełni rozstrzygnięty zakres kosztów PGNiG S.A., które zostaną przetransferowane do PGNiG-Przesył Sp. z o.o. (uzależnione jest to m.in. od harmonogramu przyszłych zdarzeń takich jak: przekazanie dywidendy w postaci rzeczowej, przekazanie pracowników oddziałów ROP),
- nie rozstrzygnięte kwestie sposobu i stopnia pokrycia kosztów, które obecnie w PGNiG S.A., są pokrywane taryfą przesyłową, a które nie zostaną przeniesione do PGNiG-Przesył Sp. z o.o. (zwłaszcza kosztów usług przesyłowych systemem tranzytowym SGT EuRoPol Gaz S.A. oraz kosztów magazynowania).

Nota 49.

KOSZT WYTWORZENIA ŚWIADCZEŃ NA WŁASNE POTRZEBY JEDNOSTKI	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2002	31.12.2001
Koszt wytworzenia środków trwałych w budowie na własne potrzeby	470 896	522 102	470 178	481 322
Koszt wytworzenia środków trwałych na własne potrzeby	7 131	7 991	22 159	27 083
Koszt wytworzenia innych produktów na własne potrzeby	29 153	40 469	44 340	35 121
Razem koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	**507 180**	**570 562**	**536 677**	**543 526**

Nota 50.

PONIESIONE ORAZ PLANOWANE NAKŁADY INWESTYCYJNE	Poniesione nakłady w bieżącym okresie	Planowane nakłady w ciągu 12 miesięcy od dnia bilansowego
Nakłady ogółem, w tym na:	**994 339**	**1 302 066**
Niefinansowe aktywa trwałe	991 343	1 296 974
Pozostałe	194	535
Ochrona środowiska naturalnego	2 802	4 557

Nota 51.

Oprócz wymienionych poniżej transakcji nie nastąpiło przeniesienie praw i zobowiązań pomiędzy Emitentem oraz jednostkami powiązanymi a innymi podmiotami powiązanymi.

DANE LICZBOWE DOTYCZACE JEDNOSTEK POWIAZANYCH (DANE ZA ROK ZAKOŃCZONY 31.12.2004)	Siedziba	Sprzedaż (netto)	Zakupy (netto)	Dywidendy i udziały w zyskach	Odsetki do otrzymania	Odsetki do zapłacenia
Suma jednostki powiązane		**50 433**	**325 577**	**1 165**	**28 240**	**398**
Spółki konsolidowane metodą praw własności		**28 814**	**148 309**	**245**	**26 526**	**0**
EuRoPol Gaz S.A.	Warszawa	26 126	114 881	0	26 526	0
Gas-Trading S.A.	Warszawa	0	0	0	0	0
INVESTGAS S.A.	Warszawa	2 688	33 428	245	0	0
Pozostałe jednostki powiązane nie konsolidowane		14 784	165 453	671	1 667	398
Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	Pogórska Wola	931	37 067	0	80	0
BUD-GAZ Sp. z o.o.	Warszawa	603	6 483	0	0	0
PTG GAZOTECH Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	359
Turgaz Sp. z o.o.	Zielona Góra	915	172	0	0	0
NYSAGAZ Sp. z o.o.	Zgorzelec	55	0	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Warszawie S.A.	Warszawa	143	1 008	0	6	26
ZRUG Sp. z o.o. w Poznaniu	Poznań	134	20 651	354	0	0
ZRUG w Toruniu S.A.	Toruń	37	4 495	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Zabrzu	Zabrze	109	9 554	0	0	0
Sahara Petroleum Technology Llc (Sp. z o.o.) (Oman)	Muskat	0	0	0	0	0
GAZTEC Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0
Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	Warszawa	240	0	0	0	0
PFK Gaskon S.A.	Warszawa	10	0	0	0	0
BG GAZOMONTAŻ S.A.	Wołomin	508	22 924	183	0	0
ZWUG Intergaz Sp. z o.o.	Tarnowskie Góry	3	28 227	0	0	0
"DEWON" S.A. (Ukraina)	Kijów	0	0	0	1 405	0
Huta Szkła SZCZAKOWA S.A. w upadłości	Jaworzno	10 954	0	0	174	0
Izostal S.A.	Zawadzkie	49	9 549	0	1	1
GAZSTAL SA	Zielona Góra	93	25 324	135	0	11
MED. - FROZ S.A.	Zielona Góra	0	0	0	0	0
WOC TE-MA Sp. z o.o. w likwidacji	Terespol	0	0	0	0	0
GRESPOL - 7 Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0
Jednostki zależne i stowarzyszone od jednostek zależnych		**6 835**	**11 815**	**249**	**47**	**0**
PolGazTelekom S.A. Warszawa	Warszawa	0	0	0	0	0
Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o. Dębica	Dębica	0	0	0	0	0
Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. Piła	Piła	15	49	56	0	0
PBU Petromin Sp. z o.o. Wołomin	Wołomin	61	909	20	0	0
GEOTERMIA Sp. z o.o. Szczecin	Szczecin	0	0	0	0	0
Geofizyka Toruń GERMANY GmbH Schwarmsted	Schwarmsted	5 861	0	0	47	0
ALFA-CENTER Sp. z o.o. Warszawa	Warszawa	0	0	0	0	0
EUROTUBE Izostal & Partnerzy S.A. Katowice	Katowice	0	0	0	0	0
EUROTUBE Slovakia (Bratysława)	Bratysława	0	0	0	0	0
Gazobudowa Kraków Sp. z o.o. Kraków	Kraków	452	6 550	75	0	0
Gazobudowa Poznań Sp. z o.o. Poznań	Poznań	353	4 307	98	0	0
NAFTEK Sp. z o.o. Krosno	Krosno	0	0	0	0	0
Oil Tech International F.Z.E.	Ajman	93	0	0	0	0

Mazowiecki Dom Inwestycyjny Sp. z o.o. Ząbki	Ząbki	0	0	0	0	0

DANE LICZBOWE DOTYCZACE JEDNOSTEK POWIAZANYCH (DANE ZA ROK ZAKOŃCZONY 31.12.2004)	Należności brutto	Należności netto	Zobowiązania	Pożyczki udzielone brutto	Pożyczki udzielone netto
Suma jednostki powiązane	**69 361**	**27 269**	**98 792**	**275 088**	**5 076**
Spółki konsolidowane metodą praw własności	**2 899**	**2 899**	**58 264**	**263 022**	**5 076**
EuRoPol Gaz S.A.	2 790	2 790	53 367	263 022	5 076
Gas-Trading S.A.	0	0	0	0	0
INVESTGAS S.A.	109	109	4 897	0	0
Pozostałe jednostki powiązane nie konsolidowane	65 867	23 787	37 580	12 066	0
Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	0	0	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	606	526	6 328	0	0
BUD-GAZ Sp. z o.o.	404	404	1 142	0	0
PTG GAZOTECH Sp. z o.o.	2 080	0	2 080	0	0
Turgaz Sp. z o.o.	60	60	3	0	0
NYSAGAZ Sp. z o.o.	1	1	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Warszawie S.A.	187	0	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Poznaniu	30	30	8 119	0	0
ZRUG w Toruniu S.A.	64	64	636	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Zabrzu	242	242	3 365	0	0
Sahara Petroleum Technology Llc (Sp. z o.o.) (Oman)	0	0	0	0	0
GAZTEC Sp. z o.o.	0	0	0	0	0
Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	42	42	0	0	0
PFK Gaskon S.A.	20 616	20 616	0	0	0
BG GAZOMONTAŻ S.A.	69	69	11 324	0	0
ZWUG Intergaz Sp. z o.o.	0	0	3 420	0	0
"DEWON" S.A. (Ukraina)	0	0	0	12 066	0
Huta Szkła SZCZAKOWA S.A. w upadłości	40 810	1 591	0	0	0
Izostal S.A.	654	141	933	0	0
GAZSTAL SA	1	1	230	0	0
MED. - FROZ S.A.	0	0	0	0	0
WOC TE-MA Sp. z o.o. w likwidacji	0	0	0	0	0
GRESPOL - 7 Sp. z o.o.	0	1 166	0	0	0
Jednostki zależne i stowarzyszone od jednostek zależnych	**595**	**583**	**2 948**	**0**	**0**
PolGazTelekom S.A. Warszawa	0	0	0	0	0
Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o. Dębica	0	0	0	0	0
Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. Piła	1	1	0	0	0
PBU Petromin Sp. z o.o. Wołomin	0	0	44	0	0
GEOTERMIA Sp. z o.o. Szczecin	0	0	0	0	0
Geofizyka Toruń GERMANY GmbH Schwarmsted	0	0	0	0	0
ALFA-CENTER Sp. z o.o. Warszawa	0	0	0	0	0
EUROTUBE Izostal & Partnerzy S.A. Katowice	12	0	0	0	0
EUROTUBE Slovakia (Bratysława)	0	0	0	0	0
Gazobudowa Kraków Sp. z o.o. Kraków	489	489	1 434	0	0
Gazobudowa Poznań Sp. z o.o. Poznań	0	0	871	0	0
NAFTEK Sp. z o.o. Krosno	0	0	0	0	0
Oil Tech International F.Z.E.	93	93	599	0	0
Mazowiecki Dom Inwestycyjny Sp. z o.o. Ząbki	0	0	0	0	0

DANE LICZBOWE DOTYCZACE JEDNOSTEK POWIAZANYCH (DANE ZA ROK ZAKOŃCZONY 31.12.2003)	Siedziba	Sprzedaż (netto)	Zakupy (netto)	Dywidendy i udziały w zyskach	Odsetki do otrzymania	Odsetki do zapłacenia
Suma jednostki powiązane		**51 694**	**315 492**	**1 877**	**56 858**	**2**
Spółki konsolidowane metodą praw własności		**27 663**	**142 115**	**849**	**55 532**	**0**
EuRoPol Gaz S.A.	Warszawa	27 663	142 115	0	55 532	0
Gas-Trading S.A.	Warszawa	0	0	849	0	0
Pozostałe jednostki powiązane nie konsolidowane		**23 078**	**161 871**	**1 028**	**1 231**	**2**
Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0
Geovita Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	Pogórska Wola	1 414	24 550	0	83	0
BUD-GAZ Sp. z o.o.	Warszawa	118	3 924	0	0	0
Turgaz Sp. z o.o.	Zielona Góra	740	1	0	0	0
NYSAGAZ Sp.z o.o.	Zgorzelec	0	0	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Warszawie S.A.	Warszawa	208	6 093	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Poznaniu	Poznań	129	9 908	236	1	0
ZRUG w Toruniu S.A.	Torun	128	5 628	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Zabrzu	Zabrze	2 655	8 335	0	0	0
Sahara Petroleum Technology Llc (Sp.z o.o.) (Oman)	Muskat	0	0	0	0	0
INVESTGAS S.A.	Warszawa	4 804	43 112	490	0	0
GAZTEC Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0
Polskie Elekrtownie Gazowe Sp. z o.o.	Warszawa	195	0	0	0	0
PFK Gaskon S.A.	Warszawa	0	0	42	0	0
BG GAZOMONTAŻ S.A.	Wołomin	336	26 211	0	0	0
ZWUG Intergaz Sp. z o.o.	Tarnowskie Góry	3	20 629	125	0	0
"DEWON" S.A. (Ukraina)	Kijów	0	0	0	1 147	0
Huta Szkła SZCZAKOWA S.A. w upadłości	Jaworzno	12 095	0	0	0	0
Izostal S.A.	Zawadzkie	203	4 796	0	0	2
GAZSTAL SA	Zielona Góra	50	8 684	135	0	0
MED. - FROZ S.A.	Zielona Góra	0	0	0	0	0
WOC TE-MA Sp. z o.o. w likwidacji	Terespol	0	0	0	0	0
GRESPOL - 7 Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0
Jednostki zależne i stowarzyszone od jednostek zależnych		**953**	**11 506**	**0**	**95**	**0**
PolGazTelekom S.A. Warszawa	Warszawa	15	0	0	0	0
Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o. Dębica	Dębica	0	0	0	0	0
Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. Piła	Piła	16	45	0	0	0
PBU Petromin Sp. z o.o. Wołomin	Wołomin	55	450	0	0	0
GEOTERMIA Sp. z o.o. Szczecin	Szczecin	0	0	0	0	0
HYDROGEOWIERT Sp. z o.o. Grudziąc	Grudziąc	0	313	0	7	0
Geofizyka Toruń GERMANY GmbH Schwarmsted	Schwarmsted	569	0	0	88	0
ALFA-CENTER Sp. z o.o. Warszawa	Warszawa	0	0	0	0	0
EUROTUBE Izostal & Partnerzy S.A. Katowice	Katowice	0	16	0	0	0
EUROTUBE Slovakia (Bratysława)	Bratysława	0	0	0	0	0
Gazobudowa Kraków Sp. z o.o. Kraków	Kraków	199	2 682	0	0	0
Gazobudowa Poznań Sp. z o.o. Poznań	Poznań	84	7 984	0	0	0
NAFTEK Sp. z o.o. Krosno	Krosno	15	16	0	0	0
Mazowiecki Dom Inwestycyjny Sp. z o.o. Ząbki	Ząbki	0	0	0	0	0
Infrastruktura Gminna-Grupa "Zachód"	Warszawa	0	0	0	0	0

DANE LICZBOWE DOTYCZACE JEDNOSTEK POWIAZANYCH (DANE ZA ROK ZAKOŃCZONY 31.12.2003)	Należności brutto	Należności netto	Zobowiązania	Pożyczki udzielone brutto	Pożyczki udzielone netto
Suma jednostki powiązane	**63 398**	**24 175**	**98 275**	**338 521**	**75 548**
Spółki konsolidowane metodą praw własności	**3 007**	**3 007**	**52 086**	**322 865**	**73 492**
EuRoPol Gaz S.A.	3 007	3 007	52 086	322 865	73 492
Gas-Trading S.A.	0	0	0	0	0
Pozostałe jednostki powiązane nie konsolidowane	**59 535**	**20 324**	**42 108**	**13 600**	**0**
Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	0	0	0	0	0
Geovita Sp. z o.o.	0	0	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	2 144	2 144	7 010	0	0
BUD-GAZ Sp. z o.o.	0	0	235	0	0
Turgaz Sp. z o.o.	56	56	12	0	0
NYSAGAZ Sp.z o.o.	1	1	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Warszawie S.A.	256	90	2 083	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Poznaniu	116	115	4 556	0	0
ZRUG w Toruniu S.A.	149	149	2 211	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Zabrzu	741	741	2 282	0	0
Sahara Petroleum Technology Llc (Sp.z o.o.) (Oman)	0	0	9	0	0
INVESTGAS S.A.	1 413	1 413	8 639	0	0
GAZTEC Sp. z o.o.	0	0	0	0	0
Polskie Elekrtownie Gazowe Sp. z o.o.	19	19	0	0	0
PFK Gaskon S.A.	13 705	13 705	0	0	0
BG GAZOMONTAŻ S.A.	136	136	7 356	0	0
ZWUG Intergaz Sp. z o.o.	47	47	3 813	0	0
"DEWON" S.A. (Ukraina)	0	0	0	13600	0
Huta Szkła SZCZAKOWA S.A. w upadłości	40 585	1 541	0	0	0
Izostal S.A.	154	154	310	0	0
GAZSTAL SA	13	13	3 317	0	0
MED. - FROZ S.A.	0	0	0	0	0
WOC TE-MA Sp. z o.o. w likwidacji	0	0	0	0	0
GRESPOL - 7 Sp. z o.o.	0	0	275	0	0
Jednostki zależne i stowarzyszone od jednostek zależnych	**856**	**844**	**4 081**	**2 056**	**2 056**
PolGazTelekom S.A. Warszawa	0	0	0	0	0
Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o. Dębica	0	0	0	0	0
Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. Piła	0	0	7	0	0
PBU Petromin Sp. z o.o. Wołomin	2	2	482	0	0
GEOTERMIA Sp. z o.o. Szczecin	0	0	0	0	0
HYDROGEOWIERT Sp. z o.o. Grudziąc	0	0	0	0	0
Geofizyka Toruń GERMANY GmbH Schwarmsted	671	671	0	2 056	2 056
ALFA-CENTER Sp. z o.o. Warszawa	0	0	0	0	0
EUROTUBE Izostal & Partnerzy S.A. Katowice	12	0	0	0	0
EUROTUBE Slovakia (Bratysława)	0	0	0	0	0
Gazobudowa Kraków Sp. z o.o. Kraków	171	171	1 243	0	0
Gazobudowa Poznań Sp. z o.o. Poznań	0	0	2 349	0	0
NAFTEK Sp. z o.o. Krosno	0	0	0	0	0
Mazowiecki Dom Inwestycyjny Sp. z o.o. Ząbki	0	0	0	0	0
Infrastruktura Gminna-Grupa "Zachód"	0	0	0	0	0

DANE LICZBOWE DOTYCZACE JEDNOSTEK POWIAZANYCH (DANE ZA ROK ZAKOŃCZONY 31.12.2002)	Siedziba	Sprzedaż (netto)	Zakupy (netto)	Dywidendy i udziały w zyskach	Odsetki do otrzymania	Odsetki do zapłacenia
Suma jednostki powiązane		**66 286**	**301 050**	**9 067**	**77 818**	**0**
Spółki konsolidowane metodą praw własności		**22 153**	**81 886**	**7 377**	**71 759**	**0**
EUROPOL GAZ S.A.	Warszawa	21 715	76 795	0	71 759	0
Gas-Trading S.A.	Warszawa	0	0	7 377	0	0
ZUG GAZOMET Sp. z o.o.	Rawicz	438	5 091	0	0	0
Pozostałe jednostki powiązane nie konsolidowane		**41 827**	**199 999**	**1 556**	**6 030**	**0**
Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Wrocław	0	0	0	0	0
Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	Zabrze	0	0	0	0	0
Karpacka Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	Tarnów	0	0	0	0	0
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	Gdańsk	0	0	0	0	0
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	Poznań	0	0	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	Pogórska Wola	886	23 328	0	233	0
BUD-GAZ Sp. z o.o.	Warszawa	243	3 400	0	0	0
Turgaz Sp. z o.o.	Zielona Góra	738	13	18	0	0
NYSAGAZ Sp.z o.o.	Zgorzelec	8	0	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Warszawie S.A.	Warszawa	342	7 716	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Poznaniu	Poznań	115	9 164	100	0	0
ZRUG w Toruniu S.A.	Torun	350	9 162	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Zabrzu	Zabrze	443	10 242	0	0	0
Sahara Petroleum Technology Llc (Sp. z o.o.) (Oman)	Muskat	0	0	0	0	0
INVESTGAS S.A.	Warszawa	24 556	54 648	710	0	0
GAZTEC Sp. z o.o.	Warszawa	17	498	0	0	0
Polskie Elekrtownie Gazowe Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0
PFK Gaskon S.A.	Warszawa	218	0	23	0	0
BG GAZOMONTAŻ S.A.	Wołomin	615	25 468	135	0	0
ZWUG Intergaz Sp. z o.o.	Tarnowskie Góry	4	28 647	180	0	0
"DEWON" S.A. (Ukraina)	Kijów	0	0	0	768	0
Huta Szkła SZCZAKOWA S.A. w upadłości	Jaworzno	13 161	0	0	5 029	0
Izostal S.A.	Zawadzkie	0	102	0	0	0
GAZSTAL S.A.	Zielona Góra	131	27 611	390	0	0
MED - FROZ S.A.	Zielona Góra	0	0	0	0	0
WOC TE-MA Sp. z o.o. w likwidacji	Terespol	0	0	0	0	0
Jednostki zależne i stowarzyszone od jednostek zależnych		**2 306**	**19 165**	**134**	**29**	**0**
PolGazTelekom S.A.	Warszawa	0	0	0	0	0
Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o.	Dębica	0	0	0	0	0
Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	Piła	17	127	0	0	0
PBU Petromin Sp. z o.o.	Wołomin	471	3 260	70	0	0
GEOTERMIA Sp. z o.o.	Szczecin	0	0	0	0	0
HYDROGEOWIERT Sp. z o.o.	Grudziąc	26	86	0	29	0
Geofizyka Toruń GERMANY GmbH (Niemcy)	Schwarmsted	1 105	0	0	0	0
ALFA-CENTER Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0
EUROTUBE Izostal & Partnerzy S.A.	Katowice	0	1 756	0	0	0

Gazobudowa Kraków Sp. z o.o.	Kraków	78	8 485	64	0	0
Gazobudowa Poznań Sp. z o.o.	Poznań	609	5 451	0	0	0
NAFTEK Sp. z o.o.	Krosno	0	0	0	0	0
Mazowiecki Dom Inwestycyjny Sp. z o.o.	Ząbki	0	0	0	0	0

DANE LICZBOWE DOTYCZACE JEDNOSTEK POWIAZANYCH (DANE ZA ROK ZAKOŃCZONY 31.12.2002)	Należności brutto	Należności netto	Zobowiązania	Pożyczki udzielone brutto	Pożyczki udzielone netto
Suma jednostki powiązane	**73 288**	**30 762**	**57 553**	**362 740**	**171 853**
Spółki konsolidowane metodą praw własności	**3 146**	**3 146**	**30 735**	**350 104**	**157 589**
EUROPOL GAZ S.A.	2 945	2 945	28 267	350 104	157 589
Gas-Trading S.A.	0	0	0	0	0
ZUG GAZOMET Sp. z o.o.	201	201	2 468	0	0
Pozostałe jednostki powiązane nie konsolidowane	**69 700**	**27 174**	**22 389**	**12 636**	**12 636**
Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	0	0	0	0	0
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	0	0	50	0	0
Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	0	0	0	0	0
Karpacka Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	120	120	0	0	0
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	0	0	0	0	0
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	0	0	50	0	0
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	0	0	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	3 533	52	3 932	0	0
BUD-GAZ Sp. z o.o.	183	183	253	0	0
Turgaz Sp. z o.o.	65	65	1	0	0
NYSAGAZ Sp.z o.o.	1	1	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Warszawie S.A.	28	28	9	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Poznaniu	12	12	2 456	0	0
ZRUG w Toruniu S.A.	6	6	948	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Zabrzu	6	6	1 551	0	0
Sahara Petroleum Technology Llc (Sp.z o.o.) (Oman)	0	0	0	0	0
INVESTGAS S.A.	2 783	2 783	7 070	0	0
GAZTEC Sp. z o.o.	0	0	0	0	0
Polskie Elekrtownie Gazowe Sp. z o.o.	12	12	0	0	0
PFK Gaskon S.A.	23 494	23 494	542	0	0
BG GAZOMONTAŻ S.A.	113	113	4 043	0	0
ZWUG Intergaz Sp. z o.o.	0	0	1 084	0	0
"DEWON" S.A. (Ukraina)	126	126	0	12 636	12 636
Huta Szkła SZCZAKOWA S.A. w upadłości	39 215	170	0	0	0
Izostal S.A.	0	0	80	0	0
GAZSTAL S.A.	3	3	320	0	0
MED. - FROZ S.A.	0	0	0	0	0
WOC TE-MA Sp. z o.o. w likwidacji	0	0	0	0	0
Jednostki zależne i stowarzyszone od jednostek zależnych	**442**	**442**	**4 429**	**0**	**1 628**
PolGazTelekom S.A.	0	0	0	0	0
Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o.	0	0	0	0	0
Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	0	0	6	0	0

PBU Petromin Sp. z o.o.	4	4	97	0	0
GEOTERMIA Sp. z o.o.	0	0	0	0	0
HYDROGEOWIERT Sp. z o.o.	129	129	0	0	12
Geofizyka Toruń GERMANY GmbH (Niemcy)	167	167	0	0	1 616
ALFA-CENTER Sp. z o.o.	0	0	0	0	0
EUROTUBE Izostal & Partnerzy S.A.	0	0	81	0	0
Gazobudowa Kraków Sp. z o.o.	0	0	3 689	0	0
Gazobudowa Poznań Sp. z o.o.	142	142	556	0	0
NAFTEK Sp. z o.o.	0	0	0	0	0
Mazowiecki Dom Inwestycyjny Sp. z o.o.	0	0	0	0	0

DANE LICZBOWE DOTYCZACE JEDNOSTEK POWIAZANYCH (DANE ZA ROK ZAKOŃCZONY 31.12.2001)	Siedziba	Sprzedaż	Zakupy	Odsetki do otrzymania	Odsetki do zapłacenia
Suma jednostki powiązane		**354 074**	**344 836**	**92 828**	**32 201**
Spółki konsolidowane metodą praw własności		**20 037**	**71 422**	**69 388**	**0**
EUROPOLGAZ S.A.	Warszawa	20 037	58 151	69 388	0
Gas-Trading S.A.	Warszawa	0	13 271	0	0
Pozostałe jednostki powiązane nie konsolidowane		**334 037**	**273 414**	**23 440**	**32 201**
ZRUG Wrocław Sp. z o.o.	Wrocław	82	8 771	0	0
ZRUG w Pogórskiej Woli Sp. z o.o.	Pogórska Wola	771	17 874	677	0
ZRUG w Zabrzu Sp. z o.o.	Zabrze	171	10 934	0	0
ZUN NAFTOMET Sp. z o.o.	Krosno	837	19 293	0	0
ZRUG w Warszawie S.A.	Warszawa	335	11 839	0	0
ZRUG w Poznaniu Sp. z o.o.	Poznań	121	8 493	0	0
BG GAZOMONTAŻ w Wołominie S.A.	Wołomin	787	29 317	0	288
ZRUG w Toruniu S.A.	Toruń	129	5 229	0	0
Budgaz Sp. z o.o.	Warszawa	161	2 930	0	0
Turgaz Sp. z o.o.	Krosno	898	23	0	0
Investgas Sp. .z o.o.	Warszawa	3 118	86 235	0	0
Supergaz Sp. z o.o.	Gdynia	91	1	0	0
Intergaz Sp. z o.o.	Tarnowskie Góry	3	21 216	0	0
Huta Gliwice S.A.	Gliwice	2 344	0	496	0
Polski Serwis Płynów Wiertniczych Sp. z o.o.	Krosno	0	1 521	0	0
Agencja Rynku Energii S.A.	Warszawa	0	0	0	0
GAZTEC Sp. z o.o.	Warszawa	61	435	0	0
PHARMGAS Sp. z o.o.	Poznań	132	9 544	0	0
NAFTA-WATIN S.A.	Zielona Góra	116	384	0	0
GAZSTAL S.A.	Zielona Góra	376	31 199	0	0
ALPEX Karlino S.A.	Karlino	0	0	816	0
Agencja Rozwoju Regionalnego "Karpaty" S.A.	Krosno	0	1	0	0
Huta JEDNOŚĆ S.A.	Siemianowice Śląskie	12 185	0	5 968	0
Zakłady Azotowe Włocławek ANWIL S.A.	Włocławek	221 884	0	18	0
Huta BATORY S.A.	Chorzów	24 890	0	7 382	0
Huta Stalowa Wola S.A.	Stalowa Wola	27 299	2	4 976	0

Huta Ostrowiec S.A.	Ostrowiec Św.	29 841	0	2 584	0
Huta MAŁAPANEW S.A.	Ozimek	5 142	0	284	0
APC-METALCHEM S.A.	Opole	0	11	0	0
Pomorskie Zakłady Urządzeń Okrętowych	Grudziądz	0	5	0	0
DAEWOO MOTOR POLSKA Sp. z o.o.	Lublin	1 498	203	0	0
Huta Łaziska S.A.	Łaziska	95	0	18	0
AUTOSAN S.A.	Sanok	325	0	9	0
UNIONTEX S.A.	Łódź	0	0	0	0
Polskie Konsorcjum Energetyczne Sp. z o.o.	Gdańsk	1	0	0	0
Bank Ochrony Środowiska S.A.	Warszawa	0	73	0	0
Tranowska Agencja Rozwoju Regionalnego S.A.	Tarnów	0	0	0	0
NYSAGAZ Sp. z o.o.	Zgorzelec	8	0	0	0
DEWON S.A.	Kijów (Ukraina)	0	0	167	0
PGNiG Finance B.V. Amsterdam	Amsterdam (Holandia)	0	0	0	31 913

DANE LICZBOWE DOTYCZACE JEDNOSTEK POWIAZANYCH (DANE ZA ROK ZAKOŃCZONY 31.12.2001)	Należności na dzień bilansowy	Zobowiązania na dzień bilansowy	Udzielone pożyczki	Otrzymane pożyczki
Suma jednostki powiązane	**158 195**	**40 709**	**391 542**	**2 849 003**
Spółki konsolidowane metodą praw własności	**2 016**	**7 546**	**382 676**	**0**
EUROPOLGAZ S.A.	1 986	5 719	382 676	0
Gas-Trading S.A.	30	1 827	0	0
Pozostałe jednostki powiązane nie konsolidowane	**156 179**	**33 163**	**8 866**	**2 849 003**
ZRUG Wrocław Sp. z o.o.	298	2 340	0	0
ZUG GAZOMET Sp. z o.o.	65	3 382	0	0
ZRUG w Pogórskiej Woli Sp. z o.o.	3 510	2 488	0	0
ZRUG w Zabrzu Sp. z o.o.	180	2 132	0	0
ZUN NAFTOMET Sp. z o.o.	1 893	3 161	0	0
ZRUG w Warszawie S.A.	11	2 607	0	0
ZRUG w Poznaniu Sp. z o.o.	45	1 089	0	0
BG GAZOMONTAŻ w Wołominie S.A.	179	7 976	0	0
ZRUG w Toruniu S.A.	27	791	0	0
Budgaz Sp. z o.o.	3	261	0	0
Turgaz Sp. z o.o.	57	0	0	0
Investgas Sp. .z o.o.	0	1 895	0	0
Supergaz Sp. z o.o.	4	0	0	0
Intergaz Sp. z o.o.	2	3 160	0	0
Huta Gliwice S.A.	2 003	0	0	0
Polski Serwis Płynów Wiertniczych Sp. z o.o.	0	268	0	0
Agencja Rynku Energii S.A.	0	0	0	0
GAZTEC Sp. z o.o.	24	7	0	0
PHARMGAS Sp. z o.o.	17	1 590	0	0
NAFTA-WATIN S.A.	14	15	0	0
GAZSTAL S.A.	578	0	0	0
ALPEX Karlino S.A.	2 471	0	0	0

Agencja Rozwoju Regionalnego "Karpaty" S.A.	0	0	0	0
Huta JEDNOŚĆ S.A.	34 232	0	0	0
Zakłady Azotowe Włocławek ANWIL S.A.	28 207	0	0	0
Huta BATORY S.A.	41 632	0	0	0
Huta Stalowa Wola S.A.	10 731	0	0	0
Huta Ostrowiec S.A.	29 223	0	0	0
Huta MAŁAPANEW S.A.	537	0	0	0
APC-METALCHEM S.A.	0	1	0	0
Pomorskie Zakłady Urządzeń Okrętowych	1	0	0	0
DAEWOO MOTOR POLSKA Sp. z o.o.	176	0	0	0
Huta Łaziska S.A.	16	0	0	0
AUTOSAN S.A.	31	0	0	0
UNIONTEX S.A.	5	0	0	0
Polskie Konsorcjum Energetyczne Sp. z o.o.	0	0	0	0
Bank Ochrony Środowiska S.A.	5	0	0	0
Tranowska Agencja Rozwoju Regionalnego S.A.	0	0	0	0
NYSAGAZ Sp. z o.o.	2	0	0	0
DEWON S.A.	0	0	8 866	0
PGNiG Finance B.V. Amsterdam	0	0	0	2 849 003

Nota 52.

PRZECIETNE ZATRUDNIENIE (W OSOBACH)	**31.12.2004**	**31.12.2003**	**31.12.2002**	**31.12.2001**
Wydobycie	4 673	4 850	4 971	5 185
Gazownictwo	19 828	20 320	21 061	22 427
Poszukiwania	1 934	2 708	2 935	3 984
Sejsmika	1 630	1 720	1 752	2 127
Jednostki zaplecza	2 187	2 429	2 577	2 840
Razem z tego:	**30 252**	**32 027**	**33 296**	**36 563**
EUROPOL GAZ S.A.	b.d.	201	205	b.d.
Gas-Trading S.A.	b.d.	8	8	10
Investgas Sp. z o.o. Warszawa*	b.d.	-	-	-
Bank Amerykański w Polsce S.A.**	-	-	-	252
Gazomet Rawicz Sp. z o.o.***	-	-	337	373
Razem spółki wyceniane metoda praw własności	**0**	**209**	**550**	**635**
Razem	**30 252**	**32 236**	**33 846**	**37 198**

* Spółka wyceniana jest metodą praw własności od 30.06.2004 roku

**Od 2002 roku spółka nie jest konsolidowana

*** Do końca 2001 roku spółka była konsolidowana metodą pełną w 2002 roku była konsolidowana metodą praw własności a od 2003 nie jest konsolidowana.

Nota 53.

Informacja o indywidualnych wynagrodzeniach Członków Zarządu za 2004 rok*		
Imię i nazwisko	**Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w roku 2004**	**Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2004 roku**
Marek Kossowski	197,07	486,00
Marek Foltynowicz	210,39	154,78
Paweł Kamiński	177,02	150,07
Franciszek Krok	175,51	158,47
Mieczysław Jakiel	225,00	434,00
Jerzy Staniewski	202,83	437,71
Razem	**1187,82**	**1821,03**

* Emitent nie dokonywał wypłat wynagrodzeń z zysku osobom wchodzącym w skład Zarządu.

Informacja o indywidualnych wynagrodzeniach Członków Rady Nadzorczej za 2004 rok*		
Imię i nazwisko	**Łączna kwota wynagrodzeń wypłacona w 2004 roku**	**Łączna kwota wynagrodzeń wypłaconych z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2004 roku**
Andrzej Arendarski	29,77	371,82
Piotr Niewiarowski	29,77	-
Magdalena Bąkowska	10,26	4,85
Kazimierz Chrobak	29,77	-
Wiesława Libera	29,77	-
Stanisław Stosur	29,77	-
Andrzej Zając	29,77	-
Stanisław Perek	29,77	-
Waldemar Matusiewicz	9,92	-
Andrzej Wielguszewski	7,44	-
Wojciech Górecki	19,62	-
Stanisław Speczik	19,84	-
Razem	**275,47**	**376,67**

* Emitent nie dokonywał wypłat wynagrodzeń z zysku osobom wchodzącym w skład Rady Nadzorczej.

WYNAGRODZENIA WYPŁACONE CZŁONKOM ZARZĄDU I RADY NADZORCZEJ W OKRESIE 1 STYCZNIA DO 31 GRUDNIA 2004	**Przedsiębiorstwo Emitenta**	**Spółki zależne podlegające konsolidacji (21 spółek)**	**Spółka współzależna podlegająca wycenie metodą praw własności (1 spółka)**	**Spółki stowarzyszone podlegające wycenie metodą praw własności (2 spółki)**	**Razem (w Grupie Kapitałowej)**
Wynagrodzenie członków Zarządu	1188	9 913	6 321	1 105	**18 527**
Wynagrodzenia członków Rady Nadzorczej	275	2 800	3 389	1 054	**7 518**
Razem	**1463**	**12 713**	**9 710**	**2 159**	**26 045**

WYNAGRODZENIA WYPŁACONE CZŁONKOM ZARZĄDU I RADY NADZORCZEJ W OKRESIE 1 STYCZNIA DO 31 GRUDNIA 2003	Przedsiębiorstwo Emitenta	Spółki zależne podlegające konsolidacji (18 spółek)	Spółka współzależna podlegająca wycenie metodą praw własności (1 spółka)	Spółki stowarzyszone podlegające wycenie metodą praw własności (1 spółka)	Razem (w Grupie Kapitałowej)
Wynagrodzenie członków Zarządu	607	8 307	5 330	551	**14 795**
Wynagrodzenia członków Rady Nadzorczej	263	2 345	1 117	717	**4 442**
Razem	**870**	**10 652**	**6 447**	**1 268**	**19 237**

WYNAGRODZENIA WYPŁACONE CZŁONKOM ZARZĄDU I RADY NADZORCZEJ W OKRESIE 1 STYCZNIA DO 31 GRUDNIA 2002	Przedsiębiorstwo Emitenta	Spółki zależne podlegające konsolidacji (12 spółek)	Spółka współzależna podlegająca wycenie metodą praw własności (1 spółka)	Spółki stowarzyszone podlegające wycenie metodą praw własności (2 spółki)	Razem (w Grupie Kapitałowej)
Wynagrodzenie członków Zarządu	708	5 933	2 494	1 204	**10 339**
Wynagrodzenia członków Rady Nadzorczej	285	1 520	1 129	714	**3 648**
Razem	**993**	**7 453**	**3 623**	**1 918**	**13 987**

WYNAGRODZENIA WYPŁACONE CZŁONKOM ZARZĄDU I RADY NADZORCZEJ W OKRESIE 1 STYCZNIA DO 31 GRUDNIA 2001	Przedsiębiorstwo Emitenta	Spółki zależne podlegające konsolidacji (13 spółek)	Spółka współzależna podlegająca wycenie metodą praw własności (1 spółka)	Spółki stowarzyszone podlegające wycenie metodą praw własności (1 spółka)	Razem (w Grupie Kapitałowej)
Wynagrodzenie członków Zarządu	745	6 976	2 344	955	**11 020**
Wynagrodzenia członków Rady Nadzorczej	262	1 625	727	748	**3 362**
Razem	**1007**	**8 601**	**3 071**	**1 703**	**14 382**

Nota 54.

POŻYCZKI UDZIELONE CZŁONKOM ZARZADU I RADY NADZORCZEJ	Oprocentowanie (%)	Warunki spłaty (na ile lat)	Stan na dzień 31.12.2004
Osoby zarządzające	1,5%-6%	1-7 lat	201
Osoby nadzorujące	0	0	0
Razem (w Grupie Kapitałowej)			**201**

POŻYCZKI UDZIELONE CZŁONKOM ZARZADU I RADY NADZORCZEJ	Oprocentowanie (%)	Warunki spłaty (na ile lat)	Stan na dzień 31.12.2003
Osoby zarządzające	3%-6%	3-10 lat	65
Osoby nadzorujące	3%-6%	3 lata	3
Razem (w Grupie Kapitałowej)			**68**

POŻYCZKI UDZIELONE CZŁONKOM ZARZADU I RADY NADZORCZEJ	Oprocentowanie (%)	Warunki spłaty (na ile lat)	Stan na dzień 31.12.2002
Osoby zarządzające	3%-6%	3-10 lat	82
Osoby nadzorujące	3%	3 lata	3
Razem (w Grupie Kapitałowej)			**85**

POŻYCZKI UDZIELONE CZŁONKOM ZARZADU I RADY NADZORCZEJ	Oprocentowanie (%)	Warunki spłaty (na ile lat)	Stan na dzień 31.12.2001
Osoby zarządzające	3%-6%	1-7 lat	99
Osoby nadzorujące	3%-6%	3 lata	6
Razem (w Grupie Kapitałowej)			**105**

Nota 55.

INFORMACJA O ZNACZĄCYCH ZDARZENIACH Z LAT UBIEGŁYCH UJĘTYCH W SPRAWOZDANIU FINANSOWYM ZA BIEŻACY OKRES

Nie wystąpiły znaczące zdarzenia z lat ubiegłych ujęte niniejszym sprawozdaniu finansowym.

Nota 56.

INFORMACJE O ZNACZĄCYCH ZDARZENIACH, JAKIE NASTĄPIŁY PO DNIU BILANSOWYM NIEUWZGLĘDNIONYCH W SPRAWOZDANIU FINANSOWYM ZA BIEŻĄCY OKRES

Po dniu bilansowym nie wystąpiły znaczące zdarzenia nieuwzględnione w sprawozdaniu finansowym

Nota 57.

INFORMACJE O RELACJACH MIĘDZY PRAWNYM POPRZEDNIKIEM A EMITENTEM ORAZ O SPOSOBIE I ZAKRESIE PRZEJĘCIA AKTYWÓW I PASYWÓW

W roku 1996 nastąpiło przekształcenie przedsiębiorstwa Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. W wyniku komercjalizacji przedsiębiorstwa państwowego nastąpiła jedynie zmiana formy prawnej – aktywa i pasywa poprzednika zostały przejęte przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna.

Akt komercjalizacji zawarty był w formie aktu notarialnego (Repertorium A Nr 18871/96) i zarejestrowany został w Sądzie Rejonowym dla m.st. Warszawy, Wydział XVI Gospodarczy-Rejestrowy pod numerem RHB 48382.

Nota 58.

SPRAWOZDANIE FINANSOWE SKORYGOWANE WSKAŹNIKIEM INFLACJI

Z uwagi na fakt, iż ostatnie 3 lata działalności Emitenta przypadły na okres, w którym inflacja skumulowana była niższa od 100 %, nie przedstawia się sprawozdania finansowego skorygowanego o wskaźnik inflacji.

Nota 59

SPRAWOZDAWCZOŚĆ WEDŁUG SEGMENTÓW BRANŻOWYCH I GEOGRAFICZNYCH

Nota 59.1

Segmenty branżowe

Przyjęto, że podstawowym podziałem na segmenty działalności jest podział wg segmentów branżowych. Grupa PGNiG S.A. prowadzi działalność w czterech, następujących segmentach:

- wydobycie i produkcja,
- przesył,
- dystrybucja,
- pozostałe.

Aktywa segmentu obejmują wszystkie aktywa operacyjne wykorzystywane przez segment na które składają się głównie - gotówka, należności, zapasy, środki trwałe w wartości pomniejszonej o odpisy aktualizujące. Podczas gdy większość aktywów może być bezpośrednio przyporządkowana do poszczególnych segmentów, wartość aktywów użytkowanych przez dwa lub więcej segmentów alokowana jest do poszczególnych segmentów na podstawie stopnia wykorzystania tych aktywów przez odpowiednie segmenty.

Zobowiązania segmentu obejmują wszelkie zobowiązania operacyjne, głównie zobowiązania handlowe, zobowiązania z tytułu wynagrodzeń i podatków, zarówno wymagalne jak i naliczone oraz wszystkie rezerwy na zobowiązania, które można przypisać do danego segmentu.

Zarówno aktywa jak i zobowiązania segmentu nie obejmują podatku odroczonego.

Transakcje wewnętrzne w ramach segmentu zostały wyeliminowane.

Wszystkie transakcje pomiędzy segmentami realizowane są na podstawie wewnętrznie ustalonych cen.

Ceny wewnętrzne gazu zostały ustalone dla 2001 oraz 2002 roku na podstawie planu kosztów w układzie kalkulacyjnym z uwzględnieniem prognozy kosztów finansowych. W związku z przekształceniem w 2003 roku zakładów gazowniczych w odrębne spółki gazownictwa nastąpiła zmiana taryf sprzedaży gazu. W związku z tym przychody ze sprzedaży segmentu dystrybucji na zewnątrz za 2003 i 2004 rok zawierają opłatę przesyłową.

Podstawowy rodzaj towarów oraz usług w ramach każdego segmentu branżowego:

- wydobycie i produkcja - gaz, ropa, usługi geofizyczne i poszukiwawcze
- przesył - gaz,
- dystrybucja - gaz,
- pozostałe – projektowanie, produkcja maszyn dla urządzeń i obiektów gazowniczych i górnictwa naftowego.

2004	Wydobycie i produkcja	Przesył	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat za rok 2004						
Sprzedaż ogółem segmentu	**2 052 026**	**7 576 981**	**6 745 766**	**234 901**	**-5 699 582**	**10 910 092**
Sprzedaż na zewnątrz	1 209 874	2 918 137	6 706 821	75 260	0	10 910 092
Sprzedaż między segmentami	842 152	4 658 844	38 945	159 641	-5 699 582	0
Koszty działalności operacyjnej segmentu, w tym:	**1 558 293**	**6 433 112**	**6 547 764**	**251 890**	**-5 694 072**	**9 096 987**
Amortyzacja segmentu	306 111	338 792	517 138	8 695	0	1 170 736
Pozostałe koszty operacyjne segmentu	1 252 182	6 094 320	6 030 626	243 195	-5 694 072	7 926 251
Zysk/(strata) ze sprzedaży segmentu	493 733	1 143 869	198 002	-16 989	-5 510	1 813 105
Pozostałe przychody operacyjne segmentu	28 264	119 792	129 619	4 478	-800	281 353
Pozostałe koszty operacyjne segmentu	85 657	278 988	72 102	14 303	-9 319	441 731
Zysk (strata) z działalności operacyjnej segmentu	**436 340**	**984 673**	**255 519**	**-26 814**	**3 009**	**1 652 727**
Przychody finansowe						1 081 723
Koszty finansowe						1 718 499
Zysk (strata) na sprzedaży całości lub części udziałów jednostek podporządkowanych						0
Zysk (strata) z działalności gospodarczej						1 015 951
Wynik na zdarzeniach nadzwyczajnych						-1 177
Odpis rezerwy kapitałowej z wyceny						0
Zysk (strata) brutto						1 014 774
Podatek dochodowy						287 558
Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty)						145 775
Zysk (strata) z udziałów w jednostkach stowarzyszonych						528 159

Zysk (strata) akcjonariuszy (udziałowców) mniejszościowych						88
Zysk (strata) netto						**1 109 512**

Bilans za rok 2004						
Nakłady na wnip i rzeczowy majątek trwały	-301 507	-468 130	-395 183	-3 493	0	-1 168 313
Aktywa segmentu	**4 092 321**	**6 026 522**	**7 020 083**	**217 784**	**-1 160 195**	**16 196 515**
Udziały w jednostkach stowarzyszonych konsolidowanych metodą praw własności		462 645				462 645
Aktywa nie przypisane						253 615
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						461 341
Suma aktywów						**17 374 116**
Odpisy aktualizujące aktywa segmentu	-308 150	-1 945 507	-272 700	-41 765		-2 568 122
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						-69 260 468
Kapitał (Fundusz) własny						8 797 868
Kapitał własny udziałowców mniejszościowych						5 393
Rezerwa kapitałowa z konsolidacji						0
Zobowiązania segmentu	**1 099 977**	**1 142 835**	**2 221 840**	**88 186**	**-1 160 195**	**3 392 643**
Zobowiązania nie przypisane						4 971 694
Rezerwa na podatek odroczony						206 518
Suma zobowiązań						8 570 855
Suma pasywów						**17 374 116**

2003	Wydobycie i produkcja	Przesył	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat za rok 2003						
Sprzedaż ogółem segmentu	**2 075 080**	**7 389 200**	**6 671 209**	**294 750**	**-6 241 630**	**10 188 609**
Sprzedaż na zewnątrz	912 104	2 655 166	6 553 942	67 397	0	10 188 609
Sprzedaż między segmentami	1 162 976	4 734 034	117 267	227 353	-6 241 630	0
Koszty działalności operacyjnej segmentu, w tym:	**1 278 658**	**6 860 488**	**6 588 641**	**302 467**	**-6 248 222**	**8 782 032**
Amortyzacja segmentu	291 091	350 355	500 892	12 075	0	1 154 413
Pozostałe koszty operacyjne segmentu	987 567	6 510 133	6 087 749	290 392	-6 248 222	7 627 619
Zysk/(strata) ze sprzedaży segmentu	796 422	528 712	82 568	-7 717	6 592	1 406 577
Pozostałe przychody operacyjne segmentu	203 253	108 528	52 300	7 505	-1 453	370 133
Pozostałe koszty operacyjne segmentu	73 655	51 700	54 545	2 953	-2 490	180 363
Zysk (strata) z działalności operacyjnej segmentu	**926 020**	**585 540**	**80 323**	**-3 165**	**7 629**	**1 596 347**
Przychody finansowe						1 001 200
Koszty finansowe						1 753 667
Zysk (strata) na sprzedaży całości lub części udziałów jednostek podporządkowanych						
Zysk (strata) z działalności gospodarczej						844 900
Wynik na zdarzeniach nadzwyczajnych						-320
Odpis rezerwy kapitałowej z wyceny						130
Zysk (strata) brutto						844 710
Podatek dochodowy						490 138
Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty)						
Zysk (strata) z udziałów w jednostkach stowarzyszonych						258 748
Zysk (strata) akcjonariuszy (udziałowców) mniejszościowych						
Zysk (strata) netto						**538 855**

Bilans za rok 2003						
Nakłady na wnip i rzeczowy majątek trwały	-568 927	-250 350	-325 134	-3 981		-1 148 392
Aktywa segmentu	**3 973 096**	**6 702 180**	**6 977 091**	**256 428**	**-1 699 256**	**16 209 539**
Udziały w jednostkach stowarzyszonych konsolidowanych metodą praw własności			322 278			
Aktywa nie przypisane						492 144
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						524 681
Suma aktywów						**17 548 642**
Odpisy aktualizujące aktywa segmentu	-147 587	-1 574 118	-240 121	-31 060		-1 992 886
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						-129 955
Kapitał (Fundusz) własny						7 727 909
Kapitał własny udziałowców mniejszościowych						5 373
Rezerwa kapitałowa z konsolidacji						0
Zobowiązania segmentu	**1 081 952**	**1 325 628**	**2 651 534**	**135 468**	**-1 699 458**	**3 495 124**
Zobowiązania nie przypisane						6 154 067
Rezerwa na podatek odroczony						166 169
Suma zobowiązań						**9 815 360**
Suma pasywów						**17 548 642**

2002	Wydobycie i produkcja	*Przesył*	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat za rok 2002						
Sprzedaż ogółem segmentu	**2 000 750**	**7 619 478**	**6 175 368**	**239 978**	**-6 550 682**	**9 484 892**
Sprzedaż na zewnątrz	804 730	2 422 536	6 137 703	119 923	0	9 484 892
Sprzedaż między segmentami	1 196 020	5 196 942	37 665	120 055	-6 550 682	0
Koszty działalności operacyjnej segmentu, w tym:	**1 349 565**	**5 558 160**	**7 205 304**	**264 805**	**-6 558 699**	**7 819 135**
Amortyzacja segmentu	273 923	336 307	524 127	13 450	0	1 147 807
Pozostałe koszty operacyjne segmentu	1 075 642	5 221 853	6 681 177	251 355	-6 558 699	6 671 328
Zysk/(strata) ze sprzedaży segmentu	651 185	2 061 318	-1 029 936	-24 827	8 017	1 665 757
Pozostałe przychody operacyjne segmentu	91 086	85 292	180 239	6 156	564	363 337
Pozostałe koszty operacyjne segmentu	279 580	475 418	132 953	27 953	-665	915 239
Zysk (strata) z działalności operacyjnej segmentu	**462 691**	**1 671 192**	**-982 650**	**-46 624**	**9 246**	**1 113 855**
Przychody finansowe						958 715
Koszty finansowe						1 467 114
Zysk (strata) na sprzedaży całości lub części udziałów jednostek podporządkowanych						
Zysk (strata) z działalności gospodarczej						604 259
Wynik na zdarzeniach nadzwyczajnych						-1 339
Odpis rezerwy kapitałowej z wyceny						783
Zysk (strata) brutto						603 703
Podatek dochodowy						185 515
Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty)						
Zysk (strata) z udziałów w jednostkach stowarzyszonych						746
Zysk (strata) akcjonariuszy (udziałowców) mniejszościowych						
Zysk (strata) netto						**392 412**

Bilans za rok 2002						
Nakłady na wnip i rzeczowy majątek trwały	-393 746	-389 643	-290 310	-8 649	0	-1 082 348
Aktywa segmentu	**3 347 787**	**12 382 114**	**6 786 114**	**244 844**	**-6 372 415**	**16 388 444**
Udziały w jednostkach stowarzyszonych konsolidowanych metodą praw własności			65 679			
Aktywa nie przypisane						69 794
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						693 159
Suma aktywów						**17 217 076**
Odpisy aktualizujące aktywa segmentu	-186 232	-1 610 237	-144 847	-34 398		-1 975 714
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						-57 859
Kapitał (Fundusz) własny						7 196 090
Kapitał własny udziałowców mniejszościowych						5 452
Rezerwa kapitałowa z konsolidacji						130
Zobowiązania segmentu	**1 521 769**	**4 030 569**	**4 449 502**	**92 724**	**-6 372 415**	**3 722 149**
Zobowiązania nie przypisane						6 168 418
Rezerwa na podatek odroczony						124 837
Suma zobowiązań						**10 015 404**
Suma pasywów						**17 217 076**

2001	Wydobycie i produkcja	Przesył	*Dystrybucja*	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat za rok 2001						
Sprzedaż ogółem segmentu	**1 974 216**	**7 211 182**	**5 825 175**	**303 102**	**-5 920 722**	**9 392 953**
Sprzedaż na zewnątrz	849 074	2 597 400	5 782 491	163 988	0	9 392 953
Sprzedaż między segmentami	1 125 142	4 613 782	42 684	139 114	-5 920 722	0
Koszty działalności operacyjnej segmentu, w tym:	**1 357 431**	**6 271 807**	**6 511 687**	**301 654**	**-5 916 761**	**8 525 818**
Amortyzacja segmentu	276 174	330 447	520 552	20 002	0	1 147 175
Pozostałe koszty operacyjne segmentu	1 081 257	5 941 360	5 991 135	281 652	-5 916 761	7 378 643
Zysk/(strata) ze sprzedaży segmentu	616 785	939 375	-686 512	1 448	-3 961	867 135
Pozostałe przychody operacyjne segmentu	233 577	26 495	115 531	9 847	14 501	399 951
Pozostałe koszty operacyjne segmentu	163 572	177 351	59 296	8 503	-77	408 645
Zysk (strata) z działalności operacyjnej segmentu	**686 790**	**788 519**	**-630 277**	**2 792**	**10 617**	**858 441**
Przychody finansowe						526 871
Koszty finansowe						1 443 223
Zysk (strata) na sprzedaży całości lub części udziałów jednostek podporządkowanych						
Zysk (strata) z działalności gospodarczej						-57 911
Wynik na zdarzeniach nadzwyczajnych						-51
Odpis rezerwy kapitałowej z wyceny						1 669
Zysk (strata) brutto						-56 293
Podatek dochodowy						-14 138
Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty)						
Zysk (strata) z udziałów w jednostkach stowarzyszonych						282
Zysk (strata) akcjonariuszy (udziałowców) mniejszościowych						
Zysk (strata) netto						**-42 948**

Bilans za rok 2001						
Nakłady na wnip i rzeczowy majątek trwały	-427 195	-513 136	-297 201	-7 377	0	-1 244 909
Aktywa segmentu	**3 351 950**	**9 412 230**	**7 215 688**	**320 789**	**-3 180 115**	**17 120 542**
Udziały w jednostkach stowarzyszonych konsolidowanych metodą praw własności			45 372			
Aktywa nie przypisane						46 057
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						499 360
Suma aktywów						**17 711 331**
Odpisy aktualizujące aktywa segmentu	-64 081	-533 256	-355 182	-9 043		-961 562
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						-45 391
Kapitał (Fundusz) własny						6 815 581
Kapitał własny udziałowców mniejszościowych						5 137
Rezerwa kapitałowa z konsolidacji						913
Zobowiązania segmentu	**1 488 252**	**1 551 144**	**3 827 590**	**151 176**	**-3 180 115**	**3 838 047**
Zobowiązania nie przypisane						6 933 696
Rezerwa na podatek odroczony						117 957
Suma zobowiązań						**10 889 700**
Suma pasywów						**17 711 331**

Nota 59.2

Segmenty geograficzne

Grupa prowadzi swoją działalność w przeważającej części na terenie kraju. Zaprezentowane w notach 27.2 oraz

28.2 przychody ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów w obrocie eksportowym stanowią 4% ogólnej kwoty przychodów netto ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów.

Działalność spółek Grupy na terenie Polski nie wykazuje istotnego regionalnego zróżnicowania w zakresie ryzyka i poziomu zwrotu z poniesionych nakładów inwestycyjnych.

Nota 60

WSPÓLNE PRZEDSIĘWZIĘCIA, NIEPODLEGAJACE KONSOLIDACJI.

W pierwszej połowie 2004 roku spółka PGNiG S.A. współpracowała na terytorium Polski z następującymi firmami zagranicznymi: Apache Poland Sp. z o.o., CalEnergy Gas (Polska) Sp. z o.o. i CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o., EuroGas Polska Sp. z o.o., FX Energy Poland Sp. z o.o., Medusa Oil and Gas (Poland) Sp. z o.o. oraz RWE-Dea Polska Oil Sp. z o.o.

Wspólne przedsięwzięcia nie podlegają konsolidacji, ujmowane są jako koszty lub przychody w sprawozdaniu PGNiG S.A.

Apache Poland

Siedziba Spółki:

02-134 Warszawa, ul. 1 Sierpnia 6A, Wiśniowy Business Park,

Umowy o Wspólnych Operacjach:

- na blok 108; 16 listopada 2000 roku

W 2001 roku wykonano 2 odwierty (Chojnice i Tuchola); udział PGNiG S.A. wynosi 15%; z końcem 2001 roku firma Apache wycofała się z działań w obrębie bloku 108; udziały w Umowie przejęła spółka FX Energy. PGNiG S.A. zrezygnowało z objęcia dodatkowych udziałów, zwolnionych przez Apache. W czerwcu 2004 roku FX Energy zgłosiło zamiar rezygnacji z koncesji pomorskich, w tym również bloku 108.

- na blok 255; 29 października 1999 roku

W okresie kilku lat wspólnych prac Apache, FX Energy i PGNiG S.A. wykonano 3 odwierty: Wilga 2, Wilga 3 i Wilga 4; udział PGNiG S.A. wynosi 10%; 1 odwiert pozytywny, prowadzono testy produkcyjne. Zawarto

umowę z Gazstalem Sanok na odbiór kondensatu wyprodukowanego podczas testów produkcyjnych. Firma Apache zgłosiła zamiar zbycia swoich udziałów na bloku 255 i prowadzi negocjacje z ewentualnymi nabywcami, w tym z PGNiG S.A., które może skorzystać z prawa pierwokupu.

- na blok 412; 29 czerwca 2001 roku

Udział PGNiG S.A. wynosi 10%; wykonano odwiert Jachówka, który okazał się negatywny. Dalszych prac na bloku 412 nie planuje się.

CalEnergy

Siedziba Spółek: CalEnergy Gas (Polska) Sp. z o.o. oraz CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o.:

02-765 Warszawa, Al. Wilanowska 206 m.19

W ramach zawartej dnia 3 sierpnia 2000 roku Umowy Operacyjnej Użytkowników Górniczych, pomiędzy PGNiG S.A., Petrobaltic i CalEnergy Gas (Polska), wykonano 3 odwierty poszukiwawcze Borki-1, Borki-1z i Golce-1 z rezultatem negatywnym. Udział PGNiG S.A. wynosi 10%. Aby wypełnić warunki koncesyjne pozostaje do odwiercenia jeszcze jeden otwór poszukiwawczy do 2006 roku.

Na obszarze „Płotki", w wyniku cesji połowy udziałów FX Energy na rzecz CalEnergy, podjęto w 2003 roku wspólne prace poszukiwawcze z udziałem PGNiG S.A. (51% udziałów), FX Energy (24,5%) i CalEnergy Resources Poland (24,5%), w wyniku których odwiercony został na przełomie lat 2003/2004 otwór Zaniemyśl-3, zakończony odkryciem złoża gazu o szacowanych zasobach geologicznych 1,4 miliardów m3. Trwają prace projektowe i analityczne, mające na celu zagospodarowanie złoża i uruchomienie produkcji pod koniec 2005 roku.

EuroGas Polska

Siedziba:

Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością – 01-687 Warszawa, Lektykarska 18, oraz 43-200 Pszczyna, ul. Górnośląska 3

Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością

Spółka matka – spółka akcyjna w stanie Utah (USA)

Oprócz poszukiwań (oraz wydobywania) ropy naftowej i gazu ziemnego przedmiot działalności firmy stanowi również uzyskiwanie metanu z pokładów węgla.

Dnia 21 listopada 2000 roku PGNiG S.A. oraz Eurogas zawarły Umowę o Wspólnych Operacjach, obejmującą część obszaru Polskich Karpat Wschodnich. PGNiG S.A. zostało wyznaczone operatorem. Udział PGNiG S.A. wynosi 30%. Rozpoczęto przygotowania do prac sejsmicznych. Projekt prac sejsmicznych został zatwierdzony, natomiast prace nie odbyły się z powodu kłopotów finansowych spółki Eurogas. Na prośbę Spółki Eurogas działalność biura operatorskiego wspólnych operacji została zawieszona do czasu wyjaśnienia sytuacji finansowej spółki. Eurogas uzyskał przedłużenie etapu poszukiwawczego dla swoich koncesji w Karpatach do końca roku 2004, jednak żadne prace nie zostały dotychczas podjęte.

FX Energy Poland

Siedziba: 00-697 Warszawa, Centrum LIM, Al. Jerozolimskie 65/79.

W Polsce działa jako FX Energy Poland Sp. z o.o.

Spółka matka FX Energy Inc. – spółka akcyjna w stanie Utah (USA)

Obszar „Płotki"

PGNiG S.A. zawarło z FX Energy umowy dotyczące poszukiwań węglowodorów na Monoklinie Przedsudeckiej (11 kwietnia 2000 roku i 12 maja 2000 roku), a w ich następstwie, po dokonaniu odkrycia złoża Klęka, Umowę kupna sprzedaży gazu ziemnego z rejonu Klęki z dnia 19 grudnia 2000 roku. Udział PGNiG S.A. w tych umowach wynosi 51%.

FX Energy zobowiązało się ponieść nakłady w wysokości 16 milionów USD na prace poszukiwawcze jako ekwiwalent kosztów już poniesionych przez PGNiG S.A. w tym rejonie. Do końca 2003 roku FX sfinansowała prace za kwotę ok. 10,7 milionów USD (odwierty: Klęka 11 i Mieszków-1; zdjęcia sejsmiczne Donatowo, Kaleje, Zaniemyśl). Jednak na skutek kłopotów finansowych, spółka nie była w stanie w roku 2002 na bieżąco regulować zobowiązań za prace wykonane przez PGNiG S.A. w ramach wspólnych prac. W wyniku podpisanej 8 stycznia 2003 roku Ugody w sprawie obszaru Płotki pomiędzy PGNiG S.A. oraz FX Energy, ta ostatnia do

końca 2003 roku spłaciła wraz z odsetkami zaległe zobowiązania oraz zobowiązała się do odwiercenia dwóch otworów. W jednym z nich - Zaniemyśl-3 (wspólne przedsięwzięcie PGNiG S.A. – 51% udziałów, FX Energy - (24,5%i CalEnergy – 24,5%) zostało odkryte na początku 2004 roku złoże gazu ziemnego, o szacowanych zasobach geologicznych 1,4 miliardów m3. Trwają prace projektowe i analityczne, mające na celu zagospodarowanie złoża i uruchomienie produkcji pod koniec 2005 roku. Drugi otwór – Rusocin-1 - zostanie odwiercony w drugiej połowie 2004 roku. W pierwszej połowie 2004 roku, w wyniku wspólnych prac PGNiG S.A. i FX Energy, wykonane zostały polowe prace sejsmiczne wraz z przetwarzaniem i interpretacją w rejonie Rusocin – Dolsk za kwotę prawie 1,6 milionów złotych.

Obszar „Poznań"

W wyniku zawartej w dniu 8 stycznia 2003 roku Umowy o Współpracy na Obszarze Poznań (obszar koncesji, na których do 2002 roku współpracowały z PGNiG firmy Conoco i Ruhrgas), FX zobowiązała się do sfinansowania poszukiwań do kwoty 4 milionów USD, za 49% udziałów we wspólnym przedsięwzięciu.
1 czerwca 2004 roku została podpisana Umowa o Wspólnych Operacjach na obszarze „Poznań", w której PGNiG S.A. objęło 51% udziałów, a FX Energy – 49%. W ramach tej Umowy wykonywany jest reprocessing i reinterpretacja ok. 2600 kmb profili sejsmicznych. W I połowie 2005 roku odwiercono otwór Środa Wlkp.- 4.

Medusa

Siedziba: 02-013 Warszawa, ul. Lindleya 16.

Obecnie głównym udziałowcem spółki Medusa jest firma RWE-Dea (58%).

Dnia 13 września 2001 roku PGNiG S.A. zawarło umowę dotyczącą wspólnych operacji poszukiwawczych na obszarze bloku 435.

W ramach tej umowy wykonano odwiert Kryg-4, w obrębie koncesji PGNiG S.A.. Udział spółki Medusa w pracach wiertniczych wyniósł 20%. Dalszych prac na tej koncesji nie planuje się. W pierwszej połowie 2004 roku nie były prowadzone żadne wspólne działania PGNiG S.A. z firmą Medusa.

RWE-Dea

Siedziba: w Warszawie

02-013 Warszawa, ul. Lindleya 16

Przedmiot działania firmy stanowi szeroko pojęty przemysł energetyczny.

W Polsce RWE posiada 3 obszary koncesyjne (bloki 256, 269 i 274).

PGNiG S.A. zawarło z RWE umowę opcji. Udziały do 50%.

RWE w latach 2001-2002 wykonało 2 odwierty poszukiwawcze w obrębie Bloku koncesyjnego nr 256 - :Ewelin-1 i Sulbiny Górne-1, z wynikiem negatywnym. Udział PGNiG S.A. – 10%.

RWE-Dea po dokonaniu analiz dotychczasowych wyników prac, podjęła decyzję o rezygnacji z bloków 256 i 276. Aktualnie RWE-Dea przygotowuje dokumentacje rozliczające prace na tych koncesjach, które zostaną złożone do Ministerstwa Środowiska. W roku 2004 PGNiG S.A. nie prowadziło wspólnych prac ze spółką RWE-Dea.

Nota 61

ZMIANY W ZASADACH RACHUNKOWOŚCI ORAZ RÓŻNICE POMIEDZY DANYMI UJAWNIONYMI W SPRAWOZDANIU FINANSOWYM I DANYCH PORÓWNYWALNYCH A UPRZEDNIO SPORZĄDZONYMI I OPUBLIKOWANYMI SPRAWOZDANIAMI FINANSOWYMI

W roku 2002 PGNiG S.A. zmienił stosowane zasady rachunkowości w stosunku do zasad, zgodnie z którymi sporządzał sprawozdanie za poprzednie okresy sprawozdawcze – dostosowując się do znowelizowanych przepisów ustawy o rachunkowości.

W roku 2003 PGNiG S.A. zmienił stosowane zasady rachunkowości dotyczące wyceny aktywów i pasywów wyrażonych w walutach obcych w stosunku do zasad, zgodnie z którymi sporządzał sprawozdanie za poprzednie okresy sprawozdawcze – dostosowując się tym samym do znowelizowanych przepisów ustawy o rachunkowości.

Przy doprowadzaniu do porównywalności sprawozdań finansowych za lata 2001 i 2002 dokonano zmiany prezentacji rezerwy na likwidacje odwiertów. Od 2003 roku początkowa wartość rezerwy prezentowana jest w wartości środka trwałego.

Niniejsze sprawozdanie finansowe zawiera porównywalne dane finansowe za lata obrotowe 2003, 2002 i 2001. Zatwierdzone i opublikowane sprawozdania finansowe za wymienione okresy przekształcono w sposób zapewniający ich porównywalność przez zastosowanie jednolitych zasad rachunkowości zgodnych z polityka rachunkowości stosowana przez Emitenta przy sporządzaniu sprawozdania finansowego za okres od 01.01-31.12.2004 r. W rezultacie doprowadzone do porównywalności dane porównywalne różnią się od uprzednio opublikowanych zasadami wyceny aktywów i pasywów, ustalania wyniku finansowego oraz prezentacją.

Dokonane przekształcenia dla uzgodnienia porównywalnych danych finansowych przedstawiono poniżej.

PRZEKSZTAŁCENIE BILANSU ZA 2001 ROK

AKTYWA	Skonsolidowany bilans 31 grudnia 2001	Nr korekty	Kwota korekty	Skonsolidowany bilans dane porównywalne na 31 grudnia 2001
A. AKTYWA TRWAŁE	*12 987 907*			*13 686 690*
I. Wartości niematerialne i prawne	**46 301**			**13 105**
1. Koszty zakończonych prac rozwojowych	-			-
2. Wartość firmy	-			-
3. Inne wartości niematerialne i prawne	46 301	1a,1b,1c,1d,2	(33 196)	13 105
4. Zaliczki na wartości niematerialne i prawne	-			-
II. Wartość firmy jednostek podporządkowanych	**-**			**-**
1. Wartość firmy-jednostki zależne	-			-
2. Wartość firmy-jednostki współzależne	-			-
3. Wartość firmy-jednostki stowarzyszone	-			-
III. Rzeczowe aktywa trwałe	**12 674 752**			**12 901 791**
1. Środki trwałe	11 317 575			11 540 555
a)grunty (w tym prawo użytkowania wieczystego gruntu)	24 801	1a	17 271	42 072
b)budynki; lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej	9 671 193	1d,7,26a;40a	202 330	9 873 523
c)urządzenia techniczne i maszyny	1 491 526	26b	3 154	1 494 680
d)środki transportu	67 914	26c	225	68 139
e)inne środki trwałe	62 141			62 141
2. Środki trwałe w budowie	1 355 841	27	4 059	1 359 900
3. Zaliczki na środki trwałe w budowie	1 336			1 336
IV. Należności długoterminowe	**10 908**			**1 148**
1. Od jednostek powiązanych	-			-
2. Od pozostałych jednostek	10 908	3a,3b	(9 760)	1 148
V. Inwestycje długoterminowe	**255 946**			**255 947**
1. Nieruchomości	-	2	12	12
2. Wartości niematerialne i prawne	-			-
3. Długoterminowe aktywa finansowe	255 943			255 935
a)w jednostkach zależnych i niebędących spółkami handlowymi jednostkach współzależnych niewycenianych metodą konsolidacji pełnej lub proporcjonalnej	-			7 858
- udziały lub akcje	-	4	7 858	7 858
- inne papiery wartościowe	-			-
- udzielone pożyczki	-			-
- inne długoterminowe aktywa finansowe	-			-
b)w jednostkach zależnych; współzależnych i stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	205 834			202 016

- udziały lub akcje	45 372			45 372
- inne papiery wartościowe	-			-
- udzielone pożyczki	160 462	6	(3 818)	156 644
- inne długoterminowe aktywa finansowe	-			-
c)w pozostałych jednostkach	50 109			46 061
- udziały lub akcje	46 057	4,5	(7 866)	38 191
- inne papiery wartościowe	4 052			4 052
- udzielone pożyczki	-	6	3 818	3 818
- inne długoterminowe aktywa finansowe	-			-
4. Inne inwestycje długoterminowe	3	7	(3)	-
VI. Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe	**-**			**514 699**
1. Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	-	8a,26d,36c;40b	499 360	499 360
2. Inne rozliczenia międzyokresowe	-	1b,8b,14a	15 339	15 339
B. AKTYWA OBROTOWE	*4 520 322*			*4 024 641*
I. Zapasy	**633 090**			**633 090**
1. Materiały	575 916			575 916
2. Półprodukty i produkty w toku	30 289			30 289
3. Produkty gotowe	6 562			6 562
4. Towary	1 652			1 652
5. Zaliczki na dostawy	18 671			18 671
II. Należności krótkoterminowe	**1 912 142**			**1 839 901**
1. Należności od jednostek powiązanych	-			27 126
a) z tytułu dostaw i usług; o okresie spłaty:	-			11 429
- do 12 miesięcy	-	9a	11 429	11 429
- powyżej 12 miesięcy	-			-
b) inne	-	10a,34a,34b	15 697	15 697
2. Należności od pozostałych jednostek	1 912 142			1 812 775
a) z tytułu dostaw i usług; o okresie spłaty:	1 678 307			1 672 965
- do 12 miesięcy	1 678 307	9a,9b,9c,29,30	(19 283)	1 659 024
- powyżej 12 miesięcy	-	3a,9b	13 941	13 941
b) z tytułu podatków; dotacji; ceł; ubezpieczeń społecznych i zdrowotnych oraz innych świadczeń	50 893			50 893
c) inne	182 452	3b,9c,10a,10b,10c, 10d	(94 025)	88 427
d) dochodzone na drodze sądowej	490			490
III. Inwestycje krótkoterminowe	**1 441 738**			**1 526 937**
1. Krótkoterminowe aktywa finansowe	1 441 738			1 526 937
a)w jednostkach zależnych i niebędących spółkami handlowymi jednostkach współzależnych niewycenianych metodą konsolidacji pełnej lub proporcjonalnej	-			1 648
- udziały lub akcje	-			-
- inne papiery wartościowe	-			-
- udzielone pożyczki	-	10d	1 648	1 648
- inne długoterminowe aktywa finansowe	-			-
b)w jednostkach zależnych; współzależnych i stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	-			78 321
- udziały lub akcje	-			-
- inne papiery wartościowe	-			-

- udzielone pożyczki	-	10b	78 321	78 321
- inne krótkoterminowe aktywa finansowe	-			-
c)w pozostałych jednostkach	14 801			16 629
- udziały lub akcje	-	5	8	8
- inne papiery wartościowe	14 801	12	(3 394)	11 407
- udzielone pożyczki	-	10c	5 214	5 214
- inne krótkoterminowe aktywa finansowe	-			-
d)środki pieniężne i inne aktywa pieniężne	1 426 937			1 430 339
- środki pieniężne w kasie i na rachunkach	1 336 472	11a,11b	(12 051)	1 324 421
- inne środki pieniężne	90 465	11a,12	15 108	105 573
- inne aktywa pieniężne	-	8c,11b	345	345
2. Inne inwestycje krótkoterminowe	-			-
IV. Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe	**533 352**	1c,8a,8b,26e,35,38 a	(508 639)	**24 713**
AKTYWA RAZEM	**17 508 229**		203 102	**17 711 331**

PASYWA	Skonsolidowany bilans 31 grudnia 2001	Nr korekty	Kwota korekty	Skonsolidowany bilans dane porównywalne na 31 grudnia 2001
A. KAPITAŁ (FUNDUSZ) WŁASNY	*6 643 608*			*6 815 581*
I.Kapitał (fundusz) podstawowy	**5 000 000**			**5 000 000**
II.Należne wpłaty na kapitał podstawowy (wielkość ujemna)	**-**			**-**
III.Udziały (akcje) własne (wielkość ujemna)	**-**			**-**
IV.Kapitał (fundusz) zapasowy	**1 594 587**	32	1 158	**1 595 745**
V.Kapitał (fundusz) z aktualizacji wyceny	**1 086**			**1 086**
VI.Pozostałe kapitały (fundusze) rezerwowe	**12 025**			**12 025**
VII. Różnice kursowe z przeliczenia	**(5)**	32	(1 158)	**(1 163)**
VIII.Zysk (strata) z lat ubiegłych	**193 045**	13a,14c,26f,35,36d ,37b,38c,39	57 791	**250 836**
IX.Zysk (strata) netto	**(157 130)**	13b,14d,26g,27,37 c,38d;40c	114 182	**(42 948)**
X. Odpisy z zysku netto w ciągu roku obrotowego (wielkość ujemna)	**-**			**-**
B. KAPITAŁ MNIEJSZOŚCI	*4 701*	39	436	*5 137*
C. UJEMNA WAROŚĆ FIRMY JEDNOSTEK PODPORZĄDKOWANYCH	*913*			*913*
I. Wartość firmy-jednostki zależne	**-**			**-**
II. Wartość firmy-jednostki współzależne	**-**			**-**
III. Wartość firmy-jednostki stowarzyszone	**913**			**913**
D. ZOBOWIĄZANIA I REZERWY NA ZOBOWIĄZANIA	*10 859 007*			*10 889 700*
I. Rezerwy na zobowiązania	**575 399**			**1 300 979**
1. Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	69 660	14b,26h,38b	48 297	117 957
2. Rezerwa na świadczenia emerytalne i podobne	-			582 781
- długoterminowa	-	15a,36a	489 255	489 255
- krótkoterminowa	-	15b,36b	93 526	93 526
3. Pozostałe rezerwy	505 739			600 241
- długoterminowe	505 739	15c,16; 40d	2 351	508 090
- krótkoterminowe	-	15d,16; 40e	92 151	92 151
II. Zobowiązania długoterminowe	**5 777 818**			**5 868 885**
1. Wobec jednostek powiązanych	-			-
2. Wobec pozostałych jednostek	5 777 818			5 868 885
a)kredyty i pożyczki	5 773 595	17,19,34d	(2 815 921)	2 957 674

b)z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	-	17	2 807 001	2 807 001
c)inne zobowiązania finansowe	-	26i	100 133	100 133
d)inne	4 223	18	(146)	4 077
III. Zobowiązania krótkoterminowe	**2 392 101**			**2 403 887**
1. Wobec jednostek powiązanych	-			46 733
a)z tytułu dostaw i usług; o okresie wymagalności:	-			33 495
- do 12 miesięcy	-	22a	33 495	33 495
- powyżej 12 miesięcy	-			-
b)inne	-	22b,23a,34c	13 238	13 238
2. Wobec pozostałych jednostek	2 292 252			2 257 305
a)kredyty i pożyczki	335 275	19,2	(5 290)	329 985
b)z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	-	21	31 784	31 784
c)inne zobowiązania finansowe	-	23b,26j	523 041	523 041
d)z tytułu dostaw i usług; o okresie wymagalności:	725 032			690 384
- do 12 miesięcy	725 032	20,22a,22b,22c	(34 794)	690 238
- powyżej 12 miesięcy	-	18	146	146
e)zaliczki otrzymane na dostawy	2 621	24	64	***2 685***
f) zobowiązania wekslowe	133 500			133 500
g)z tytułu podatków; ceł; ubezpieczeń i innych świadczeń	343 754	31	68	343 822
h)z tytułu wynagrodzeń	40 205			40 205
i)inne	711 865	21,22c,23a,23b,31, 34d	(549 966)	161 899
3. Fundusze specjalne	99 849			99 849
IV. Rozliczenia międzyokresowe	**2 113 689**			**1 315 949**
1. Ujemna wartość firmy	-			-
2. Inne rozliczenia międzyokresowe	2 113 689	15e		1 315 949
- długoterminowe	2 113 689	13a,13b,15a,15b,1 5c,15d,15e,24,29,3 7a	(923 176)	1 190 513
- krótkoterminowe	-	25,30	125 436	125 436
PASYWA RAZEM	**17 508 229**			**17 711 331**

KOREKTY DO PRZEKSZTAŁCENIA BILANSU ZA 2001 ROK

Nr korekty	Pozycja	2001
1a	Przeniesienie nabytego prawa wieczystego użytkowania gruntów z pozycji wartości niematerialne i prawne do pozycji gruntów w środkach trwałych	17 271
1b	Przeniesienie oprogramowania bez licencji z pozycji wartości niematerialne i prawne do pozycji innych długoterminowych rozliczeń międzyokresowych czynnych	21
1c	Przeniesienie oprogramowania bez licencji z pozycji wartości niematerialne i prawne do pozycji krótkoterminowych rozliczeń międzyokresowych czynnych	2
1d	Przeniesienie spółdzielczego prawa do lokalu mieszkalnego i spółdzielczego prawa do lokalu użytkowego z pozycji wartości niematerialne i prawne do pozycji budynki i budowle w środkach trwałych	6 270
2	Przeniesienie nieruchomości potraktowane jako inwestycje z środków trwałych do inwestycji długoterminowych w nieruchomości	12
3a	Przeniesienie należności z tytułu dostaw i usług długoterminowych do należności krótkoterminowych z tytułu dostaw i usług powyżej 12 miesięcy od jednostek pozostałych	9 607
3b	Przeniesienie należności długoterminowych do należności krótkoterminowych innych od jednostek pozostałych	153
4	Przeniesienie udziałów i akcje w jednostkach zależnych niewycenianych metodą konsolidacji pełnej lub proporcjonalnej do nowej pozycji bilansowej inwestycji "w jednostkach zależnych i niebędących spółkami handlowymi jednostkach współzależnych niewycenianych metodą konsolidacji pełnej lub proporcjonalnej"	7 858
5	Przeniesienie inwestycji długoterminowych z tytułu udziałów i akcji do inwestycji krótkoterminowych z tytułu udziałów i akcji w jednostkach pozostałych	8
6	Przeniesienie części długoterminowej udzielonej pożyczki jednostce stowarzyszonej nie wycenianej metodą praw własności z pozycji dotyczącej jednostkach zależnych, współzależnych i stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności do pozycji udzielone pożyczki pozostałym jednostkom	3 818
7	Przeniesienie spółdzielczego prawo do lokalu użytkowego z pozycji inwestycji długoterminowych do pozycji budynki i budowle w środkach trwałych	3
8a	Wyodrębnienie aktywa z tytułu odroczonego podatku z rozliczeń międzyokresowych czynnych	479 991
8b	Wyodrębnienie innych długoterminowych rozliczeń międzyokresowych czynnych z rozliczeń międzyokresowych czynnych	15 318
8c	Przeniesienie naliczonych odsetek od lokat powyżej 3 miesięcy z pozycji innych krótkoterminowych rozliczeń międzyokresowych czynnych do pozycji innych aktywów pieniężnych	8
9a	Przeniesienie należności krótkoterminowych z tytułu dostaw i usług do należności krótkoterminowych z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	11 429
9b	Przeniesienie należności krótkoterminowych z tytułu dostaw i usług do należności krótkoterminowych z tytułu dostaw i usług powyżej 12 miesięcy od jednostek pozostałych	4 334
9c	Przeniesienie należności krótkoterminowych z tytułu dostaw i usług do należności krótkoterminowych innych od jednostek pozostałych	3 075
10a	Przeniesienie należności krótkoterminowych innych od jednostek pozostałych do należności krótkoterminowych innych od jednostek powiązanych	12 070
10b	Przeniesienie części wymagalnej pożyczki udzielonej jednostce stowarzyszone wycenianej metoda praw własności z należności krótkoterminowych innych od jednostek pozostałych do pozycji inwestycji krótkoterminowych w jednostkach zależnych, współzależnych i stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	78 321
10c	Przeniesienie części wymagalnej pożyczki udzielonej jednostce stowarzyszone niekonsolidowanej z należności krótkoterminowych innych od jednostek pozostałych do pozycji inwestycji krótkoterminowych w jednostkach pozostałych	5 214
10d	Przeniesienie części wymagalnej pożyczki udzielonej jednostkom zależnym niekonsolidowanym z należności krótkoterminowych innych od jednostek pozostałych do pozycji inwestycji krótkoterminowych w jednostkach zależnych i niebędących spółkami handlowymi jednostkach współzależnych niewycenianych metodą konsolidacji pełnej lub proporcjonalnej	1 648
11a	Przeniesienie środków pieniężnych z tytułu lokat bankowych do 3 miesięcy z pozycji środki pieniężne w kasie i na rachunkach do pozycji innych środków pieniężnych	11 714
11b	Przeniesienie środków pieniężnych z tytułu lokat bankowych powyżej 3 miesięcy z pozycji środki pieniężne w kasie i na rachunkach do pozycji innych aktywów pieniężnych	337
12	Przeniesione bonów skarbowych z pozycji krótkoterminowych inwestycji w papiery wartościowe do pozycji innych środków pieniężnych	3 394
13a	Przeniesienie nadwyżki dodatnich różnic kursowych z przychodów przyszłych okresów do niepodzielonego wyniku z lat poprzednich	86 303
13b	Przeniesienie nadwyżki dodatnich różnic kursowych z przychodów przyszłych okresów do wyniku okresu	107 303
14a	Wprowadzenie aktywa z tytułu podatku odroczonego dotyczacego różnic kursowych z przychodów przyszłych okresów	2 834

14b	Wprowadzenie rezerwy z tytułu podatku odroczonego dotyczacegoróżnic kursowych z przychodów przyszłych okresów	46 820
14c	Wprowadzenie podatku odroczonego dotyczacegoróżnic kursowych z przychodów przyszłych okresów wpływ na niepodzielony wynik z lat poprzednich	-19 480
14d	Wprowadzenie podatku odroczonego dotyczacegoróżnic kursowych z przychodów przyszłych okresów wpływ na wynik okresu	-24 505
15a	Przeniesienie części długoterminowej rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne z rozliczeń międzyokresowych biernych	487 837
15b	Przeniesienie części krótkoterminowej rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne z rozliczeń międzyokresowych biernych	93 500
15c	Przeniesienie części długoterminowej pozostałych rezerw z rozliczeń międzyokresowych biernych	9 046
15d	Przeniesienie części krótkoterminowej pozostałych rezerw z rozliczeń międzyokresowych biernych	13 492
15e	Wydzielenie części krótkoterminowej części rozliczeń międzyokresowych biernych	2 890
16	Wyodrębnienie części krótkoterminowej z pozostałych rezerw	16 242
17	Przeniesienie zobowiązania z tytułu wyemitowanych euroobligacji do pozycji zobowiązań długoterminowych z tytułu wyemitowanych dłużnych papierów wartościowych	2 816 621
18	Przeniesienie zobowiązań z tytułu dostaw i usług z pozycji innych zobowiązań długoterminowych do pozycji zobowiązań którkoterminowych z tytułu dostaw i usług powyżej 12 miesięcy	146
19	Część długoterminowa kredytu prezentowana dotychczas w kredytach krótkoterminowych	270
20	Wartość zobowiązań wewnątrzholdingowych, która powinna zostać wyeliminowana z pozycji kredytów i pozyczek a została błednie wyeliminowana (w dwóch spółkach zależnych) z zobowiązań z tytułu dostaw i usług	5 020
21	Przeniesienie zobowiązania z tytułu odsetek od wyemitowanych euroobligacji do pozycji zobowiązań krótkoterminowych z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	31 784
22a	Przeniesienie krótkoterminowych zobowiazań z tytułu dostaw i usług wobec jednostek powiazanych ze zobowiazań krótkoterminowych z tytułu dostaw i usług do pozycji krótkoterminowych zobowiazań z tytułu dostaw i usług wobec jednostek powiazanych o okresie wymagalności do 12 miesięcy	33 495
22b	Przeniesienie innych krótkoterminowych zobowiazań wobec jednostek powiazanych ze zobowiazań krótkoterminowych z tytułu dostaw i usług do pozycji innych zobowiązań krótkoterminowych wobec jednostek powiązanych	2 800
22c	Przeniesienie krótkoterminowych innych zobowiazań wobec pozostałych jednostek ze zobowiazań krótkoterminowych z tytułu dostaw i usług do pozycji innych zobowiązań wobec pozostałych jednostek	3 519
23a	Przeniesienie innych krótkoterminowych zobowiązań wobec jednostek powiazanych do pozycji innych zobowiązań krótokoterminowych wobec jednostek powiązanych	6 810
23b	Przeniesienie zobowiazań z tytułu wyceny instrumetów zabezpieczających z pozycji innych zobowiązań krótkoterminowych do pozycji innych zobowiązań finansowych wobec pozostałych jednostek	514 393
24	Przeniesienie otrzymanych zaliczek z przychodów przyszłych okresów do pozycji zobowiązań krótkoterminowych z tytułu otrzymanych zaliczek otrzymanych na dostawy wobec jednostek pozostałych	64
25	Wyodrębnienie części krótkoterminowej rozliczeń międzyokresowych biernych	122 480
26a	Wprowadzenie budynków, lokali i obiektów inżynierii lądowej i wodnej uzytkowanych na podstawie umów leasingu finansowego do ewidencji bilansowej do pozycji budynków i budowli w środkach trwałych	119 375
26b	Wprowadzenieurządzenia techniczne i maszyny na podstawie umów leasingu finansowego do ewidencji bilansowej do pozycji urządzenia techniczne i maszyny w środkach trwałych	4 194
26c	Wprowadzenieśrodki transportu na podstawie umów leasingu finansowego do ewidencji bilansowej do pozycji środki transportu w środkach trwałych	225
26d	Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego dotyczące wprowadzonych do ewidencji bilasnowej środków trwałych użytkowanych na podstawie umów leasingu finansowego	53
26e	Usunięcie krótkoterminowych rozliczeń międzyokresowych czynnych dotyczące wprowadzonych do ewidencji bilasnowej środków trwałych użytkowanych na podstawie umów leasingu finansowego	-7 020
26f	Ujęcie zysku (straty) z lat ubiegłych w zwiazku z wprowadzeniem do ewidencji bilasnowej środków trwałych użytkowanych na podstawie umów leasingu finansowego	2 343
26g	Ujęcie zysku (straty) netto bieżącego okresu w zwiazku z wprowadzeniem do ewidencji bilasnowej środków trwałych użytkowanych na podstawie umów leasingu finansowego	3 903
26h	Ujęcie rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego w zwiazku z wprowadzeniem do ewidencji bilasnowej środków trwałych użytkowanych na podstawie umów leasingu finansowego	1 800
26i	Ujęcie długoterminowych zobowiązań wobec jednostek pozostałych - inne zobowiązania finansowe w zwiazku z wprowadzeniem do ewidencji bilasnowej środków trwałych użytkowanych na podstawie umów leasingu finansowego	100 133
26j	Ujęcie krótkoterminowych zobowiązań wobec jednostek pozostałych - inne zobowiązania finansowe w zwiazku z wprowadzeniem do ewidencji bilasnowej środków trwałych użytkowanych na podstawie umów leasingu finansowego	8 648

27	Ujęcie aktywowanych kosztów odwiertu w pozycji środków trwałych w budowie	4 059
28	Przekwalifikowanie rezerwy pasywnej na odpis aktualizujący pozycję urządzeń technicznych i maszyn w środkach trwałych	-1 040
29	Przeniesienie przychodów przyszłych okresów z tyt.odsetek i in.opłat powiekszajacych należnosci na odpis aktualiz. Należności ztytułu dostaw i usług do 12 miesięcy od pozostałych jednostek	-511
30	Przeniesienie należności z tytułu zasądzonych kosztów sądowych do pozycji krótkoterminowych rozliczeń międzyokresowych	66
31	Przeniesienie zobowiązań z tytułu podatku dochodowego naliczonego przez zagraniczną jednostkę zależną z pozycji innych zobowiązań do pozycji zobowiązań z tytuł podatków, dotacji, ceł, ubezpieczeń społecznych i zdrowotnych oraz innych świadczeń	68
32	Przeniesienie ujemnych różnic kursowych z przeliczenia oddziału zagranicznego z pozycji różnic kursowych z przeliczenia	1 158
33	Zmiana prezentacji prowizji i dyskonta rozliczanych w czasie od wyemitowanych euroobligacji - pomniejszenie pozycji wartości niematerialnych i prawnych oraz pozycji zobowiązań długoterminowych z tytułu wyemitowancych dłużnych papierów wartościowych	-9 620
34a	Zmiana prezentacji nalezności dotyczacych eliminowanych w sprawozdaniu finansowym odsetek wewnątrzholdingowych - zwiększenie pozycji krótkoterminowych należności innych od jednostek powiązanych	494
34b	Zmiana prezentacji nalezności dotyczacych eliminowanych w sprawozdaniu finansowym utworzonego na odsetki wewnątrzholdingowe odpisu aktualizujacego - zwiększenie pozycji krótkoterminowych należności innych od jednostek powiązanych	3 133
34c	Zmiana prezentacji zobowiązań dotyczacych eliminowanych w sprawozdaniu finansowym odsetek wewnątrzholdingowych - zwiększenie pozycji krótkoterminowych zobowiązań innych wobec jednostek powiązanych	3 628
34d	Zmiana prezentacji zobowiązań dotyczacych eliminowanych w sprawozdaniu finansowym pozyczki wewnątrzholdingowej - zwiększenie pozycji krótkoterminowych zobowiązań innych wobec jednostek pozostałych	430
35	Korekta krótkoterminowych rozliczeń międzyokresowych czynnych o koszty które powinny być rozliczane w czasie	86
36a	Wprowadzenie częsci długoterminowej rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne dla dwóch nowo konsolidowanych spółek zależnych	1 418
36b	Wprowadzenie części krótkoterminowej rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne dla dwóch nowo konsolidowanych spółek zależnych	26
36c	Wprowadzenie aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego dotyczącego wprowadzonych rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne dla dwóch nowo konsolidowanych spółek zależnych	421
36d	Wpływ na zysk z lat ubiegłych wprowadzonej rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne oraz dotyczącego ich aktywa z tytułu odroczonego podatku dla dwóch nowo konsolidowanych spółek zależnych	-1 024
37a	Zmiana korekty konsolidacyjnej dotyczącej nagrod jubileuszowych i odpraw emerytalnych - wpływ na inne rozliczenia międzyokresowe bierne - krótkoterminowe	250
37b	Zmiana korekty konsolidacyjnej dotyczącej nagrod jubileuszowych i odpraw emerytalnych - wpływ na zysk (stratę) z lat ubiegłych	2 180
37c	Zmiana korekty konsolidacyjnej dotyczącej nagrod jubileuszowych i odpraw emerytalnych - wpływ na zysk (stratę) netto okresu bieżącego	-2 431
38a	Zmniejszenie aktywa z tytułu podatku odroczonego, wynikające z różnicy między obliczeniami do sprawozdania skonsolidowanego 2001 dotyczącymi konsolidowanych spółek a wyliczeniami tych spółek na 1 stycznia 2002 - wpływ na inne rozliczenia międzyokresowe - krótkoterminowe	-6 390
38b	Zmniejszenie rezerwy na podatk odroczony, wynikające z różnicy między obliczeniami do sprawozdania skonsolidowanego 2001 dotyczącymi konsolidowanych spółek a wyliczeniami tych spółek na 1 stycznia 2002 - wpływ na rezerwę z tytułu odroczonego podatku dochodowego	-323
38c	Korekta niepodzielonego wyniku z tytułu podatku odroczony, wynikające z różnicy między obliczeniami do sprawozdania skonsolidowanego 2001 dotyczącymi konsolidowanych spółek a wyliczeniami tych spółek na 1 stycznia 2002 - wpływ na zysk (stratę) z lat ubiegłych	-12 181
38d	Korekta wyniku bieżącego z tytułu podatku odroczony, wynikające z różnicy między obliczeniami do sprawozdania skonsolidowanego 2001 dotyczącymi konsolidowanych spółek a wyliczeniami tych spółek na 1 stycznia 2002 - wpływ na zysk (stratę) netto bieżącego okresu	6 114
39	Korekta kapitału mniejszościowego wynikająca z korekt kapitałów w konsolidowanych spółkach które posiadaja akcjonarjat mniejszościowy - wpływ na zysk (stratę) z lat ubiegłych	-436
40a	Zwiększenie środków trawłaych - budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej o rezerwę na przyszłą likwidacje odwiertów	76 682
40b	Aktywo z tytułu podatku odroczonego o d zmienionej wysokości rezerwy na przyszłą likwidacje odwiertów	16 061
40c	Wpływ na wynik bieżący wprowadzonej zmiany rezerwy na przyszłą likwidacje odwiertów	19 739
40d	Korekta wysokości rezerwy na przyszłą likwidacje odwiertów - część długoterminowa	10 587

40e	Korekta wysokości rezerwy na przyszłą likwidacje odwiertów - część krótkoterminowa	62 417

PRZEKSZTAŁCENIE RACHUNKU ZYSKÓW I STRAT ZA 2001 ROK

Wyszczególnienie	Skonsolidowany rachunek wyników za rok zkończony 31 grudnia 2001	Nr korekty	Kwota korekty	Skonsolidowany rachunek wyników, dane porównywalne za rok zkończony 31 grudnia 2001
A. Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi, w tym:	**9 954 659**			**9 939 079**
-od jednostek powiązanych	-	1a	98 544	98 544
I. Przychody netto ze sprzedaży produktów	9 288 229	2	45 202	9 333 431
II. Zmiana stanu produktów	2 599			2 599
III. Koszt wytworzenia produktów na własne potrzeby jednostki	559 107	3	(15 580)	543 527
IV. Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	104 724	2	(45 202)	59 522
B. Koszty działalności operacyjnej	**9 082 921**			**9 071 944**
I. Amortyzacja	1 122 926	4,18a; 24a	24 248	1 147 174
II. Zużycie materiałów i energii	4 847 518	5	(305 184)	4 542 334
III. Usługi obce	905 952	5,18b,19	269 959	1 175 911
IV. Podatki i opłaty, w tym:	277 212			277 212
- podatek akcyzowy	-			-
V. Wynagrodzenia	1 256 926			1 256 926
VI. Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	452 124			452 124
VII. Pozostałe koszty rodzajowe	120 161			120 161
VIII. Wartość sprzedanych towarów i materiałów	100 102			100 102
C. Zysk/(strata)ze sprzedaży	***871 738***			***867 135***
D. Pozostałe przychody operacyjne	**436 034**			**399 951**
I. Zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	13 321	6a,6b	(13 321)	-
II. Dotacje	18	8	(1)	17
III. Inne przychody operacyjne	422 695	7,8,11b,16a,16b; 24b	(22 761)	399 934
E. Pozostałe koszty operacyjne	**515 157**			**408 645**
I. Strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	12 742	6a,6b,6c	(5 034)	7 708
II. Aktualizacja wartości aktywów niefinansowych	-	9a,9b,9c	247 237	247 237
III. Inne koszty operacyjne	502 415	3,6c,9a,10,11a,16a, 16b,17,23	(348 715)	153 700
F. Zysk (strata) na działalności operacyjnej	***792 615***			***858 441***
G. Przychody finansowe	**676 321**			**526 871**
I.Dywidendy i udziały w zyskach, w tym:	1 203			1 203
- od jednostek powiązanych	-	1b	1 093	1 093
II.Odsetki, w tym:	207 857			207 857
- od jednostek powiązanych	-	1c	97 721	97 721
III.Zysk ze zbycia inwestycji	-	12a,12b	12 309	12 309
IV.Aktualizacja wartości inwestycji	-	11b	6 165	6 165
V.Inne	467 261	12a,13,14,20	(167 924)	299 337

H. Koszty finansowe	**1 642 504**			**1 443 223**
I. Odsetki, w tym:	442 965	17a,17b,18c	20 850	463 815
- dla jednostek powiązanych	-	1d	288	288
II. Strata ze zbycia inwestycji	-			-
III. Aktualizacja wartości inwestycji	1 066	11a	17 028	18 094
IV. Inne	1 198 473	4,12b,13,14,17b; 24c	(237 159)	961 314
I. Zysk (strata) na sprzedaży całości lub części udziałów jednostek podporządkowanych	**-**			-
J. Zysk (strata) na działalności gospodarczej	***(173 568)***			***(57 911)***
K. Wyniki zdarzeń nadzwyczajnych	**(2 007)**			**(51)**
I. Zyski nadzwyczajne	10 240	7	(4 811)	5 429
II. Straty nadzwyczajne	12 247	10	(6 767)	5 480
L. Odpis wartości firmy	**-**			**-**
I. Odpis wartość firmy-jednostki zależne	-			-
II. Odpis wartość firmy-jednostki współzależne	-			-
III. Odpis wartość firmy-jednostki stowarzyszone	-			-
M. Odpis ujemnej wartości firmy	**1 669**			**1 669**
I. Odpis ujemnej wartość firmy-jednostki zależne	-			-
II. Odpis ujemnej wartość firmy-jednostki współzależne	-			-
III. Odpis ujemnej wartość firmy-jednostki stowarzyszone	1 669			1 669
N. Zysk (strata) brutto	***(173 906)***			***(56 293)***
O. Podatek dochodowy	**82 548**			**82 548**
P. Podatek odroczony	**-**	15,18d,21,22; 24d	(96 686)	**(96 686)**
Q. Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty)	**(100 115)**	15	100 117	**2**
R. Zysk (strata) z udziałów w jednostkach podporządkowanych wycenianych metodą praw własności	**282**			**282**
S. Zyski (straty) mniejszości	**1 073**			**1 073**
T. Zysk (strata) netto	**(157 130)**			**(42 948)**

KOREKTY DO PRZEKSZTAŁCENIA RACHUNKU ZYSKÓW I STRAT ZA 2001 ROK

Nr korekty	Pozycja	2001
1a	Wprowadzenie pozycji przychodów ze sprzedaży do jednostek powiązanych	98 544
1b	Wprowadzenie pozycji dywidend i udziałów w zyskach do jednostek powiązanych	1 093
1c	Wprowadzenie pozycjiodsetek (przychody finansowe) do jednostek powiązanych	97 721
1d	Wprowadzenie pozycjiOdsetek (koszty finansowe) do jednostek powiązanych	288
2	Wartość sprzedaży wewnętrznej towarów i materiałów eliminowana dotychczas z warości sprzedaży produktow	45 202
3	Zmiana prezentacji kosztów przestoju produkcji	-15 580
4	Zmiana prezentacji kosztów dyskonta rozliczanego w czasie od wyemitowanych obligacji	348
5	Zmiana prezentacji kosztów usług i kosztów zużycia materiałów i energii	305 184
6a	Przeniesienie przychodów ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	-13 321
6b	Przeniesienie przychodów ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych z pozycji ine przychody operacyjne	-6 358
6c	Przeniesienie kosztów ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych z pozycji ine przychody operacyjne	-14 645
7	Przeniesienie zysków nadzyczajnych nie dotyczacych spraw losowych do pozostałych przychodów operacyjnych	4 811
8	Przeniesienie dotacji do pozycji inne przychody operacyjne	-1
9a	Wyodrębnienie odpisów aktualizujących na należności, środki trwałe oraz zapasy	295 250
9b	Zaprezentowanie persaldem odpisów aktualizujacych należności (kwota korekty obejmuje rozwiązanie odpisów na należności)	-46 137
9c	Zaprezentowanie persaldem odpisów aktualizujacych zapasy (kwota korekty obejmuje rozwiązanie odpisów na zapasy)	-1 876
10	Przeniesienie strat nadzyczajnych nie dotyczacych spraw losowych do pozostałych kosztów operacyjnych	6 767
11a	Przeniesienie pozostałych kosztów operacyjnych z tytułu aktualizacji inwestycji (udziałów i akcji) do kosztów finansowych z tytułu aktualizacji inwestycji	17 028
11b	Przeniesienie pozostałych przychodów operacyjnych z tytułu aktualizacji inwestycji (udziałów i akcji) do przychodów finansowych z tytułu aktualizacji inwestycji	6 165
12a	Przeniesienie przychodów ze sprzedaży papierów wartościowych do zysków ze zbycia inwestycji	87 877
12b	Przeniesienie wartości w cenie nabycia sprzedanych papierów wartościowych do zysków ze zbycia inwestycji	75 568
13	Przeniesienie przychodów ze sprzedaży wierzytelności do pozostałych kosztów operacyjnych wcelu zaprezentowania persaldem wyniku na sprzedaży wierzytelności	56 620
14	Zaprezentowanie per saldo nadwyzki dodatnich róznic kursowych nad ujemnymi (kwota korekty stanowi ujemne różnice kursowe)	130 730
15	Wyodrębnienie podatku odroczonego z pozycji pozostałych obowiązkowych zmniejszeń zysku	100 117
16a	Zaprezentowanie persaldem rezerw na urlopy (kwota korekty obejmuje rozwiązanie rezerwy na urlopy)	7 517
16b	Zaprezentowanie persaldem rezerwy na podatek od nieruchomości	7 060
17a	Przeniesienie odsetek budżetowych	833
17b	Przeniesienie odsetek budżetowych	3
18a	Zwiększenie amortyzacji z tytułu ujęcia środków trwałych użytkowanych na podstawie leasingu finansowego	6 149
18b	Wyksiegowanie kosztów usług z tytułu rat płaconych od leasingu finansowego	-31 166
18c	Wprowadzenie odsetek do zapłacenia od leasingu finansowego	20 014
18d	Wprowadzenie podatku odroczonego od leasingu finansowego	1 101
19	Aktywowanie kosztów odwiertu	-4 059
20	Przeniesienie dodatnich róznic kursowych niezralizowanych z przychodów przyszłych okresów	107 303
21	Podatek odroczony od przeniesionych dodatnich róznic kursowych niezralizowanych z przychodów przyszłych okresów	24 505
22	Korekta wyniku bieżącego z tytułu podatku odroczony, wynikające z różnicy między obliczeniami do sprawozdania skonsolidowanego 2001 dotyczącymi konsolidowanych spółek a wyliczeniami tych spółek na 1 stycznia 2002	-6 114
23	Zwiększenie pozostałych kosztów operacyjnych zwiazane ze zmianą prezentacji i odwróceniem korekty konsolidacyjnej dotyczacej rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	2 431
24a	Amortyzacja od zwiekszonej wartości poczatkowej o rezerwę na likwidacje odwiertów	18 447
24b	Pozostałe przychody operacyjne dotyczące zmiany prezentacji rezerwy na likwidację odwiertów	47 540
24c	Koszty finansowe z tytułu dyskonta dotyczące zmiany prezentacji rezerwy na likwidację odwiertów	25 414
24d	Podatek odroczony dotyczący zmiany prezentacji rezerwy na likwidację odwiertów	16 061

PRZEKSZTAŁCENIE BILANSU ZA 2002 ROK

AKTYWA	Skonsolidowany bilans 31 grudnia 2002	Nr korekty	Kwota korekty	Skonsolidowany bilans dane porównywalne na 31 grudnia 2002
A. AKTYWA TRWAŁE	*13 408 112*			*13 511 000*
I. Wartości niematerialne i prawne	**12 132**			**12 132**
1. Koszty zakończonych prac rozwojowych	635			635
2. Wartość firmy	-			-
3. Inne wartości niematerialne i prawne	11 497			11 497
4. Zaliczki na wartości niematerialne i prawne	-			-
II. Wartość firmy jednostek podporządkowanych	**-**			**-**
1. Wartość firmy-jednostki zależne	-			-
2. Wartość firmy-jednostki współzależne	-			-
3. Wartość firmy-jednostki stowarzyszone	-			-
III. Rzeczowe aktywa trwałe	**12 539 959**			**12 611 255**
1. Środki trwałe	11 001 175			11 072 471
a)grunty (w tym prawo użytkowania wieczystego gruntu)	40 806			40 806
b)budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej	9 463 752	4a	71 296	9 535 048
c)urządzenia techniczne i maszyny	1 391 778			1 391 778
d)środki transportu	50 967			50 967
e)inne środki trwałe	53 872			53 872
2. Środki trwałe w budowie	1 538 061			1 538 061
3. Zaliczki na środki trwałe w budowie	723			723
IV. Należności długoterminowe	**981**			**987**
1. Od jednostek powiązanych	-			-
2. Od pozostałych jednostek	981	1a	6	987
V. Inwestycje długoterminowe	**186 330**			**187 424**
1. Nieruchomości	-			-
2. Wartości niematerialne i prawne	-			-
3. Długoterminowe aktywa finansowe	186 330			187 424
a)w jednostkach zależnych i niebędących spółkami handlowymi jednostkach współzależnych niewycenianych metodą konsolidacji pełnej lub proporcjonalnej	7 159			7 159
- udziały lub akcje	7 159			7 159
- inne papiery wartościowe	-			-
- udzielone pożyczki	-			-
- inne długoterminowe aktywa finansowe	-			-
b)w jednostkach zależnych, współzależnych i stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	140 136			141 103
- udziały lub akcje	65 679			65 679
- inne papiery wartościowe	-			-
- udzielone pożyczki	74 457	1b	967	75 424
- inne długoterminowe aktywa finansowe	-			-
c)w pozostałych jednostkach	39 035			39 162
- udziały lub akcje	26 631	1c	13	26 644
- inne papiery wartościowe	3 647			3 647
- udzielone pożyczki	8 757	1d	114	8 871

- inne długoterminowe aktywa finansowe	-			-
4. Inne inwestycje długoterminowe	-			-
VI. Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe	**668 710**			**699 202**
1. Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	662 667	2a; 4b	30 492	693 159
2. Inne rozliczenia międzyokresowe	6 043			6 043
B. AKTYWA OBROTOWE	*3 699 660*			*3 706 076*
I. Zapasy	**590 928**			**590 928**
1. Materiały	557 606			557 606
2. Półprodukty i produkty w toku	24 483			24 483
3. Produkty gotowe	4 737			4 737
4. Towary	1 143			1 143
5. Zaliczki na dostawy	2 959			2 959
II. Należności krótkoterminowe	**1 944 566**			**1 945 208**
1. Należności od jednostek powiązanych	30 774			30 774
a) z tytułu dostaw i usług, o okresie spłaty:	5 592			5 592
- do 12 miesięcy	5 592			5 592
- powyżej 12 miesięcy	-			-
b) inne	25 182			25 182
2. Należności od pozostałych jednostek	1 913 792			1 914 434
a) z tytułu dostaw i usług, o okresie spłaty:	1 804 944			1 805 586
- do 12 miesięcy	1 793 116	1e	642	1 793 758
- powyżej 12 miesięcy	11 828			11 828
b) z tytułu podatków, dotacji, ceł, ubezpieczeń społecznych i zdrowotnych oraz innych świadczeń	30 187			30 187
c) inne	78 627			78 627
d) dochodzone na drodze sądowej	34			34
III. Inwestycje krótkoterminowe	**1 149 273**			**1 155 047**
1. Krótkoterminowe aktywa finansowe	1 149 273			1 155 047
a)w jednostkach zależnych i niebędących spółkami handlowymi jednostkach współzależnych niewycenianych metodą konsolidacji pełnej lub proporcjonalnej	1 629			1 651
- udziały lub akcje	-			-
- inne papiery wartościowe	-			-
- udzielone pożyczki	1 629	1f	22	1 651
- inne długoterminowe aktywa finansowe	-			-
b)w jednostkach zależnych, współzależnych i stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	83 132			84 212
- udziały lub akcje	-			-
- inne papiery wartościowe	-			-
- udzielone pożyczki	83 132	1g	1 080	84 212
- inne krótkoterminowe aktywa finansowe	-			-
c)w pozostałych jednostkach	39 870			39 920
- udziały lub akcje	-			-
- inne papiery wartościowe	-			-
- udzielone pożyczki	3 880	1h	50	3 930
- inne krótkoterminowe aktywa finansowe	35 990			35 990
d)środki pieniężne i inne aktywa pieniężne	1 024 642			1 029 264
- środki pieniężne w kasie i na rachunkach	953 522	1i	4 597	958 119

- inne środki pieniężne	51 936	1j	25	51 961
- inne aktywa pieniężne	19 184			19 184
2. Inne inwestycje krótkoterminowe	-			-
IV. Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe	**14 893**			**14 893**
AKTYWA RAZEM	**17 107 772**			**17 217 076**

PASYWA	Skonsolidowany bilans 31 grudnia 2002	Nr korekty	Kwota korekty	Skonsolidowany bilans dane porównywalne na 31 grudnia 2002
A. KAPITAŁ (FUNDUSZ) WŁASNY	*7 123 998*			*7 196 090*
I.Kapitał (fundusz) podstawowy	**5 000 000**			**5 000 000**
II.Należne wpłaty na kapitał podstawowy (wielkość ujemna)	**-**			**-**
III.Udziały (akcje) własne (wielkość ujemna)	**-**			**-**
IV.Kapitał (fundusz) zapasowy	**1 726 954**			**1 726 954**
V.Kapitał (fundusz) z aktualizacji wyceny	**1 086**			**1 086**
VI.Pozostałe kapitały (fundusze) rezerwowe	**11 309**			**11 309**
VII. Różnice kursowe z przeliczenia	**(242)**			**(242)**
VIII.Zysk (strata) z lat ubiegłych	**(2 813)**	3a,3b; 4c	67 384	**64 571**
IX.Zysk (strata) netto	**387 704**	1k,2b,3a,3b; 4d	4 708	**392 412**
X. Odpisy z zysku netto w ciągu roku obrotowego (wielkość ujemna)	**-**			**-**
B. KAPITAŁ MNIEJSZOŚCI	*5 452*			*5 452*
C. UJEMNA WAROŚĆ FIRMY JEDNOSTEK PODPORZĄDKOWANYCH	*130*			*130*
I. Wartość firmy-jednostki zależne	**-**			**-**
II. Wartość firmy-jednostki współzależne	**-**			**-**
III. Wartość firmy-jednostki stowarzyszone	**130**			**130**
D. ZOBOWIĄZANIA I REZERWY NA ZOBOWIĄZANIA	*9 978 192*			*10 015 404*
I. Rezerwy na zobowiązania	**1 185 387**			**1 298 725**
1. Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	116 052	2c	8 785	124 837
2. Rezerwa na świadczenia emerytalne i podobne	502 571			502 571
- długoterminowa	439 005			439 005
- krótkoterminowa	63 566			63 566
3. Pozostałe rezerwy	566 764			671 317
- długoterminowe	494 000	4e	72 819	566 819

- krótkoterminowe	72 764	1l; 4f	31 734	104 498
II. Zobowiązania długoterminowe	**4 883 163**			**4 824 604**
1. Wobec jednostek powiązanych	-			-
2. Wobec pozostałych jednostek	4 883 163			4 824 604
a)kredyty i pożyczki	1 982 490	1m	(24 329)	1 958 161
b)z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	2 838 848	1n	(34 230)	2 804 618
c)inne zobowiązania finansowe	48 865			48 865
d)inne	12 960			12 960
III. Zobowiązania krótkoterminowe	**2 637 659**			**2 620 092**
1. Wobec jednostek powiązanych	57 554			57 554
a)z tytułu dostaw i usług, o okresie wymagalności:	23 197			23 197
- do 12 miesięcy	23 197			23 197
- powyżej 12 miesięcy	-			-
b)inne	34 357			34 357
2. Wobec pozostałych jednostek	2 467 985			2 450 418
a)kredyty i pożyczki	1 095 808	1o	(13 203)	1 082 605
b)z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	31 746			31 746
c)inne zobowiązania finansowe	182 609			182 609
d)z tytułu dostaw i usług, o okresie wymagalności:	551 606			547 624
- do 12 miesięcy	550 239	1r	(3 982)	546 257
- powyżej 12 miesięcy	1 367			1 367
e)zaliczki otrzymane na dostawy	4 081			***4 081***
f) zobowiązania wekslowe	-			-
g)z tytułu podatków, ceł, ubezpieczeń i innych świadczeń	505 007			505 007
h)z tytułu wynagrodzeń	25 867			25 867
i)inne	71 261	1p	(382)	70 879
3. Fundusze specjalne	112 120			112 120
IV. Rozliczenia międzyokresowe	**1 271 983**			**1 271 983**
1. Ujemna wartość firmy	-			-
2. Inne rozliczenia międzyokresowe	1 271 983			1 271 983
- długoterminowe	1 258 424			1 258 424
- krótkoterminowe	13 559			13 559
PASYWA RAZEM	**17 107 772**			**17 217 076**

KOREKTY DO PRZEKSZTAŁCENIA BILANSU ZA 2002 ROK

Nr korekty	Pozycja	2002
1	**Korekta z tytułu przeszacowania aktywów wg kursu NBP na koniec 2002 roku, w tym:**	
1a	Przeszacowanie należności długoterminowych od pozostałych jednostek	6
1b	Przeszacowanie części długoterminowej udzielonej pożyczki jednostce stowarzyszonej wycenianej metoda praw własności	967
1c	Przeszacowanie długoterminowych udziałów w jednostkach stowarzyszonych niekonsolidowanych prezentowanych w pozycji inwestycji długoterminowych z tytułu udzielonych pozyczek pozostałym jednostkom	13
1d	Przeszacowanie części długoterminowej udzielonej pożyczki jednostce stowarzyszonej niekonsolidowanej prezentowanej w długoterminowych inwestycjach z tytułu udzielonych pozyczej pozostałem jednostkom	114
1e	Przeszacowanie należnosci od pozostałych jednostek z tytułu dostaw i usług do 12 m-cy	642
1f	Przeszacowanie udzielonej pozyczki jednostce zależnej nie konsolidowanej	22
1g	Przeszacowanie częsci krótkoterminowej udzielonej pożyczki jednostce stowarzyszonej wycenianej metoda praw własności	1 080
1h	Przeszacowanie częsci krótkoterminowej udzielonej pożyczki jednostce stowarzyszonej niekonsolidowanej prezentowanej w długoterminowych inwestycjach z tytułu udzielonych pozyczej pozostałem jednostkom	50
1i	Przeszacowanie krótkoterminowych inwestycji z tytułu środków pieniężnych w kasie i na rachunkach	4 597
1j	Przeszacowanie krótkoterminowych inwestycji z tytułu innych środków pieniężnych	25
1k	Korekta wyniku za okres bieżący o różnice kursowe z wyceny aktywów i pasywów wyrażonych w walutach obcych wg kursu NBP	83 646
1l	Przeszacowanie pozostałych rezerw	-4
1m	Przeszacowanie zobowiązań długoterminowych wobec pozostałych jednostek z tytułu kredytów i pożyczek	-24 329
1n	Przeszacowanie zobowiązań długoterminowych wobec pozostałych jednostek z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	-34 230
1o	Przeszacowanie zobowiązań krótkoterminowych wobec pozostałych jednostek z tytułu kredytów i pożyczek	-13 203
1p	Przeszacowanie innych zobowiązań krótkoterminowych wobec pozostałych jednostek	-382
1r	Przeszacowanie zobowiązań krótkoterminowych z tyt. dostaw i usług wobec pozostałych jednostek do 12 m-cy	-3 982
2	**Korekta podatku odroczonego z tytułu przeszacowania aktywów wg kursu NBP na koniec 2002 roku, w tym:**	
2a	Zmniejszenie aktywa z tyt. podatku odroczonego z tytułu różnic kursowych z wyceny aktywów i pasywów wyrażonych w walutach obcych wg kursu NBP	-13 799
2b	Korekta wyniku za okres bieżący z tytułu podatku odroczonego od różnic kursowych z wyceny aktywów i pasywów wyrażonych w walutach obcych wg kursu NBP	-22 584
2c	Zwiększenie rezerwy z tyt. podatku odroczonego z tytułu różnic kursowych z wyceny aktywów i pasywów wyrażonych w walutach obcych wg kursu NBP	8 785
3	**Korekta niepodzielonego wyniku z tytułu przeszacowania aktywów wg kursu NBP na koniec 2001 roku (cofnięta korekta z przekształcenia 2001 roku), w tym:**	
3a	Różnice kursowe z tytułu przeszacowania aktywów i pasywów za poprzedni okres porównawczy 2001 rok wg kursu NBP (cofnięta korekta z przekształcenia 2001 roku)	61 262
3b	Podatek odroczony od różnic kursowych z tytułu przeszacowania aktywów i pasywów za poprzedni okres porównawczy 2001 rok wg kursu NBP(cofnięta korekta z przekształcenia 2001 roku)	-13 617
4	**Korekta dotyczaca zmiany prezentacji rezerwy na likwidację odwiertów**	
4a	Zwiększenie środków trawłaych - budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej o rezerwę na przyszłą likwidacje odwiertów	71 296
4b	Aktywo z tytułu podatku odroczonego o d zmienionej wysokości rezerwy na przyszłą likwidacje odwiertów	44 291
4c	Wpływ na wynik niepodzielony wprowadzonej zmiany rezerwy na przyszłą likwidacje odwiertów	19 739
4d	Wpływ na wynik bieżący wprowadzonej zmiany rezerwy na przyszłą likwidacje odwiertów	-8 709
4e	Korekta wysokości rezerwy na przyszłą likwidacje odwiertów - część długoterminowa	72 819
4f	Korekta wysokości rezerwy na przyszłą likwidacje odwiertów - część krótkoterminowa	31 738

PRZEKSZTAŁCENIE RACHUNKU ZYSKÓW I STRAT ZA 2002 ROK

Wyszczególnienie	Skonsolidowany rachunek wyników za rok zkończony 31 grudnia 2002	Nr korekty	Kwota korekty	Skonsolidowany rachunek wyników, dane porównywalne za rok zkończony 31 grudnia 2002
A. Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi, w tym:	**10 022 258**			**10 022 258**
-od jednostek powiązanych	66 287			66 287
I. Przychody netto ze sprzedaży produktów	9 436 193			9 436 193
II. Zmiana stanu produktów	689			689
III. Koszt wytworzenia produktów na własne potrzeby jednostki	536 677			536 677
IV. Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	48 699			48 699
B. Koszty działalności operacyjnej	**8 348 630**			**8 356 501**
I. Amortyzacja	1 139 937	3a	7 871	1 147 808
II. Zużycie materiałów i energii	3 917 138			3 917 138
III. Usługi obce	1 050 192			1 050 192
IV. Podatki i opłaty, w tym:	450 032			450 032
- podatek akcyzowy	-			-
V. Wynagrodzenia	1 200 261			1 200 261
VI. Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	404 937			404 937
VII. Pozostałe koszty rodzajowe	107 775			107 775
VIII. Wartość sprzedanych towarów i materiałów	78 358			78 358
C. Zysk/(strata)ze sprzedaży	***1 673 628***			***1 665 757***
D. Pozostałe przychody operacyjne	**363 337**			**363 337**
I. Zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	49 126			49 126
II. Dotacje	28			28
III. Inne przychody operacyjne	314 183			314 183
E. Pozostałe koszty operacyjne	**884 648**			**915 239**
I. Strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	-			-
II. Aktualizacja wartości aktywów niefinansowych	688 671			688 671
III. Inne koszty operacyjne	195 977	3b	30 591	226 568
F. Zysk (strata) na działalności operacyjnej	***1 152 317***			***1 113 855***
G. Przychody finansowe	**957 193**			**958 715**
I.Dywidendy i udziały w zyskach, w tym:	9 111			9 111
- od jednostek powiązanych	9 066			9 066
II.Odsetki, w tym:	309 667			309 667
- od jednostek powiązanych	77 818			77 818
III.Zysk ze zbycia inwestycji	8 087			8 087
IV.Aktualizacja wartości inwestycji	38 957			38 957
V.Inne	591 371	3c	1 522	592 893
H. Koszty finansowe	**1 489 498**			**1 467 114**
I. Odsetki, w tym:	362 336			362 336
- dla jednostek powiązanych	-			-

II. Strata ze zbycia inwestycji	-			-
III. Aktualizacja wartości inwestycji	11 481			11 481
IV. Inne	1 115 681	1	(22 384)	1 093 297
I. Zysk (strata) na sprzedaży całości lub części udziałów jednostek podporządkowanych	**(1 197)**			(1 197)
J. Zysk (strata) na działalności gospodarczej	***618 815***			***604 259***
K. Wyniki zdarzeń nadzwyczajnych	**(1 339)**			**(1 339)**
I. Zyski nadzwyczajne	7 118			7 118
II. Straty nadzwyczajne	8 457			8 457
L. Odpis wartości firmy	**-**			**-**
I. Odpis wartość firmy-jednostki zależne	-			-
II. Odpis wartość firmy-jednostki współzależne	-			-
III. Odpis wartość firmy-jednostki stowarzyszone	-			-
M. Odpis ujemnej wartości firmy	**783**			**783**
I. Odpis ujemnej wartość firmy-jednostki zależne	-			-
II. Odpis ujemnej wartość firmy-jednostki współzależne	-			-
III. Odpis ujemnej wartość firmy-jednostki stowarzyszone	783			783
N. Zysk (strata) brutto	***618 259***			***603 703***
O. Podatek dochodowy	**373 733**			**373 733**
P. Podatek odroczony	**(168 954)**	2; 3d	(19 264)	**(188 218)**
Q. Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty)	**26 206**			**26 206**
R. Zysk (strata) z udziałów w jednostkach podporządkowanych wycenianych metodą praw własności	**746**			**746**
S. Zyski (straty) mniejszości	**316**			**316**
T. Zysk (strata) netto	**387 704**			**392 412**

KOREKTY DO PRZEKSZTAŁCENIA RACHUNKU ZYSKÓW I STRAT ZA 2002 ROK

Nr korekty	Pozycja	2002
1	**Korekty kosztów finansowych w rachunku zysków i strat z tytułu przeszacowania aktywów i pasywów wyrażonych w walutach za 2002 rok wg kursu NBP**	**22 384**
1a	Zwiększenie dodatnich różnic kursowych z przeszacowania aktywów i pasywów wyrazonych w walutach obcych na koniec 2002 roku wg kursu NBP	32 539
1b	Zmniejszenie dodatnich różnic kursowych z wyceny aktywów i pasywów wyrazonych w walutach obcych na koniec 2001 roku wg kursu NBP(cofnięta korekta z przekształcenia 2001 roku)	-42 177
1c	Zmniejszenie ujemnych różnic kursowych z przeszacowania aktywów i pasywów wyrazonych w walutach obcych na koniec 2002 roku wg kursu NBP	51 107
1d	Zwiększenie ujemnych różnic kursowych z wyceny aktywów i pasywów wyrazonych w walutach obcych na koniec 2001 roku wg kursu NBP(cofnięta korekta z przekształcenia 2001 roku)	-19 085
2	**Korekty podatku odroczonego w rachunku zysków i strat z tytułu przeszacowania aktywów i pasywów wyrażonych w walutach za 2002 rok wg kursu NBP**	**-8 967**
2a	Zwiększenie podateku odroczonego od różnic kursowych z tytułu wyceny aktywów i pasywów wyrażonych w walutach obcych za 2002 rok wg kursu NBP	-22 584
2b	Zmniejszenie podatku odroczonego od różnic kursowych z tytułu wyceny aktywów i pasywów wyrażonych w walutach obcych za 2001 rok wg kursu NBP (cofnięta korekta z przekształcenia 2001 roku)	13 617
3	**Korekty dotyczące zmiany prezentacji rezerwy na likwidację odwiertów**	
3a	Amortyzacja od zwiekszonej wartości poczatkowej o rezerwę na likwidacje odwiertów	7 871
3b	Pozostałe koszty operacyjne dotyczące zmiany prezentacji rezerwy na likwidację odwiertów	30 591
3c	Przychody finansowe z tytułu dyskonta dotyczące zmiany prezentacji rezerwy na likwidację odwiertów	1 522
3d	Podatek odroczony dotyczący zmiany prezentacji rezerwy na likwidację odwiertów	28 231

PRZEKSZTAŁCENIE BILANSU ZA 2003 ROK

AKTYWA	Skonsolidowany bilans 31 grudnia 2003	Nr korekty	Kwota korekty	Skonsolidowany bilans dane porównywalne na 31 grudnia 2003
A. AKTYWA TRWAŁE	*13 497 198*			*13 497 198*
I. Wartości niematerialne i prawne	**19 443**			**19 443**
1. Koszty zakończonych prac rozwojowych	417			417
2. Wartość firmy	-			-
3. Inne wartości niematerialne i prawne	18 966			18 966
4. Zaliczki na wartości niematerialne i prawne	60			60
II. Wartość firmy jednostek podporządkowanych	**-**			**-**
1. Wartość firmy-jednostki zależne	-			-
2. Wartość firmy-jednostki współzależne	-			-
3. Wartość firmy-jednostki stowarzyszone	-			-
III. Rzeczowe aktywa trwałe	**12 600 368**			**12 600 368**
1. Środki trwałe	11 165 491			11 165 491
a)grunty (w tym prawo użytkowania wieczystego gruntu)	22 461			22 461
b)budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej	9 656 782			9 656 782
c)urządzenia techniczne i maszyny	1 381 063			1 381 063
d)środki transportu	43 292			43 292
e)inne środki trwałe	61 893			61 893
2. Środki trwałe w budowie	1 430 598			1 430 598
3. Zaliczki na środki trwałe w budowie	4 279			4 279
IV. Należności długoterminowe	**583**			**583**
1. Od jednostek powiązanych	-			-
2. Od pozostałych jednostek	583			583

V. Inwestycje długoterminowe	**341 463**			**341 463**
1. Nieruchomości	-			-
2. Wartości niematerialne i prawne	-			-
3. Długoterminowe aktywa finansowe	341 463			341 463
a)w jednostkach zależnych i niebędących spółkami handlowymi jednostkach współzależnych niewycenianych metodą konsolidacji pełnej lub proporcjonalnej	2 983			2 983
- udziały lub akcje	2 983			2 983
- inne papiery wartościowe	-			-
- udzielone pożyczki	-			-
- inne długoterminowe aktywa finansowe	-			-
b)w jednostkach zależnych, współzależnych i stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	322 278			322 278
- udziały lub akcje	322 278			322 278
- inne papiery wartościowe	-			-
- udzielone pożyczki	-			-
- inne długoterminowe aktywa finansowe	-			-
c)w pozostałych jednostkach	16 202			16 202
- udziały lub akcje	16 202			16 202
- inne papiery wartościowe	-			-
- udzielone pożyczki	-			-
- inne długoterminowe aktywa finansowe	-			-
4. Inne inwestycje długoterminowe	-			-
VI. Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe	**535 341**			**535 341**
1. Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	524 681			524 681
2. Inne rozliczenia międzyokresowe	10 660			10 660
B. AKTYWA OBROTOWE	*4 051 444*			*4 051 444*
I. Zapasy	**575 884**			**575 884**
1. Materiały	547 173			547 173
2. Półprodukty i produkty w toku	19 797			19 797
3. Produkty gotowe	5 670			5 670
4. Towary	1 715			1 715
5. Zaliczki na dostawy	1 529			1 529
II. Należności krótkoterminowe	**1 976 117**			**1 976 117**
1. Należności od jednostek powiązanych	24 176			24 176
a) z tytułu dostaw i usług, o okresie spłaty:	6 488			6 488
- do 12 miesięcy	6 488			6 488
- powyżej 12 miesięcy	-			-
b) inne	17 688			17 688
2. Należności od pozostałych jednostek	1 951 941			1 951 941
a) z tytułu dostaw i usług, o okresie spłaty:	1 703 455			1 703 455
- do 12 miesięcy	1 696 258			1 696 258
- powyżej 12 miesięcy	7 197			7 197
b) z tytułu podatków, dotacji, ceł, ubezpieczeń społecznych i zdrowotnych oraz innych świadczeń	157 284			157 284
c) inne	90 910			90 910
d) dochodzone na drodze sądowej	292			292

III. Inwestycje krótkoterminowe	**1 486 816**			**1 486 816**
1. Krótkoterminowe aktywa finansowe	1 486 816			1 486 816
a)w jednostkach zależnych i niebędących spółkami handlowymi jednostkach współzależnych niewycenianych metodą konsolidacji pełnej lub proporcjonalnej	3 227			3 227
- udziały lub akcje	1 171			1 171
- inne papiery wartościowe	-			-
- udzielone pożyczki	2 056			2 056
- inne długoterminowe aktywa finansowe	-			-
b)w jednostkach zależnych, współzależnych i stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	73 492			73 492
- udziały lub akcje	-			-
- inne papiery wartościowe	-			-
- udzielone pożyczki	73 492			73 492
- inne krótkoterminowe aktywa finansowe	-			-
c)w pozostałych jednostkach	700 946			700 946
- udziały lub akcje	72 142			72 142
- inne papiery wartościowe	229 158			229 158
- udzielone pożyczki	-			-
- inne krótkoterminowe aktywa finansowe	399 646			399 646
d)środki pieniężne i inne aktywa pieniężne	709 151			709 151
- środki pieniężne w kasie i na rachunkach	180 933			180 933
- inne środki pieniężne	522 661			522 661
- inne aktywa pieniężne	5 557			5 557
2. Inne inwestycje krótkoterminowe	-			-
IV. Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe	**12 627**			**12 627**
AKTYWA RAZEM	**17 548 642**			**17 548 642**

PASYWA	Skonsolidowany bilans 31 grudnia 2003	Nr korekty	Kwota korekty	Skonsolidowany bilans dane porównywalne na 31 grudnia 2003
A. KAPITAŁ (FUNDUSZ) WŁASNY	*7 727 909*			*7 727 909*
I.Kapitał (fundusz) podstawowy	**5 000 000**			**5 000 000**
II.Należne wpłaty na kapitał podstawowy (wielkość ujemna)	**-**			**-**
III.Udziały (akcje) własne (wielkość ujemna)	**-**			**-**
IV.Kapitał (fundusz) zapasowy	**2 125 847**			**2 125 847**
V.Kapitał (fundusz) z aktualizacji wyceny	**1 086**			**1 086**
VI.Pozostałe kapitały (fundusze) rezerwowe	**10 318**			**10 318**
VII. Różnice kursowe z przeliczenia	**(1 517)**			**(1 517)**
VIII.Zysk (strata) z lat ubiegłych	**(18 772)**	1; 2a	72 092	**53 320**

IX.Zysk (strata) netto	**610 947**	1a,1b; 2b	-72 092	**538 855**
X. Odpisy z zysku netto w ciągu roku obrotowego (wielkość ujemna)	**-**			**-**
B. KAPITAŁ MNIEJSZOŚCI	*5 373*			*5 373*
C. UJEMNA WAROŚĆ FIRMY JEDNOSTEK PODPORZĄDKOWANYCH	-			-
I. Wartość firmy-jednostki zależne	**-**			**-**
II. Wartość firmy-jednostki współzależne	**-**			**-**
III. Wartość firmy-jednostki stowarzyszone	**-**			**-**
D. ZOBOWIĄZANIA I REZERWY NA ZOBOWIĄZANIA	*9 815 360*			*9 815 360*
I. Rezerwy na zobowiązania	**1 271 205**			**1 271 205**
1. Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	166 169			166 169
2. Rezerwa na świadczenia emerytalne i podobne	493 663			493 663
- długoterminowa	393 624			393 624
- krótkoterminowa	100 039			100 039
3. Pozostałe rezerwy	611 373			611 373
- długoterminowe	527 191			527 191
- krótkoterminowe	84 182			84 182
II. Zobowiązania długoterminowe	**4 847 421**			**4 847 421**
1. Wobec jednostek powiązanych	36			36
2. Wobec pozostałych jednostek	4 847 385			4 847 385
a)kredyty i pożyczki	1 602 247			1 602 247
b)z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	3 193 170			3 193 170
c)inne zobowiązania finansowe	47 809			47 809
d)inne	4 159			4 159
III. Zobowiązania krótkoterminowe	**2 444 868**			**2 444 868**
1. Wobec jednostek powiązanych	98 274			98 274
a)z tytułu dostaw i usług, o okresie wymagalności:	38 774			38 774
- do 12 miesięcy	38 774			38 774
- powyżej 12 miesięcy	-			-
b)inne	59 500			59 500
2. Wobec pozostałych jednostek	2 243 332			2 243 332
a)kredyty i pożyczki	761 726			761 726
b)z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	36 115			36 115
c)inne zobowiązania finansowe	102 982			102 982
d)z tytułu dostaw i usług, o okresie wymagalności:	685 769			685 769
- do 12 miesięcy	682 978			682 978
- powyżej 12 miesięcy	2 791			2 791
e)zaliczki otrzymane na dostawy	2 693			***2 693***
f) zobowiązania wekslowe	-			-
g)z tytułu podatków, ceł, ubezpieczeń i innych świadczeń	500 573			500 573
h)z tytułu wynagrodzeń	38 220			38 220
i)inne	115 254			115 254
3. Fundusze specjalne	103 262			103 262

IV. Rozliczenia międzyokresowe	**1 251 866**			**1 251 866**
1. Ujemna wartość firmy	-			-
2. Inne rozliczenia międzyokresowe	1 251 866			1 251 866
- długoterminowe	1 242 758			1 242 758
- krótkoterminowe	9 108			9 108
PASYWA RAZEM	**17 548 642**			**17 548 642**

KOREKTY DO PRZEKSZTAŁCENIA BILANSU ZA 2003 ROK

Nr korekty	Pozycja	2003
1	**Korekta niepodzielonego wyniku z tytułu przeszacowania aktywów wg kursu NBP na koniec 2002 roku (korekta z przekształcenia 2002 roku), w tym:**	**61 062**
1a	Różnice kursowe z tytułu przeszacowania aktywów i pasywów za poprzedni okres porównawczy 2002 rok wg kursu NBP (korekta z przekształcenia 2002 roku)	83 646
1b	Podatek odroczony od różnic kursowych z tytułu przeszacowania aktywów i pasywów za poprzedni okres porównawczy 2002 rok wg kursu NBP(korekta z przekształcenia 2002 roku)	-22 584
2	**Korekty dotyczące zmiany prezentacji rezerwy na likwidację odwiertów**	
2a	Wpływ na wynik niepodzielony wprowadzonej zmiany rezerwy na przyszłą likwidacje odwiertów	11 030
2b	Wpływ na wynik bieżący wprowadzonej zmiany rezerwy na przyszłą likwidacje odwiertów	-11 030

PRZEKSZTAŁCENIE RACHUNKU ZYSKÓW I STRAT ZA 2003 ROK

Wyszczególnienie	Skonsolidowany rachunek wyników za rok zkończony 31 grudnia 2003	Nr korekty	Kwota korekty	Skonsolidowany rachunek wyników, dane porównywalne za rok zkończony 31 grudnia 2003
A. Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi, w tym:	**10 774 682**			**10 774 682**
-od jednostek powiązanych	51 694			51 694
I. Przychody netto ze sprzedaży produktów	10 159 920			10 159 920
II. Zmiana stanu produktów	15 511			15 511
III. Koszt wytworzenia produktów na własne potrzeby jednostki	570 562			570 562
IV. Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	28 689			28 689
B. Koszty działalności operacyjnej	**9 368 105**			**9 368 105**
I. Amortyzacja	1 154 413			1 154 413
II. Zużycie materiałów i energii	4 986 079			4 986 079
III. Usługi obce	1 105 681			1 105 681
IV. Podatki i opłaty, w tym:	380 697			380 697
- podatek akcyzowy	-			0
V. Wynagrodzenia	1 191 483			1 191 483
VI. Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	373 551			373 551
VII. Pozostałe koszty rodzajowe	104 403			104 403
VIII. Wartość sprzedanych towarów i materiałów	71 798			71 798
C. Zysk/(strata)ze sprzedaży	***1 406 577***			***1 406 577***
D. Pozostałe przychody operacyjne	**336 872**			**370 133**
I. Zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	-			0
II. Dotacje	114			114
III. Inne przychody operacyjne	336 758	3a	33 261	370 019

E. Pozostałe koszty operacyjne	**180 363**			**180 363**
I. Strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	5 793			5 793
II. Aktualizacja wartości aktywów niefinansowych	41 168			41 168
III. Inne koszty operacyjne	133 402			133 402
F. Zysk (strata) na działalności operacyjnej	***1 563 086***			***1 596 347***
G. Przychody finansowe	**1 001 200**			**1 001 200**
I.Dywidendy i udziały w zyskach, w tym:	1 922			1 922
- od jednostek powiązanych	1 877			1 877
II.Odsetki, w tym:	209 872			209 872
- od jednostek powiązanych	56 859			56 859
III.Zysk ze zbycia inwestycji	2 191			2 191
IV.Aktualizacja wartości inwestycji	44 215			44 215
V.Inne	743 000			743 000
H. Koszty finansowe	**1 670 021**			**1 753 667**
I. Odsetki, w tym:	325 422			325 422
- dla jednostek powiązanych	2			2
II. Strata ze zbycia inwestycji	-			0
III. Aktualizacja wartości inwestycji	186 500			186 500
IV. Inne	1 158 099	1a; 1b	83 646	1 241 745
I. Zysk (strata) na sprzedaży całości lub części udziałów jednostek podporządkowanych	**1 020**			1 020
J. Zysk (strata) na działalności gospodarczej	***895 285***			***844 900***
K. Wyniki zdarzeń nadzwyczajnych	**(320)**			**-320**
I. Zyski nadzwyczajne	3 439			3 439
II. Straty nadzwyczajne	3 759			3 759
L. Odpis wartości firmy	**-**			**0**
I. Odpis wartość firmy-jednostki zależne	-			0
II. Odpis wartość firmy-jednostki współzależne	-			0
III. Odpis wartość firmy-jednostki stowarzyszone	-			0
M. Odpis ujemnej wartości firmy	**130**			**130**
I. Odpis ujemnej wartość firmy-jednostki zależne	-			0
II. Odpis ujemnej wartość firmy-jednostki współzależne	-			0
III. Odpis ujemnej wartość firmy-jednostki stowarzyszone	130			130
N. Zysk (strata) brutto	***895 095***			***844 710***
O. Podatek dochodowy	**280 329**			**280 329**
P. Podatek odroczony	**188 102**	2; 3b	21 707	**209 809**
Q. Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty)	**74 394**			**74 394**

R. Zysk (strata) z udziałów w jednostkach podporządkowanych wycenianych metodą praw własności	**258 748**			**258 748**
S. Zyski (straty) mniejszości	**71**			**71**
T. Zysk (strata) netto	**610 947**			**538 855**

KOREKTY DO PRZEKSZTAŁCENIA RACHUNKU ZYSKÓW I STRAT ZA 2003 ROK

Nr korekty	Pozycja	2003
1	**Korekty kosztów finansowych w rachunku zysków i strat z tytułu przeszacowania aktywów i pasywów wyrażonych w walutach za 2002 rok wg kursu NBP**	**83 646**
1a	Zwiększenie dodatnich różnic kursowych z przeszacowania aktywów i pasywów wyrazonych w walutach obcych na koniec 2002 roku wg kursu NBP	32 539
1b	Zmniejszenie ujemnych różnic kursowych z przeszacowania aktywów i pasywów wyrazonych w walutach obcych na koniec 2002 roku wg kursu NBP	51 107
	Korekty podatku odroczonego w rachunku zysków i strat z tytułu przeszacowania aktywów i pasywów wyrażonych w walutach za 2002 rok wg kursu NBP	**-22 584**
2	Zwiększenie podateku odroczonego od różnic kursowych z tytułu wyceny aktywów i pasywów wyrażonych w walutach obcych za 2002 rok wg kursu NBP	-22 584
3	**Korekty dotyczące zmiany prezentacji rezerwy na likwidację odwiertów**	
3a	Pozostałe przychody operacyjne dotyczące zmiany prezentacji rezerwy na likwidację odwiertów	33 261
3b	Podatek odroczony dotyczący zmiany prezentacji rezerwy na likwidację odwiertów	-44 291

Nota 62

ZMIANY STOSOWANYCH ZASAD (POLITYKI) RACHUNKOWOŚCI I SPOSOBU SPORZĄDZANIA SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO, DOKONANYCH W STOSUNKU DO POPRZEDNIEGO ROKU OBROTOWEGO ORAZ ICH WPŁYW NA SYTUACJE MAJĄTKOWA I FINANSOWĄ

W ostatnim okresie obrotowym nie dokonano zmian w stosowanych zasadach rachunkowości. Sprawozdania finansowe za lata 2001-2003 zostały doprowadzone do porównywalności do sprawozdania za rok 2004. Dokonane zmiany zasad oraz ich wpływ na sytuację finansową zostały przedstawione w Nocie 61.

Nota 63

DOKONANE KOREKTY BŁĘDÓW PODSTAWOWYCH ORAZ WPŁYW NA SYTUACJE FINANSOWĄ

W bieżącym okresie sprawozdawczym nie dokonano korekt błędów podstawowych. Sprawozdania skonsolidowane za lata 2001-2003 zostały doprowadzone do porównywalności do sprawozdania za 2004 rok.

Nota 64

Jednostki nieobjęte konsolidacją

Kierując się zapisami art. 4 ust. 4 ustawy o rachunkowości, konsolidacją nie objęto spółek zależnych oraz stowarzyszonych, których obroty oraz suma bilansowa były nieistotne.

Podstawowe informacje finansowe dotyczące spółek wyłączonych z konsolidacji według stanu na koniec 31.12.2004 roku*.

Lp.	A	B	C	D						E	F
	Nazwa (firma) jednostki ze wskazaniem formy prawnej	Siedziba	Przychody ze sprzedaży na dzień 31.12.2004r. **	Kapitał własny jednostki na dzień 31.12.2004r.**, w tym:						Aktywa jednostki razem na dzień 31.12.2004r.**	Inne informacje
				Ogółem	Kapitał zakładowy	Kapitał zapasowy	Pozostały kapitał własny, w tym:				
							Ogółem	Zysk (strata) z lat ubiegłych	Zysk (strata) netto		
	Spółki powiązane wykazywane w bilansie Emitenta										
1	ZRUG Pogórska Wola Sp. z o.o.	Pogórska Wola	43 324	6 593	4 300	233	2 061	-150	811	16 944	-
2	Górnictwo Naftowe Sp. z o. o.	Warszawa	0	51	50	0	1	1	0	51	-
3	BUD - GAZ Sp. z o.o.	Warszawa	7 668	95	3	26	66	0	15	2 065	-
4	PI GAZOTECH Sp. z o.o.	Warszawa	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
5	PP-UiH TURGAZ Sp. z o.o.	Krosno	3 175	886	176	88	622	0	82	1 042	-
6	Nysagaz Sp. z o.o.	Zgorzelec	94	2 542	1 271	94	-823	-302	-521	91	-
7	ZRUG Warszawa S.A.	Warszawa	b.d.	8 984	6 000	29	3 037	b.d.	b.d.	b.d.	w likwidacji
8	Sahara Petroleum Technology Llc (Sp. z o.o.)	Muskata (Oman)	b.d.	b.d.	150 RO	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	spółka z poza europejskiego obszaru gospodarczego przeznaczona do likwidacji
9	GAZTEC Sp. z o.o.	Warszawa	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	w likwidacji
10	Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	Warszawa	1 027	2 248	2 600	300	-652	-660	8	2 618	-
11	PFK "Gaskon" S.A.	Warszawa	3 992	13 934	13 061	204	669	85	317	38 730	-
12	Gazomontaż S.A.	Wołomin	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
13	ZRUG Poznań Sp. z o.o.	Poznań	25 865	8 729	3 782	4 351	597	0	342	19 882	-
14	ZWUG Intergaz Sp. z o.o.	Tarnowskie Góry	31 093	16 831	4 700	9 309	4 826	0	2 002	20 932	-
15	Dewon S.A.	Kijów (Ukraina)	b.d.	0	11 147 Hr	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	spółka z poza europejskiego obszaru gospodarczego
16	HS Szczakowa S.A.	Jaworzno	b.d.	16 335	16 335	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	w upadłości
17	ZRUG Toruń S.A.	Toruń	11 123	1 508	4 150	0	-2 642	-1 801	-842	7 683	-
18	Izostal S.A.	Zawadzkie	b.d.	5 200	5 200	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-

19	MED-FROZ S.A.	Wrocław	b.d.	152	152	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	w likwidacji
20	ZRUG Zabrze Sp. z o.o.	Zabrze	b.d.	2 750	2 750	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
21	WOC "TE-MA" Sp. z o.o.	Terespol	b.d.	262	262	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	w likwidacji
22	GAZSTAL S.A.	Zielona Góra	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
23	TENET - 7 Sp. z o.o. (dawniej GRESPOL Sp. z o. o)	Warszawa	2 717	1 152	50	292	810	0	810	1 294	-
	Spółki powiązane wykazywane w bilansach Jednostek Zależnych										
	PNiG Jasło Sp. z o.o.										
24	PPU "Pertomin " Wołomin	Wołomin	b.d.	200	200	457	0	b.d.	b.d.	b.d.	-
25	"Geotermia" Stargard szczecin	Stargard Szczecin	b.d.	4	4	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
	PNiG Piła Sp. z o.o.										
26	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. Piła	Piła	1 965	1 812	1 807	5	37	-44	81	2 053	-
	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.										
27	ZRUG Warszawa S.A.	Warszawa	b.d.	8 984	6 000	29	3 037	b.d.	b.d.	b.d.	-
	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.										
28	Gazobudowa Poznań Sp. z o.o.	Poznań	16 554	1 908	333	1 107	468	0	411	3 650	-
29	Gazobudowa Kraków Sp. z o.o.	Kraków	9 088	1 383	80	513	790	482	74	4 433	-
	BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.										
30	"Naftek" Sp. z o.o. w Krośnie	Krosno	4	-1	5	3	-9	0	-9	4	-
	PN Diament Sp. z o.o.										
31	GAZSTAL S.A. Zielona Góra	Zielona Góra	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
	PNiG Kraków Sp. z o.o.										
32	Oil Tech International F.Z.E. Ajman	Ajman	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
	Spółki powiązane wykazywane w bilansach Jednostek Stowarzyszonych										
	SGT EUROPOL GAZ S.A.										
33	PolGazTelekom S.A. Warszawa	Warszawa	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
	Gas Trading S.A.										
34	Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o. Dębica	Dębica	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
	PFK Gaskon S.A. Warszawa										
35	ALFA-CENTER Sp. z o.o. Warszawa	Warszawa	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
	BG GAZOMONTAŻ w Wołominie S.A.										

36	Mazowiecki Dom Inwestycyjny Sp. z o.o. Ząbki	Ząbki	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
	Izostal S.A. Zawadzkie										
37	EUROTUBE Slovakia (Bratysława)	Bratysława (Słowacja)	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
38	EUROTUBE Izostal & Partnerzy S.A. Katowice	Katowice	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-

*Brak danych dotyczących zatrudnienia.

** Dane zostały podane w tysiącach złotych

Podstawowe informacje finansowe dotyczące spółek wyłączonych z konsolidacji według stanu na koniec 31.12.2003 roku*.

Lp.	A	B	C	D						E	F
	Nazwa (firma) jednostki ze wskazaniem formy prawnej	Siedziba	Przychody ze sprzedaży na dzień 31.12.2003r. **	Kapitał własny jednostki na dzień 31.12.2003r.**, w tym:						Aktywa jednostki razem na dzień 31.12.2003r.**	Inne informacje
				Ogółem	Kapitał zakładowy	Kapitał zapasowy	Pozostały kapitał własny, w tym:				
							Ogółem	Zysk (strata) z lat ubiegłych	Zysk (strata) netto		
	Spółki powiązane wykazywane w bilansie Emitenta										
1	ZRUG Pogórska Wola Sp. z o.o.	Pogórska Wola	30 230	5 731	4 300	1 600	-169	-313	144	16 480	-
2	Górnictwo Naftowe Sp. z o. o.	Warszawa	b.d.	50	50	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
3	Geovita Sp. z o.o.	Warszawa	b.d.	50	50	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
4	BUD - GAZ Sp. z o.o.	Warszawa	4 709	80	3 235	40	51	0	-14	890	-
5	PP-UiH TURGAZ Sp. z o.o.	Krosno	2 858	804	176	88	105	0	105	935	-
6	Nysagaz Sp. z o.o.	Zgorzelec	0	1 907	2 000	94	-187	0	-187	1 817	-
7	ZRUG Warszawa S.A.	Warszawa	6 614	-1 621	6 000	29	-7 567	-4 274	-3 293	4 175	-
8	Sahara Petroleum Technology Llc (Sp. z o.o.)	Muskata (Oman)	b.d.	b.d.	150 RO	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	spółka z poza europejskiego obszaru gospodarczego
9	INVESTGAS S.A.	Warszawa	44 913	8 685	500	7 366	820	0	820	17	-
10	GAZTEC Sp. z o.o.	Warszawa	b.d.	2 000	2 000	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
11	Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	Warszawa	b.d.	1 900	1 900	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
12	PFK "Gaskon" S.A.	Warszawa	b.d.	13 061	13 061	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
13	Gazomontaż S.A.	Wołomin	55 130	1 945	1 499	0	446	0	446	30 822	-
14	ZRUG Poznań Sp. z o.o.	Poznań	20 102	9 067	3 780	3 521	1 766	0	1 766	15 323	-
15	ZWUG Intergaz Sp. z o.o.	Tarnowskie	27 408	16 831	4 700	10 319	1 810	0	-1 013	18 876	spółka z poza

		Góry									europejskiego obszaru gospodarczego
16	Dewon S.A.	Kijów (Ukraina)	1 952UAH (1 369 PLN)	-902 UAH (-633 PLN)	3 716 UAH (2 606 PLN)	0,00	4 619 UAH (-3 239 PLN)	-4 680 UAH (-3 282 PLN)	-8 476UAH (-5 944 PLN)	28 526 UAH (20 005 PLN)	-
17	HS Szczakowa S.A.	Jaworzno	46 182	-1 668	16 335	0	-18 003	0	-18 003	56 828	-
18	ZRUG Toruń S.A.	Toruń	12 940	2 320	4 150	0	-1 830	-1 908	78	8 563	-
19	Izostal S.A.	Zawadzkie	60 178	5 203	5 200	0	3	0	3	21 870	-
20	MED-FROZ S.A.	Wrocław	b.d.	152	152	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
21	ZRUG Zabrze Sp. z o.o.	Zabrze	12 997	2 751	2 750	0	1	0	1	6 344	-
22	WOC "TE-MA" Sp. z o.o.	Terespol	b.d.	262	262	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
23	GAZSTAL S.A.	Zielona Góra	38 080	6 004	500	4 390	1 114	0	1 114	9 121	-
	Grespol - 7 Sp. z o.o.	Warszawa	b.d.	4	4	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
	Spółki powiązane wykazywane w bilansach Jednostek Zależnych										
24	**Geofizyka Toruń Sp. z o.o.**										
25	Geofizyka Toruń Germany GmbH Schwarmstedt	Schwarmstedt (Niemcy)	265	45	88	0,00	-43	0	-43	3 145	-
	PNiG Jasło Sp. z o.o.										
26	PPU "Pertomin " Wołomin	Wołomin	b.d.	200	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
	"Geotermia" Stargard szczecin	Stargard Szczecin	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
27	**PNiG Piła Sp. z o.o.**										
	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. Piła	Piła	1 768	1 812	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	44 363,15	2 062	-
28	**Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.**										
29	ZRUG Warszawa S.A.	Warszawa	6 614	-1 621	6 000	29	-7 567	-4 274	-3 293	4 175	-
	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.										
30	Gazobudowa Poznań Sp. z o.o.	Poznań	16 448	1 682	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	424	4 165	-
	Gazobudowa Kraków Sp. z o.o.	Kraków	7 982	1 381	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	232	3 831	-
31	**BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o.**										
	"Naftek" Sp. z o.o. w Krośnie	Krosno	47	14	5	b.d.	9	b.d.	9	13	-

32	**PN Diament Sp. z o.o.**										
	GAZSTAL S.A. Zielona Góra	Zielona Góra	38 080	6 004	500	4 390	1 114	0,00	1 114	9 121	-
	Spółki powiązane wykazywane w bilansach Jednostek Stowarzyszonych										
33	**SGT EUROPOL GAZ S.A.**										
	PolGazTelekom S.A. Warszawa	Warszawa	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
34	**Gas Trading S.A.**										
	Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o. Dębica	Dębica	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
35	**PFK Gaskon S.A. Warszawa**										
	ALFA-CENTER Sp. z o.o. Warszawa	Warszawa	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
36	**BG GAZOMONTAŻ w Wołominie S.A.**										
	Mazowiecki Dom Inwestycyjny Sp. z o.o. Ząbki	Ząbki	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
37	**Izostal S.A. Zawadzkie**										
38	EUROTUBE Slovakia (Bratysława)	Bratysława (Słowacja)	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
39	EUROTUBE Izostal & Partnerzy S.A. Katowice	Katowice	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-

*Brak danych dotyczących zatrudnienia.

** Dane zostały podane w tysiącach złotych

Nota 65

W PRZYPADKU WYSTĘPOWANIA NIEPEWNOŚCI CO DO MOŻLIWOŚCI KONTYNUOWANIA DZIAŁALNOŚCI, OPIS TYCH NIEPEWNOŚCI ORAZ WSKAZANIE CZY SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZAWIERA KOREKTY Z TYM ZWIĄZANE

Sprawozdania skonsolidowane za lata 2001-2004 zostały sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej. Nie istnieją również okoliczności wskazujące na zagrożenia kontynuacji działalności działalności dającej się przewidzieć przyszłości.

Nota 66

INFORMACJE DOTYCZĄCE POŁĄCZENIA SPÓŁEK

W bieżącym okresie sprawozdawczym nie wystapiło połączenie spółek. Skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie zawiera danych spółek połączonych.

ROZDZIAŁ IX
INFORMACJE DODATKOWE

1. SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNIG ZA I KWARTAŁ 2005 ROKU.
2. RAPORT DEGOLYER AND MACNAUGHTON.
3. UCHWAŁA NR 4 NADZWYCZAJNEGO WALNEGO ZGROMADZENIA SPÓŁKI POD FIRMĄ: POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO SPÓŁKA AKCYJNA Z SIEDZIBĄ W WARSZAWIE W SPRAWIE UPOWAŻNIENIA ZARZĄDU DO NABYCIA PRAW DO AKCJI WŁASNYCH ALBO AKCJI WŁASNYCH.
4. SPRAWOZDANIA SPORZĄDZONE WEDŁUG MIĘDZYNARODOWYCH STANDARDÓW SPRAWOZDAWCZOŚCI FINANSOWEJ

1. SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNIG ZA I KWARTAŁ 2005 ROKU.

1. Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej

PGNiG za pierwszy kwartał 2005 roku

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do EUR ustalone przez NBP

	31.03.2005
Kurs na koniec okresu	4,0837
Średni kurs w okresie	4,0153
Najwyższy kurs w okresie	4,1659
Najniższy kurs w okresie	3,8839

Podstawowe pozycje skonsolidowanych sprawozdań finansowych przeliczonych na EUR

WYBRANE DANE FINANSOWE	**okres od 01-01-2005 do 31-03-2005**	
	w tyś PLN	**w tyś EUR**
I. Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów	3 784 454	942 508
II. Zysk (strata) z działalności operacyjnej	1 079 626	268 878
III. Zysk (strata) brutto	818 948	203 957
IV. Zysk (strata) netto	594 708	148 110
V. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 573 518	391 881
VI. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-602 921	-150 156
VII. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	-346 475	-86 289
VIII. Przepływy pieniężne netto, razem	624 122	155 436
IX. Aktywa razem	18 221 601	4 462 032
X. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	8 821 253	2 160 113
XI. Zobowiązania długoterminowe	268 548	65 761
XII. Zobowiązania krótkoterminowe	5 751 481	1 408 399
XIII. Kapitał własny	9 394 743	2 300 547
XIV. Kapitał zakładowy	5 000 000	1 224 380
XV. Liczba akcji	5 000 000 000	5 000 000 000
XVI. Zysk (strata) na jedną akcję zwykłą (w zł / EUR)	0,12	0,03
XVII. Rozwodniony zysk (strata) na jedną akcję zwykłą (w zł / EUR)	0,12	0,03
XVIII. Wartość księgowa na jedną akcję (w zł / EUR)	1,88	0,46
XIX. Rozwodniona wartość księgowa na jedną akcję (w zł / EUR)	1,88	0,46
XX. Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (w zł / EUR)*	0,10	0,02

*Zadeklarowana dywidenda do wpłaty do Skarbu Państwa za rok 2004.

1.1. Skonsolidowany bilans

BILANS	stan na 31-03-2005
A k t y w a	
I. Aktywa trwałe	**13 176 860**
1. Wartości niematerialne i prawne, w tym:	39 520
- wartość firmy	0
2. Wartość firmy jednostek podporządkowanych	0
3. Rzeczowe aktywa trwałe	12 192 957
4. Należności długoterminowe	1 333
4.1. Od jednostek powiązanych	0
4.2. Od pozostałych jednostek	1 333
5. Inwestycje długoterminowe	481 677
5.1. Nieruchomości	0
5.2. Wartości niematerialne i prawne	0
5.3. Długoterminowe aktywa finansowe	481 657
a) w jednostkach powiązanych, w tym:	467 789
- udziały lub akcje w jednostkach podporządkowanych wyceniane metodą praw własności	462 544
- udziały lub akcje w jednostkach zależnych i współzależnych nie objętych konsolidacją	5 245
b) w pozostałych jednostkach	13 868
5.4. Inne inwestycje długoterminowe	20
6. Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe	461 373
6.1. Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	445 412
6.2. Inne rozliczenia międzyokresowe	15 961
II. Aktywa obrotowe	**5 044 741**
1. Zapasy	334 563
2. Należności krótkoterminowe	2 166 769
2.1. Od jednostek powiązanych	32 289
2.2. Od pozostałych jednostek	2 134 480
3. Inwestycje krótkoterminowe	2 379 448
3.1. Krótkoterminowe aktywa finansowe	2 379 448
a) w jednostkach powiązanych	1 171
b) w pozostałych jednostkach	844 647
c) środki pieniężne i inne aktywa pieniężne	1 533 630
3.2. Inne inwestycje krótkoterminowe	0
4. Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe	163 961
A k t y w a r a z e m	**18 221 601**

P a s y w a	**stan na 31-03-2005**
I. Kapitał własny	**9 394 743**
1. Kapitał zakładowy	5 000 000
2. Należne wpłaty na kapitał zakładowy (wielkość ujemna)	0
3. Akcje (udziały) własne (wielkość ujemna)	0
4. Kapitał zapasowy	2 381 761
5. Kapitał z aktualizacji wyceny	1 086
6. Pozostałe kapitały rezerwowe	10 318
7. Różnice kursowe z przeliczenia jednostek podporządkowanych	-9 827
a) dodatnie różnice kursowe	0
b) ujemne różnice kursowe	-9 827
8. Zysk (strata) z lat ubiegłych	1 416 697
9. Zysk (strata) netto	594 708
10. Odpisy z zysku netto w ciągu roku obrotowego (wielkość ujemna)	0
II. Kapitały mniejszości	**5 605**
III. Ujemna wartość firmy jednostek podporządkowanych	**0**
IV. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	**8 821 253**
1. Rezerwy na zobowiązania	1 380 293
1.1. Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	212 480
1.2. Rezerwa na świadczenia emerytalne i podobne	439 705
a) długoterminowa	354 570
b) krótkoterminowa	85 135
1.3. Pozostałe rezerwy	728 108
a) długoterminowe	586 340
b) krótkoterminowe	141 768
2. Zobowiązania długoterminowe	268 548
2.1. Wobec jednostek powiązanych	59
2.2. Wobec pozostałych jednostek	268 489
3. Zobowiązania krótkoterminowe	5 751 481
3.1. Wobec jednostek powiązanych	85 401
3.2. Wobec pozostałych jednostek	5 534 024
3.3. Fundusze specjalne	132 056
4. Rozliczenia międzyokresowe	1 420 931
4.1. Ujemna wartość firmy	0
4.2. Inne rozliczenia międzyokresowe	1 420 931
a) długoterminowe	1 224 768
b) krótkoterminowe	196 163
P a s y w a r a z e m	**18 221 601**

Wartość księgowa	9 394 743
Liczba akcji	5 000 000 000
Wartość księgowa na jedną akcję (w zł)	**1,88**
Rozwodniona liczba akcji	5 000 000 000
Rozwodniona wartość księgowa na jedną akcję (w zł)	**1,88**

POZYCJE POZABILANSOWE	stan na 31-03-2005
1. Należności warunkowe	**64 533**
1.1. Od jednostek powiązanych (z tytułu)	8 458
- otrzymanych gwarancji i poręczeń	0
- otrzymanych weksli	8 458
1.2. Od pozostałych jednostek (z tytułu)	52 509
- otrzymanych gwarancji i poręczeń	27 981
- otrzymanych weksli	24 528
- pozostałe	3 566
2. Zobowiązania warunkowe	**8 834 552**
2.1. Na rzecz jednostek powiązanych (z tytułu)	77 684
- udzielone gwarancje i poręczenia	2 103
- wystawione weksle	15 201
- podpisane umowy, kontrakty inwestycyjne	60 380
2.2. Na rzecz pozostałych jednostek (z tytułu)	0
- udzielone gwarancje i poręczenia	8 743 524
- wystawione weksle	8 369 193
- podpisane umowy, kontrakty inwestycyjne	296 180
- zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego	77 758
- pozostałe	393
3. Inne (z tytułu)	13 344
- środki trwałe wykazywane pozabilansowo	**54 984**
- środki trwałe postawione w stan likwidacji	54 984
Pozycje pozabilansowe, razem	**8 954 069**

1.2. Skonsolidowany rachunek zysków i strat – wariant kalkulacyjny

RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT	okres od 01-01-2005 do 31-03-2005
I. Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów, w tym:	**3 784 454**
- od jednostek powiązanych	12 128
1. Przychody netto ze sprzedaży produktów	3 780 652
2. Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	3 802
II. Koszty sprzedanych produktów, towarów i materiałów, w tym:	**2 482 061**
- do jednostek powiązanych	57 556
1. Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	2 468 802
2. Wartość sprzedanych towarów i materiałów	13 259
III. Zysk (strata) brutto ze sprzedaży (I-II)	**1 302 393**
IV. Koszty sprzedaży	87 756
V. Koszty ogólnego zarządu	161 414
VI. Zysk (strata) na sprzedaży (III-IV-V)	**1 053 223**
VII. Pozostałe przychody operacyjne	**75 097**
1. Zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	0
2. Dotacje	0
3. Inne przychody operacyjne	75 097
VIII. Pozostałe koszty operacyjne	**48 694**
1. Strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	7 616
2. Aktualizacja wartości aktywów niefinansowych	0
3. Inne koszty operacyjne	41 078
IX. Zysk (strata) z działalności operacyjnej (VI+VII-VIII)	**1 079 626**
X. Przychody finansowe	180 690
1. Dywidendy i udziały w zyskach, w tym:	0
- od jednostek powiązanych	0
2. Odsetki, w tym:	47 683
- od jednostek powiązanych	5 731
3. Zysk ze zbycia inwestycji	1 228
4. Aktualizacja wartości inwestycji	16 358
5. Inne	115 421
XI. Koszty finansowe	441 564
1. Odsetki, w tym:	67 254
- dla jednostek powiązanych	19
2. Strata ze zbycia inwestycji	0
3. Aktualizacja wartości inwestycji	110 825
4. Inne	263 485
XII. Zysk (strata) na sprzedaży całości lub części udziałów jednostek podporządkowanych	0
XIII. Zysk (strata) z działalności gospodarczej (IX+X-XI)	**818 752**
XIV. Wynik zdarzeń nadzwyczajnych (XIII.1. - XIII.2.)	196
1. Zyski nadzwyczajne	246
2. Straty nadzwyczajne	50
XV. Odpis wartości firmy jednostek podporządkowanych	0
XVI. Odpis ujemnej wartości firmy jednostek podporządkowanych	0
XVII. Zysk (strata) brutto (XII+/-XIII)	**818 948**
XVIII. Podatek dochodowy	253 843
a) część bieżąca	234 152

b) część odroczona	19 691
XIX. Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty)	52 107
XX. Udział w zyskach (stratach) netto jednostek podporządkowanych wycenianych metodą praw własności	81 922
XXI. Zyski (straty) mniejszości	212
XXII. Zysk (strata) netto (XIV-XV-XVI+/-XVII)	**594 708**

Zysk (strata) netto	594 708
Średnia ważona liczba akcji zwykłych	5 000 000 000
Zysk (strata) na jedną akcję zwykłą (w zł)	**0,12**
Średnia ważona rozwodniona liczba akcji zwykłych	5 000 000 000
Rozwodniony zysk (strata) na jedną akcję zwykłą (w zł)	**0,12**

1.3. Zestawienie zmian w skonsolidowanym kapitale własnym

ZESTAWIENIE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM	okres od 01-01-2005 do 31-12-2005
I. Kapitał własny na początek okresu (BO)	**8 797 869**
a) zmiany przyjętych zasad (polityki) rachunkowości	0
b) korekty błędów podstawowych	0
I.a. Kapitał własny na początek okresu (BO), po uzgodnieniu do danych porównywalnych	**8 797 869**
1. Kapitał zakładowy na początek okresu	**5 000 000**
1.1. Zmiany kapitału zakładowego	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0
- emisji akcji (wydania udziałów)	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0
- umorzenia akcji (udziałów)	0
1.2. Kapitał zakładowy na koniec okresu	**5 000 000**
2. Należne wpłaty na kapitał zakładowy na początek okresu	0
2.1. Zmiany należnych wpłat na kapitał zakładowy	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0
2.2. Należne wpłaty na kapitał zakładowy na koniec okresu	0
3. Akcje (udziały) własne na początek okresu	0
3.1. Zmiany akcji (udziałów) własnych	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0
3.2. Akcje (udziały) własne na koniec okresu	0
4. Kapitał zapasowy na początek okresu	**2 381 761**
4.1. Zmiany kapitału zapasowego	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0
- emisji akcji powyżej wartości nominalnej	0
- z podziału zysku (ustawowo)	0
- z podziału zysku (ponad wymaganą ustawowo minimalną wartość)	0
b) zmniejszenie (z tytułu)	0
- pokrycia straty	0
4.2. Kapitał zapasowy na koniec okresu	**2 381 761**
5. Kapitał z aktualizacji wyceny na początek okresu	**1 086**
5.1. Zmiany kapitału z aktualizacji wyceny	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0
- zbycia środków trwałych	0
5.2. Kapitał z aktualizacji wyceny na koniec okresu	**1 086**
6. Pozostałe kapitały rezerwowe na początek okresu	**10 318**
6.1. Zmiany pozostałych kapitałów rezerwowych	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0
- podział wyniku	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0
- wypłacone odprawy kryzysowe	0
6.2. Pozostałe kapitały rezerwowe na koniec okresu	**10 318**
7. Różnice kursowe z przeliczenia jednostek podporządkowanych	-11 993

7. 1. Zmiany różnic kursowych z przeliczenia	2 166
a) zwiększenie	0
- zwiększenia różnic kursowych z przeliczenia jednostek zagranicznych	0
b) zmniejszenie	2 166
- zmniejszenia różnic kursowych z przeliczenia jednostek zagranicznych	2 166
7. 2. Różnice kursowe z przeliczenia na koniec okresu	-9 827
8. Zysk (strata) z lat ubiegłych na początek okresu	**1 416 697**
8.1. Zysk z lat ubiegłych na początek okresu	**1 416 697**
a) zmiany przyjętych zasad (polityki) rachunkowości	0
b) korekty błędów podstawowych	0
8.2. Zysk z lat ubiegłych, na początek okresu, po uzgodnieniu do danych porównywalnych	**1 416 697**
a) zwiększenia (z tytułu)	0
- podziału zysku z lat ubiegłych	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0
- przeniesienie na kapitał zapasowy	0
- przeniesienie na kapitał rezerwowy	0
- pokrycie straty z lat ubiegłych	0
- zasilenie funduszy specjalnych	0
- wypłata dywidendy właścicielowi	0
- otrzymana dywidenda od spółki stowarzyszonej konsolidowanej metodą praw własności	0
- wypłata dywidendy akcjonariuszom mniejszościowym	0
- korekta podatku dochodowego	0
- pozostałe pozycje	0
8.3. Zysk z lat ubiegłych na koniec okresu	**1 416 697**
8.4. Strata z lat ubiegłych na początek okresu	**0**
a) zmiany przyjętych zasad (polityki) rachunkowości	0
b) korekty błędów podstawowych	0
8.5. Strata z lat ubiegłych na początek okresu, po uzgodnieniu do danych porównywalnych	**0**
a) zwiększenia (z tytułu)	0
- przeniesienia straty z lat ubiegłych do pokrycia	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0
- pokrycie straty z kapitału zapasowego	0
8.6. Strata z lat ubiegłych na koniec okresu	**0**
8.7. Zysk (strata) z lat ubiegłych na koniec okresu	**1 416 697**
9. Wynik netto	**594 708**
a) zysk netto	594 708
b) strata netto	0
c) odpisy z zysku	0
II. Kapitał własny na koniec okresu (BZ)	**9 394 743**
III. Kapitał własny, po uwzględnieniu proponowanego podziału zysku (pokrycia straty)	**9 394 743**

1.4. Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych (metoda pośrednia)

RACHUNEK PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	okres od 01-01-2005 do 31-03-2005
A. Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej - metoda pośrednia	
I. Zysk (strata) netto	**594 708**
II. Korekty razem	**978 810**
1. Zysk (strata) udziałowców mniejszościowych	212
2. Zysk (strata) z udziałów (akcji) w jednostkach stowarzyszonych i będących spółkami handlowymi jednostkach współzależnych	-81 922
3. Amortyzacja	300 612
4. (Zyski) straty z tytułu różnic kursowych	13 423
5. Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)	112 927
6. (Zysk) strata z tytułu działalności inwestycyjnej	97 938
7. Zmiana stanu rezerw	765
8. Zmiana stanu zapasów	325 615
9. Zmiana stanu należności	-215 049
10. Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	462 448
11. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	61 626
12. Inne korekty	-99 785
III. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	**1 573 518**
B. Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej	
I. Wpływy	**364 786**
1. Zbycie wartości niematerialnych i prawnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	2 048
2. Zbycie inwestycji w nieruchomości oraz wartości niematerialne i prawne	0
3. Z aktywów finansowych, w tym:	362 636
a) w jednostkach powiązanych	13 160
- zbycie aktywów finansowych	0
- dywidendy i udziały w zyskach	0
- spłata udzielonych pożyczek długoterminowych	13 160
- odsetki	0
- inne wpływy z aktywów finansowych	0
b) w pozostałych jednostkach	349 476
- zbycie aktywów finansowych	345 711
- dywidendy i udziały w zyskach	0
- spłata udzielonych pożyczek długoterminowych	0
- odsetki	64
- inne wpływy z aktywów finansowych	3 701
4. Inne wpływy inwestycyjne	102
II. Wydatki	**967 707**
1. Nabycie wartości niematerialnych i prawnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	318 796
2. Inwestycje w nieruchomości oraz wartości niematerialne i prawne	0
3. Na aktywa finansowe, w tym:	642 625
a) w jednostkach powiązanych	0
- nabycie aktywów finansowych	0
- udzielone pożyczki długoterminowe	0
b) w pozostałych jednostkach	642 625
- nabycie aktywów finansowych	642 625
- udzielone pożyczki długoterminowe	0

4. Dywidendy i inne udziały w zyskach wypłacone mniejszości	0
5. Inne wydatki inwestycyjne	6 286
III. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	**-602 921**
C. Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej	
I. Wpływy	**29 488**
1. Wpływy netto z emisji akcji (wydania udziałów) i innych instrumentów kapitałowych oraz dopłat do kapitału	0
2. Kredyty i pożyczki	8 325
3. Emisja dłużnych papierów wartościowych	0
4. Inne wpływy finansowe	21 163
II. Wydatki	**375 963**
1. Nabycie akcji (udziałów) własnych	0
2. Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli	61 622
3. Inne, niż wpłaty na rzecz właścicieli, wydatki z tytułu podziału zysku	54
4. Spłaty kredytów i pożyczek	237 224
5. Wykup dłużnych papierów wartościowych	0
6. Z tytułu innych zobowiązań finansowych	0
7. Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego	4 975
8. Odsetki	14 514
9. Inne wydatki finansowe	57 574
III. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej (I-II)	**-346 475**
D. Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	**624 422**
E. Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:	**627 032**
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	2 910
F. Środki pieniężne na początek okresu	**911 407**
G. Środki pieniężne na koniec okresu (F+/- D), w tym:	**1 535 529**
- o ograniczonej możliwości dysponowania	43 313

2. Sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. za pierwszy kwartał 2005 roku

2.1. Bilans

BILANS	stan na 31-03-2005
A k t y w a	
I. Aktywa trwałe	**11 734 478**
1. Wartości niematerialne i prawne, w tym:	17 513
-wartość firmy	0
2. Rzeczowe aktywa trwałe	6 336 679
3. Należności długoterminowe	95
3.1. Od jednostek powiązanych	0
3.2. Od pozostałych jednostek	95
4. Inwestycje długoterminowe	5 002 792
4.1. Nieruchomości	0
4.2. Wartości niematerialne i prawne	0
4.3. Długoterminowe aktywa finansowe	5 002 786
a) w jednostkach powiązanych, w tym:	5 000 639
- udziały lub akcje w jednostkach podporządkowanych wyceniane metodą praw własności	0
b) w pozostałych jednostkach	2 147
4.4. Inne inwestycje długoterminowe	6
5. Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe	377 399
5.1. Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	376 150
5.2. Inne rozliczenia międzyokresowe	1 249
II. Aktywa obrotowe	**3 269 905**
1. Zapasy	219 452
2. Należności krótkoterminowe	1 128 512
2.1. Od jednostek powiązanych	478 962
2.2. Od pozostałych jednostek	649 550
3. Inwestycje krótkoterminowe	1 895 882
3.1. Krótkoterminowe aktywa finansowe	1 895 882
a) w jednostkach powiązanych	29 287
b) w pozostałych jednostkach	823 347
c) środki pieniężne i inne aktywa pieniężne	1 043 248
3.2. Inne inwestycje krótkoterminowe	0
4. Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe	26 059
A k t y w a r a z e m	**15 004 383**

P a s y w a	**stan na 31-03-2005**
I. Kapitał własny	**8 406 788**
1. Kapitał zakładowy	5 000 000
2. Należne wpłaty na kapitał zakładowy (wielkość ujemna)	0
3. Akcje (udziały) własne (wielkość ujemna)	0
4. Kapitał zapasowy	2 373 761
5. Kapitał z aktualizacji wyceny	1 630
6. Pozostałe kapitały rezerwowe	0
7. Zysk (strata) z lat ubiegłych	746 713
8. Zysk (strata) netto	284 684
9. Odpisy z zysku netto w ciągu roku obrotowego (wielkość ujemna)	0
II. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	**6 597 595**
1. Rezerwy na zobowiązania	1 019 298
1.1. Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	142 709
1.2. Rezerwa na świadczenia emerytalne i podobne	206 255
a) długoterminowa	167 820
b) krótkoterminowa	38 435
1.3. Pozostałe rezerwy	670 334
a) długoterminowe	568 191
b) krótkoterminowe	102 143
2. Zobowiązania długoterminowe	246 354
2.1. Wobec jednostek powiązanych	0
2.2. Wobec pozostałych jednostek	246 354
3. Zobowiązania krótkoterminowe	5 116 445
3.1. Wobec jednostek powiązanych	2 963 782
3.2. Wobec pozostałych jednostek	2 097 938
3.3. Fundusze specjalne	54 725
4. Rozliczenia międzyokresowe	215 498
4.1. Ujemna wartośc firmy	0
4.2. Inne rozliczenia międzyokresowe	215 498
a) długoterminowe	34 203
b) krótkoterminowe	181 295
P a s y w a r a z e m	**15 004 383**

Wartość księgowa	8 406 788
Liczba akcji	5 000 000 000
Wartość księgowa na jedną akcję (w zł)	**1,68**
Rozwodniona liczba akcji	5 000 000 000
Rozwodniona wartość księgowa na jedną akcję (w zł)	**1,68**

POZYCJE POZABILANSOWE	stan na 31-03-2005
1. Należności warunkowe	**6 634 466**
1.1. Od jednostek powiązanych (z tytułu)	6 598 620
- otrzymanych gwarancji i poręczeń	0
- otrzymanych weksli	6 598 620
1.2. Od pozostałych jednostek (z tytułu)	35 846
- otrzymanych gwarancji i poręczeń	26 287
- otrzymanych weksli	9 559
1.3. Inne należności warunkowe (z tytułu)	0
2. Zobowiązania warunkowe	**6 397 827**
2.1.Na rzecz jednostek powiązanych (z tytułu)	98 929
- udzielone gwarancje i poręczenia	0
- wystawione weksle	0
- podpisane umowy, kontrakty inwestycyjne	98 929
- zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego	0
2.2. Na rzecz pozostałych jednostek (z tytułu)	6 298 898
- udzielone gwarancje i poręczenia	5 991 812
- wystawione weksle	259 843
- podpisane umowy, kontrakty inwestycyjne	46 949
- zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego	294
2.3. Inne zobowiązania warunkowe (z tytułu)	0
3. Inne	**28 004**
- środki trwałe wykazywane pozabilansowo	28 004
Razem pozycje pozabilansowe	**13 060 297**

2.2. Rachunek zysków i strat – wariant kalkulacyjny

RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT	okres od 01-01-2005 do 31-03-2005
I. Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów, w tym:	**2 945 059**
- od jednostek powiązanych	1 866 387
1. Przychody netto ze sprzedaży produktów	2 944 010
2. Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	1 049
II. Koszty sprzedanych produktów, towarów i materiałów, w tym:	**2 117 844**
- do jednostek powiązanych	97 647
1. Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	2 110 604
2. Wartość sprzedanych towarów i materiałów	7 240
III. Zysk (strata) brutto ze sprzedaży (I-II)	**827 215**
IV. Koszty sprzedaży	6 520
V. Koszty ogólnego zarządu	58 801
VI. Zysk (strata) na sprzedaży (III-IV-V)	**761 894**
VII. Pozostałe przychody operacyjne	**50 199**
1. Zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	0
2. Dotacje	0
3. Inne przychody operacyjne	50 199
VIII. Pozostałe koszty operacyjne	**11 566**
1. Strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	7 428
2. Aktualizacja wartości aktywów niefinansowych	0
3. Inne koszty operacyjne	4 138
IX. Zysk (strata) z działalności operacyjnej (VI+VII-VIII)	**800 527**
X. Przychody finansowe	178 254
1. Dywidendy i udziały w zyskach, w tym:	0
- od jednostek powiązanych	0
2. Odsetki, w tym:	37 020
- od jednostek powiązanych	7 425
3. Zysk ze zbycia inwestycji	777
4. Aktualizacja wartości inwestycji	16 359
5. Inne	124 098
XI. Koszty finansowe	437 083
1. Odsetki, w tym:	65 522
- dla jednostek powiązanych	46 340
2. Strata ze zbycia inwestycji	0
3. Aktualizacja wartości inwestycji	104 657
4. Inne	266 904
XII. Zysk (strata) z działalności gospodarczej (IX+X-XI)	**541 698**
XIII. Wynik zdarzeń nadzwyczajnych (XIII.1. - XIII.2.)	-2
1. Zyski nadzwyczajne	0
2. Straty nadzwyczajne	2
XIV. Zysk (strata) brutto (XII+/-XIII)	**541 696**
XV. Podatek dochodowy	204 915
a) część bieżąca	194 384
b) część odroczona	10 531
XVI. Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty)	52 097

XVII. Udział w zyskach (stratach) netto jednostek podporządkowanych wycenianych metodą praw własności	0
XVIII. Zysk (strata) netto (XIV-XV-XVI+/-XVII)	**284 684**

Zysk (strata) netto	284 684
Średnia ważona liczba akcji zwykłych	5 000 000 000
Zysk (strata) na jedną akcję zwykłą (w zł)	**0,06**
Średnia ważona rozwodniona liczba akcji zwykłych	5 000 000 000
Rozwodniony zysk (strata) na jedną akcję zwykłą (w zł)	**0,06**

2.3. Zestawienie zmian w kapitale własnym

ZESTAWIENIE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM	okres od 01-01-2005 do 31-03-2005
I. Kapitał własny na początek okresu (BO)	**8 122 230**
a) zmiany przyjętych zasad (polityki) rachunkowości	0
b) korekty błędów podstawowych	0
I.a. Kapitał własny na początek okresu (BO), po uzgodnieniu do danych porównywalnych	**8 122 230**
1. Kapitał zakładowy na początek okresu	**5 000 000**
1.1. Zmiany kapitału zakładowego	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0
1.2. Kapitał zakładowy na koniec okresu	**5 000 000**
2. Należne wpłaty na kapitał zakładowy na początek okresu	**0**
2.1. Zmiany należnych wpłat na kapitał zakładowy	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0
2.2. Należne wpłaty na kapitał zakładowy na koniec okresu	**0**
3. Akcje (udziały) własne na początek okresu	**0**
3.1. Zmiany akcji (udziałów) własnych	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0
3.2. Akcje (udziały) własne na koniec okresu	**0**
4. Kapitał zapasowy na początek okresu	**2 373 761**
4.1. Zmiany kapitału zapasowego	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0
- podział zysku z lat poprzednich	0
- podział zysku	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0
- pokrycia straty	0
4.2. Kapitał zapasowy na koniec okresu	**2 373 761**
5. Kapitał z aktualizacji wyceny na początek okresu	**1 756**
5.1. Zmiany kapitału z aktualizacji wyceny	-126

a) zwiększenia (z tytułu)	0
- różnice kursowe z przeliczenia oddziału zagranicznego	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	-126
- różnice kursowe z przeliczenia oddziału zagranicznego	-126
5.2. Kapitał z aktualizacji wyceny na koniec okresu	**1 630**
6. Pozostałe kapitały rezerwowe na początek okresu	**0**
6.1. Zmiany pozostałych kapitałów rezerwowych	0
a) zwiększenia (z tytułu)	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0
6.2. Pozostałe kapitały rezerwowe na koniec okresu	**0**
7. Zysk (strata) z lat ubiegłych na początek okresu	**746 713**
7.1. Zysk z lat ubiegłych na początek okresu	**746 713**
a) zmiany przyjętych zasad (polityki) rachunkowości	0
b) korekty błędówpodstawowych	0
7.2. Zysk z lat ubiegłych, na początek okresu, po uzgodnieniu do danych porównywalnych	**746 713**
a) zwiększenia (z tytułu)	0
- podziału zysku z lat ubiegłych	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0
- przeniesienie na kapitał zapasowy	0
- odpis na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych	0
- odpis na Fundusz Nagród	0
- dywidenda dla właściciela	0
7.3. Zysk z lat ubiegłych na koniec okresu	**746 713**
7.4. Strata z lat ubiegłych na początek okresu	**0**
a) zmiany przyjętych zasad (polityki) rachunkowości	0
b) korekty błędówpodstawowych	0
7.5. Strata z lat ubiegłych na początek okresu, po uzgodnieniu do danych porównywalnych	**0**
a) zwiększenia (z tytułu)	0
b) zmniejszenia (z tytułu)	0
7.6. Strata z lat ubiegłych na koniec okresu	**0**
7.7. Zysk (strata) z lat ubiegłych na koniec okresu	**746 713**
8. Wynik netto	**284 684**
a) zysk netto	284 684
b) strata netto	0
c) odpisy z zysku	0
II. Kapitał własny na koniec okresu (BZ)	**8 406 788**
III. Kapitał własny, po uwzględnieniu proponowanego podziału zysku (pokrycia straty)	**8 406 788**

2.4. Rachunek przepływów pieniężnych – metoda pośrednia

RACHUNEK PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	okres od 01-01-2005 do 31-03-2005
A. Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej - metoda pośrednia	
I. Zysk (strata) netto	**284 684**
II. Korekty razem	**1 007 935**
1. Amortyzacja	142 519
2. (Zyski) straty z tytułu różnic kursowych	-1 436
3. Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)	110 196
4. (Zysk) strata z tytułu działalności inwestycyjnej	92 665
5. Zmiana stanu rezerw	-9 734
6. Zmiana stanu zapasów	336 092
7. Zmiana stanu należności	-41 456
8. Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	307 296
9. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	170 415
10. Inne korekty	-98 622
III. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	**1 292 619**
B. Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej	
I. Wpływy	**272 252**
1. Zbycie wartości niematerialnych i prawnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	552
2. Zbycie inwestycji w nieruchomości oraz wartości niematerialne i prawne	0
3. Z aktywów finansowych, w tym:	271 700
a) w jednostkach powiązanych	13 972
- zbycie aktywów finansowych	0
- dywidendy i udziały w zyskach	0
- spłata udzielonych pożyczek długoterminowych	13 446
- odsetki	526
- inne wpływy z aktywów finansowych	0
b) w pozostałych jednostkach	257 728
- zbycie aktywów finansowych	253 965
- dywidendy i udziały w zyskach	0
- spłata udzielonych pożyczek długoterminowych	0
- odsetki	64
- inne wpływy z aktywów finansowych	3 699
4. Inne wpływy inwestycyjne	0
II. Wydatki	**703 010**
1. Nabycie wartości niematerialnych i prawnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	146 093
2. Inwestycje w nieruchomości oraz wartości niematerialne i prawne	0
3. Na aktywa finansowe, w tym:	551 330
a) w jednostkach powiązanych	0
- nabycie aktywów finansowych	0
- udzielone pożyczki długoterminowe	0
b) w pozostałych jednostkach	551 330
- nabycie aktywów finansowych	551 330
- udzielone pożyczki długoterminowe	0
4. Inne wydatki inwestycyjne	5 587
III. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	**-430 758**

RACHUNEK PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH (cd.)	okres od 01-01-2005 do 31-03-2005
C. Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej	
I. Wpływy	**20 389**
1. Wpływy netto z emisji akcji (wydania udziałów) i innych instrumentów kapitałowych oraz dopłat do kapitału	0
2. Kredyty i pożyczki	0
3. Emisja dłużnych papierów wartościowych	0
4. Inne wpływy finansowe	20 389
II. Wydatki	**361 327**
1. Nabycie akcji (udziałów) własnych	0
2. Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli	61 622
3. Inne, niż wpłaty na rzecz właścicieli, wydatki z tytułu podziału zysku	0
4. Spłaty kredytów i pożyczek	228 226
5. Wykup dłużnych papierów wartościowych	0
6. Z tytułu innych zobowiązań finansowych	0
7. Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego	996
8. Odsetki	12 860
9. Inne wydatki finansowe	57 623
III. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej (I-II)	**-340 938**
D. Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	**520 923**
E. Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:	**523 385**
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	2 462
F. Środki pieniężne na początek okresu	**523 866**
G. Środki pieniężne na koniec okresu (F+/- D), w tym:	**1 044 789**
- o ograniczonej możliwości dysponowania	3 916

3. Informacje o zasadach przyjętych przy sporządzaniu

skonsolidowanego raportu za pierwszy kwartał 2005 roku

3.1. Podstawa sporządzenia i format sprawozdań finansowych zamieszczonych w raporcie

Skonsolidowane oraz jednostkowe skrócone sprawozdanie finansowe za pierwszy kwartał 2005 roku przedstawione w niniejszym skonsolidowanym raporcie kwartalnym zostały przygotowane zgodnie z przepisami znowelizowanej ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz. U. z 2002 roku Nr 76, poz. 694 – tekst jednolity; dalej „Ustawa o Rachunkowości") oraz z przepisami rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 21 marca 2005 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych (Dz. U. Nr 49, poz. 3197 z późniejszymi zmianami, Rozporządzenie) i obejmują okres od dnia 1 stycznia 2005 do dnia 31 marca 2005 roku.

3.2. Ogólne zasady sporządzenia sprawozdań finansowych zamieszczonych w raporcie

Przy sporządzaniu skonsolidowanego i jednostkowego bilansu, skonsolidowanego i jednostkowego rachunku zysków i strat, zestawienia zmian w skonsolidowanym i jednostkowym kapitale własnym oraz skonsolidowanego i jednostkowego rachunku przepływów pieniężnych przyjęto te same ogólne zasady, które były zastosowane przy sporządzaniu skonsolidowanego i jednostkowego sprawozdania finansowego za okres zakończony dnia 31 grudnia 2004. Zasady te zostały ujęte we wprowadzeniu do skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej za okres zakończony dnia 31 grudnia 2004 roku, które zostało zaprezentowane w Rozdziale VIII Prospektu.

3.3. Informacje ogólne dotyczące Emitenta i jego Grupy Kapitałowej

Na dzień 31 marca 2004 roku Grupa Kapitałowa PGNiG („Grupa Kapitałowa", „Grupa") składała się z jednostki dominującej PGNiG S.A. („Spółka", „Jednostka Dominująca", „Emitent"), dwudziestu jeden spółek zależnych,

jednej spółki współzależnej oraz dwóch spółek stowarzyszonych. Podstawowe dane dotyczące działalności Emitenta i jego Grupy Kapitałowej nie zmieniły się w stosunku do danych prezentowanych we wprowadzeniu do skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej zamieszczonego w Rozdziale VIII Prospektu.

3.4. Przyjęte zasady rachunkowości

W pierwszym kwartale 2005 roku Emitent oraz jego Grupa Kapitałowa nie wprowadziły istotnych zmian w stosowanych zasadach rachunkowości w stosunku do zasad zastosowanych przy sporządzeniu sprawozdania finansowego i skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okres zakończony dnia 31 grudnia 2004 roku. Zasady te zostały ujęte we wprowadzeniu do skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej za okres zakończony dnia 31 grudnia 2004, które zostało zaprezentowane w Rozdziale VIII Prospektu.

3.5. Zakres jednostek Grupy Kapitałowej objętych konsolidacją za I kwartał 2005 rok

Skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za I kwartał 2005 objęte zostały Jednostka Dominująca, dwadzieścia jeden spółek zależnych, jedna spółka współzależna oraz dwie spółki stowarzyszone.

4. Informacje o korektach z tytułu rezerw oraz dokonanych odpisach aktualizujących wartość składników aktywów

4.1. Grupa Kapitałowa

Aktywo i rezerwa z tytułu podatku odroczonego	Aktywo z tytułu podatku odroczonego	Rezerwa z tytułu podatku odroczonego
Stan na początek okresu 01.01.2005	**461 341**	**206 518**
a) zwiększenia	5 314	21 620
b) zmniejszenia	-21 243	-15 658
Stan podatku odroczonego na koniec okresu 31.03.2005	**445 412**	**212 480**

Odpisy aktualizujące aktywa	Wartości niematerialne i prawne	Środki trwałe	Środki trwałe w budowie	Należności długoterminowe	Inwestycje długoterminowe	Należności krótkoterminowe	Zapasy	Inwestycje krótkoterminowe	Razem
Stan na początek okresu 01.01.2005	**3**	**428 600**	**199 247**	**71**	**734 539**	**1 010 975**	**5 787**	**291 602**	**2 670 824**
a) zwiększenia	0	3 971	0	0	155	40 670	679	28 649	74 124
b) przeniesienia	0	0	0	139	0	-139	0	0	0
c) zmniejszenia	-1	-4 454	-131	-5	-31	-91 764	-729	-16 328	-113 443
Stan odpisów aktualizujących aktywa na koniec okresu 31.03.2005	**2**	**428 117**	**199 116**	**205**	**734 663**	**959 742**	**5 737**	**303 923**	**2 631 505**

Rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne	Rezerwa na nagrody jubileuszowe	Rezerwa na odprawy emerytalne	Rezerwa na osłony socjalne	Rezerwa na deputaty dla emerytów	Rezerwa na niewykorzystane urlopy	Pozostałe rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne	Razem
Stan na początek okresu 01.01.2005	**213 057**	**92 641**	**14 466**	**112 424**	**19 859**	**852**	**453 299**
a) zwiększenia	1 977	5 195	629	0	69	934	8 804
b) przeniesienia	0	0	11	0	0	-11	0
c) zmniejszenia	-6 699	-818	-50	0	-14 333	-498	-22 398
Stan rezerw na świadczenia emerytalne i podobne na koniec okresu 31.03.2005	**208 335**	**97 018**	**15 056**	**112 424**	**5 595**	**1 277**	**439 705**

Rezerwy pozostałe	Rezerwa na likwidację odwiertów	Rezerwa na likwidację infrastruktury gazowej	Rezerwa na zobowiązania solidarne wobec podwykonawcó w spółki zależnej	Rezerwa na smołę pogazową	Rezerwa na karę UOKiK	Rezerwa na zobowiązania z tyt. odsetek EuropolGaz	Pozostałe rezerwy	Razem
Stan na początek okresu 01.01.2005	**538 632**	**13 057**	**28 900**	**28 246**	**52 656**	**11 371**	**47 303**	**720 165**
a) zwiększenia	0	0	0	0	0	0	10 163	10 163
b) przeniesienia	0	0	0	-4 986	0	0	4 986	0
c) zmniejszenia	0	0	0	0	0	0	-2 220	-2 220
Stan pozostałych rezerw na koniec okresu 31.03.2005	**538 632**	**13 057**	**28 900**	**23 260**	**52 656**	**11 371**	**60 232**	**728 108**

4.2. Emitent

Aktywo i rezerwa z tytułu podatku odroczonego	Aktywo z tytułu podatku odroczonego	Rezerwa z tytułu podatku odroczonego
Stan na początek okresu 01.01.2005	**394 279**	**150 308**
a) zwiększenia	3 252	27
b) zmniejszenia	-21 381	-7 625
Stan podatku odroczonego na koniec okresu 31.03.2005	**376 150**	**142 710**

Odpisy aktualizujące aktywa	Wartości niematerialne i prawne	Środki trwałe	Środki trwałe w budowie	Należności długoterminowe	Inwestycje długoterminowe	Należności krótkoterminowe	Zapasy	Inwestycje krótkoterminowe	Razem
Stan na początek okresu 01.01.2005	**0**	**242 016**	**194 691**	**0**	**1 445 185**	**866 116**	**4 058**	**368 884**	**3 120 950**
a) zwiększenia	0	129	0	0	155	8 181	303	104 502	113 270
b) przeniesienia	0	0	0	139	0	-139	0	0	0
c) zmniejszenia	0	-3 724	0	0	-31	-75 733	-508	-16 328	-96 324
Stan odpisów aktualizujących aktywa na koniec okresu 31.03.2005	**0**	**238 421**	**194 691**	**139**	**1 445 309**	**798 425**	**3 853**	**457 058**	**3 137 896**

Rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne	Rezerwa na nagrody jubileuszowe	Rezerwa na odprawy emerytalne	Rezerwa na osłony socjalne	Rezerwa na deputaty dla emerytów	Rezerwa na niewykorzystane urlopy	Pozostałe rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne	Razem
Stan na początek okresu 01.01.2005	**63 493**	**27 700**	**0**	**112 424**	**5 000**	**0**	**208 617**
a) zwiększenia	883	1 795	0	0	69	0	2 747
b) zmniejszenia	-1 591	-243	0	0	-3 275	0	-5 109
Stan rezerw na świadczenia emerytalne i podobne na koniec okresu 31.03.2005	**62 785**	**29 252**	**0**	**112 424**	**1 794**	**0**	**206 255**

Rezerwy pozostałe	Rezerwa na likwidację odwiertów	Rezerwa na likwidację infrastruktury gazowej	Rezerwa na zobowiązania solidarne wobec podwykonawcó w spółki zależnej	Rezerwa na smołę pogazową	Rezerwa na karę UOKiK	Rezerwa na zobowiązania z tyt. odsetek EuropolGaz	Pozostałe rezerwy	Razem
Stan na początek okresu 01.01.2005	**538 631**	**13 057**	**28 900**	**11 402**	**41 362**	**11 371**	**25 381**	**670 105**
a) zwiększenia	0	0	0	0	0	0	654	653
b) zmniejszenia	0	0	0	0	0	0	-424	-424
Stan pozostałych rezerw na koniec okresu 31.03.2005	**538 631**	**13 057**	**28 900**	**11 402**	**41 362**	**11 371**	**25 611**	**670 334**

5. Opis Istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w pierwszym kwartale 2005 roku, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących

W I kwartale 2005r. PGNiG S.A. prowadził restrukturyzację swojego zadłużenia w celu realizacji rządowego „Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.". W procesie restrukturyzacji zadłużenia rozpoczętym w I kwartale 2005 roku, Spółka uzyskała wymagane zgody wierzycieli i uzgodniła zmiany zapisów umów kredytów bankowych o wartości ponad 900 mln. Euro. Do 6 kwietnia 2005 roku przeprowadziła i sfinansowała umorzenie wszystkich euroobligacji o wartości 678,7 mln. Euro, kuponie 6,75% i zapadalności w 2006 roku. Zmiany tych umów kredytowych, umorzenie euroobligacji oraz refinansowanie euroobligacji pozwoliły Spółce na poczynienie ostatecznych kroków związanych z planowaną restrukturyzacją, w tym umożliwi podpisanie umowy leasingowej majątku przesyłowego oraz przekazanie udziałów Operatora Systemu Przesyłowego Skarbowi Państwa, bez konieczności uzyskania dalszych zgód wierzycieli. Przedterminowe umorzenie obligacji przez Spółkę usunęło związane z nimi kowenanty finansowe (ograniczenia finansowe), wśród nich budzący w przeszłości największe obawy agencji ratingowych, tzw. rating trigger (cyngiel ratingowy), który mógł negatywnie wpłynąć na płynność Spółki. Brak konieczności każdorazowego proszenia o zgodę obligatariuszy w bardzo sformalizowany sposób na realizację planowanych działań restrukturyzacyjnych, w tym też na wykonanie postanowień „Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A." w znaczący sposób usprawnił dalszy proces restrukturyzacji firmy.

31 marca 2005 roku PGNiG S.A. złożył w Komisji Papierów Wartościowych i Giełd wniosek o dopuszczenie do publicznego obrotu akcji spółki i prospekt emisyjny.

6. Opis czynników i zdarzeń, w szczególności o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe

Z dniem 1 stycznia 2005 r. weszła w życie zmiana do taryfy 1/2003. Dotyczyła ona wzrostu ceny w obrocie paliwami gazowymi oraz przedłużeniem okresu jej obowiązywania w zakresie przesyłania i dystrybucji do 31 marca 2005 r. Cena za paliwo gazowe wzrosła o ok. 6.47%.

W dniu 1 marca decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek przedsiębiorstwa został przedłużony okres obowiązywania taryfy do dnia 30 czerwca 2005 r. zarówno w zakresie obrotu jak i przesyłu. Ceny i stawki opłat pozostały na niezmienionym poziomie jak dla I kw.

W I kwartale 2005 roku spółka odnotowała poprawę wyniku finansowego na skutek zwiększonego wydobycia i sprzedaży krajowego gazu w stosunku do wielkości planowanych, niższych kosztów własnych sprzedaży gazu dzięki zwiększonemu poborowi gazu z magazynu oraz korzystniejszego kursu dolara. Poprawa wyniku finansowego miała miejsce w warunkach rosnących cen ropy naftowej i cen gazu importowanego.

Koszty zakupu gazu z importu ze względu na niższy kurs dolara w stosunku do prognozowanych były niższe w I kwartale 2005r. o ok.6,2%.

7. Objaśnienie dotyczące sezonowości lub cykliczności działalności Emitenta w pierwszym kwartale 2005 roku

Sprzedaż gazu Grupy Kapitałowej PGNiG podlega znacznym wahaniom sezonowym. Sprzedaż gazu znacznie wzrasta w miesiącach zimowych i spada w miesiącach letnich. Dla Grupy Kapitałowej PGNiG w przypadku ropy naftowej nie można zaobserwować sezonowości sprzedaży. Sprzedaż gazu w miesiącach zimowych ponad dwukrotnie przekracza sprzedaż w miesiącach letnich (czerwiec, lipiec) i jest w znacznym stopniu uzależniona od temperatury otoczenia. Zakres tych wahań wyznaczają niskie temperatury zimą i wyższe latem. Sezonowość sprzedaży gazu w znacznie większym stopniu dotyczy odbiorców z sektora komunalno-bytowego, zużywających gaz na cele grzewcze, aniżeli odbiorców z sektora przemysłowego. Sezonowość sprzedaży wpływa na potrzebę zwiększenia zdolności magazynowania oraz przesyłowych, w tym również sieci dystrybucyjnych, w celu zaspokojenia szczytowego zapotrzebowania odbiorców końcowych i utrzymania bezpieczeństwa dostaw gazu w kraju.

8. Informacje dotyczące wypłaconej (lub zadeklarowanej) dywidendy, łącznie i w przeliczeniu na jedną akcję, z podziałem na akcje zwykłe i uprzywilejowane

W dniu 29 kwietnia 2005 roku Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy postanowiło przeznaczyć 500.000,0 tysięcy złotych zysku na dywidendę dla akcjonariuszy.

Zadeklarowana dywidenda	500 000 000
Średnia ważona liczba akcji zwykłych*	5 000 000 000
Dywidenda na jedną akcję zwykłą (w zł)	0,1

* Spółka nie posiada akcji uprzywilejowanych

Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy podjęło uchwałę o podziale zysku netto w wysokości 746,7 mln zł. Większość tej kwoty - 500 mln zł, WZA postanowiło przeznaczyć na dywidendę dla 100 proc. akcjonariusza Spółki czyli Skarbu Państwa, natomiast pozostała część zostanie przeznaczona przede wszystkim na zwiększenie kapitału zapasowego. Dywidenda dla Skarbu Państwa zostanie wypłacona w formie niepieniężnej w postaci aktywnych elementów systemu przesyłowego takich jak tłocznie gazu i stacje gazowe.

9. Wskazanie zdarzeń, które wystąpiły po dniu, na który sporządzono skrócone kwartalne sprawozdanie finansowe, nieujętych w tym sprawozdaniu, a mogących w znaczący sposób wpłynąć na przyszłe wyniki finansowe Emitenta

Zgodnie z rządowym „Programem restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA." w dniu 28 kwietnia 2005 r. PGNiG SA przekazał Ministerstwu Skarbu Państwa 100% udziałów w wydzielonej w lipcu 2004 r. spółce PGNiG-Przesył Sp. z o.o., która w Polsce pełni funkcję operatora systemu przesyłowego. Przekazanie udziałów w PGNiG-Przesył Sp. z o.o. pozwoli na zachowanie przez Skarb Państwa bezpośredniego nadzoru nad systemem przesyłowym gazu ziemnego w Polsce. Zbycie udziałów w PGNiG –Przesył Sp. z o.o. o wartości 37,92 mln złotych było jednym z warunków, którego spełnienie umożliwi przeprowadzenie przez PGNiG SA publicznej emisji akcji.

Na II kwartał 2005r. została zachowana cena za paliwo gazowe z I kwartału 2005r. Nieprzewidywalne w ostatnim okresie zmiany cen ropy na rynkach międzynarodowych (szczególnie wzrosty jakie miały miejsce w drugiej połowie marca oraz w pierwszej połowie kwietnia) oraz rosnący w ostatnim czasie kurs dolara mogą spowodować wzrost kosztów zakupu gazu z importu. To może spowodować przy nie zmienionej cenie za paliwo gazowe, pogorszenie wyniku finansowego.

Podpisana w dniu 4.03.2005r. ustawa Prawo energetyczne weszła w życie 3 maja 2005r. jednak wpływ na wynik finansowy w chwili obecnej jest trudna do oszacowania.

10. Wskazanie skutków zmian w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności,

Przekazanie przez PGNiG S.A. w formie darowizny 100% udziałów PGNiG – Przesył Sp. z o.o. na rzecz Skarbu Państwa wraz z majątkiem w trybie umowy leasingu (aktualnie parafowana przez strony) spowoduje zaprzestanie przez PGNIG S.A. prowadzenia działalności przesyłowej gazu ziemnego. Z uwagi na fakt, że z przedmiotu leasingu musza zostać wyłączone składniki majątku stanowiące przedmiot dywidendy, umowa leasingu zostanie sfinalizowana niezwłocznie po podjęciu przez Walne Zgromadzenie Spółki uchwały zatwierdzającej wykaz przedmiotów dywidendy. Podpisanie umowy będzie mogło nastąpić niezwłocznie po uzyskaniu przez obie strony niezbędnych zgód korporacyjnych i zgód z art. 5a) Ustawy o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa.

11. Stanowisko zarządu odnośnie do możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok, w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie kwartalnym w stosunku do wyników prognozowanych

PGNiG nie publikował prognoz wyników na 2005 rok.

12. Wskazanie akcjonariuszy posiadających bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu Emitenta na dzień przekazania raportu kwartalnego wraz ze wskazaniem liczby posiadanych przez te podmioty akcji, ich procentowego udziału w kapitale zakładowym, liczby głosów z nich wynikających i ich procentowego udziału w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu oraz wskazanie zmian w strukturze własności znacznych pakietów akcji Emitenta w okresie od przekazania poprzedniego raportu kwartalnego.

W I kwartale 2005 roku jedynym akcjonariuszem PGNiG pozostawał Skarb Państwa, posiadający 100% udziałów w kapitale PGNiG SA dzielącym się na 5.000.000.000 akcji. Tym samym Skarb Państwa, reprezentowany przez Ministra Skarbu Państwa, wykonywał wszelkie uprawnienia Walnego Zgromadzenia.

13. Zestawienie zmian w stanie posiadania akcji Emitenta lub uprawnień do nich (opcji) przez osoby zarządzające i nadzorujące Emitenta, zgodnie z posiadanymi przez emitenta informacjami, w okresie od przekazania poprzedniego raportu kwartalnego.

Na dzień przekazania niniejszej informacji osoby zarządzające i nadzorujące podmioty zależne nie posiadały akcji Emitenta.

14. Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej,

W I kwartale 2005 roku za wyjątkiem postępowań opisanych w rozdziale V Prospektu nie wszczęto żadnych innych postępowań.

15. Informacje o nietypowych transakcjach zawartych pomiędzy jednostkami powiązanymi

W okresie od 1 stycznia do 31 marca 2005 roku, w ramach Grupy Kapitałowej nie doszło do zawarcia transakcji nietypowych pomiędzy jednostkami powiązanymi, gdzie wartość transakcji przekracza 500,0 tysięcy EUR.

16. Informacje o udzieleniu przez Emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji - łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej od tego podmiotu, jeżeli łączna wartość istniejących poręczeń lub gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych Emitenta.

Emitent nie udzielał poręczeń lub pożyczek.

Umowa w sprawie udzielenia gwarancji z dnia 23 marca 2005 r. zawarta pomiędzy PGNiG a DSG Sp. z o.o., GSG. SP. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o.

Przedmiotem umowy jest zobowiązanie Spółek Gazownictwa do udzielenia solidarnie Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited, nieodwołalnych i bezwarunkowych gwarancji terminowej spłaty zobowiązań PGNiG z umowy kredytowej zawartej przez PGNiG w dniu 12 grudnia 2003 r. z konsorcjum banków, w tym Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited jako agentem.

Na podstawie gwarancji każda ze Spółek Gazownictwa zobowiązana będzie (i) w przypadku niezapłacenia przez PGNiG jakiejkolwiek kwoty przypadającej do zapłaty, zapłacić taką kwotę na żądanie wierzyciela, (ii) naprawić poniesioną szkodę lub zwolnić wierzyciela z odpowiedzialności w przypadku gdyby którekolwiek ze zobowiązań PGNiG objętych gwarancją przestało być wykonalne, ważne lub zgodne z prawem. Gwarancje udzielone zostaną do kwoty 900.000 tys. EUR na okres do 12 czerwca 2007 r. Udzielenie gwarancji wymaga zgody ministra właściwego ds. finansów. PGNiG zobowiązany jest do zapłaty kwartalnego wynagrodzenia w łącznej wysokości 0,1875% w PLN kwoty zadłużenia PGNiG objętego gwarancją według stanu tego zadłużenia w ewidencji księgowej PGNiG na ostatni dzień poprzedniego kwartału kalendarzowego, a w przypadku kwartału w którym gwarancje zostaną udzielone – na dzień następujący po dacie zaciągnięcia kredytu oraz kursu średniego NBP z tego dnia. Płatność wynagrodzenia następuje kwartalnie na rzecz każdej ze Spółek Gazownictwa w wysokości 1/6 wartości wynagrodzenia z dołu w terminie dwóch tygodni od ostatniego dnia roboczego danego kwartału. W przypadku wykonania przez którąkolwiek ze Spółek Gazownictwa zobowiązań jako gwaranta, Spółce Gazownictwa będzie przysługiwało prawo regresu w stosunku do PGNiG w wysokości odpowiadającej wysokości świadczenia przez nią spełnionego, z zachowaniem wszelkich ograniczeń w zakresie dopuszczalności egzekwowania roszczeń regresowych wynikających z gwarancji. W celu zabezpieczenia ewentualnych roszczeń Spółek Gazownictwa w stosunku do PGNiG, PGNiG zobowiązany został do złożenia oświadczenia o dobrowolnym poddaniu się egzekucji w formie aktu notarialnego do kwoty 900.000 tys. EUR.

Umowa gwarancji zawarta pomiędzy DSg Sp. z o.o., GSG. Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o. PSG Sp. z o.o., WSG Sp. z o.o. a Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited jako agentem z dnia 6 kwietnia 2005 r.

Przedmiotem umowy jest gwarancja terminowego wykonania przez PGNiG zobowiązań wynikających z umowy kredytowej z dnia 12 grudnia 2003 r. dotyczącej kredytu w wysokości 600.000 tys. EUR. Spółki Gazownictwa udzieliły nieodwołalnej, bezwarunkowej i solidarnej gwarancji terminowego wykonania przez PGNiG wszystkich zobowiązań wynikających z umowy kredytowej, a w przypadku niezapłacenia przez PGNiG jakiejkolwiek kwoty przypadającej do zapłaty, na żądanie agenta zapłaty takiej kwoty, naprawienia szkody lub zwolnienia agenta ze zobowiązań poniesionych lub zaciągniętych przez agenta w przypadku gdyby którekolwiek ze zobowiązań PGNiG objętych gwarancją przestało być wykonalne, ważne czy zgodne z prawem. Gwarancja oraz inne zobowiązania określone umową obejmują wszystkie świadczenia pieniężne PGNiG wynikające z umowy kredytowej z dnia 12 grudnia 2003 r., z tym że łączna kwota, której można dochodzić od każdego z gwarantów wynosi maksymalnie 900.000 tys. EUR. Gwarancja pozostaje skuteczna od dnia jej zawarcia i wygaśnie w terminie, który nadejdzie wcześniej (i) dzień, w którym wszystkie kwoty należne od PGNiG na podstawie umowy kredytowej z dnia 12 grudnia 2003 r. zostały spłacone w sposób nieodwołalny i bezwarunkowy albo (ii) 42 miesiące od daty umowy kredytowej z dnia 12 grudnia 2003 r. o północy czasu środkowoeuropejskiego. Wygaśnięcie gwarancji nie będzie miało wpływu na zobowiązania wynikające z umów, które są niewykonane lub zostały zaciągnięte w chwili wygaśnięcia gwarancji. Gwarancja pozostanie w pełni ważna i skuteczna w zakresie takich zobowiązań do czasu ostatecznego i nieodwołalnego wykonania wszystkich świadczeń pieniężnych z tytułu takich zobowiązań. Wszelkie roszczenia związane z gwarancją powinny zostać zgłoszone przez strony finansujące w terminie 42 miesięcy od daty umowy kredytowej z dnia 12 grudnia 2003 r. Spółki Gazownictwa zrzekły się prawa żądania od strony finansującej, powiernika lub agenta zaspokajania swych roszczeń w pierwszej kolejności z innych praw lub zabezpieczeń, żądania spłaty, wnoszenia roszczeń w

ramach postępowania związanego z niewypłacalnością, ustanowieniem zarządu przymusowego, rozwiązaniem lub likwidacją PGNIG lub innej osoby zanim zażąda płatności od Spółki Gazownictwa z tytułu gwarancji. Spółki Gazownictwa zobowiązały się do podejmowania działań mających na celu zachowanie swojej osobowości prawnej, zapewnienia sobie prawa i kwalifikacji do prowadzenia działalności oraz zapewnienia by zobowiązania wynikające z gwarancji były co najmniej równoważne wszystkim innym niezabezpieczonym zobowiązaniom. Gwaranci nie mają prawa dokonać cesji, przeniesienia, nowacji praw i obowiązków wynikających z umowy na inną osobę. Umowa podlega prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie i na żądanie banków mogą zostać przekazane do rozstrzygnięcia Londyńskiemu Sądowi Arbitrażu Międzynarodowego.

17. Inne informacje, które zdaniem Emitenta są istotne dla oceny jego sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez Emitenta

W związku z wygaśnięciem mandatów dwóch członków Zarządu – Wiceprezesa ds. techniczno-produkcyjnych Mieczysława Jakiela i Wiceprezesa ds. ekonomiczno - finansowych Jerzego Staniewskiego, 30 marca br. Rada Nadzorcza ogłosiła konkurs na te stanowiska a 27 kwietnia 2005 r. rozstrzygnęła go wybierając dotychczasowego Wiceprezesa Mieczysława Jakiela na to samo stanowisko. W przypadku Wiceprezesa ds. ekonomiczno - finansowych Rada postanowiła zakończyć postępowanie kwalifikacyjne bez wyłaniania kandydata. Wiceprezes Paweł Kamiński, który od lutego 2005 roku nadzoruje ten obszar, nadal będzie odpowiedzialny za finanse Spółki.

18. Wskazanie czynników, które w ocenie Emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału

Głównymi czynnikami, które mogą mieć wpływ na osiągnięte wyniki Spółki w kolejnym kwartale są przede wszystkim kursy walut i stopy procentowe od których zależą koszty zakupu gazu i koszty obsługi zadłużenia Spółki oraz ceny ropy naftowej na rynku międzynarodowym.

2. RAPORT DEGOLYER AND MACNAUGHTON.

DeGOLYER and MacNAUGHTON
4925 Greenville Avenue, Suite 400
One Energy Square
Dallas, Texas 75206

DeGolyer and MacNaughton
4925 Greenville Avenue, Suite 400
One Energy Square
Dallas, Texas 75206

22 marca 2005 r.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
ul. Krucza 6/14
00-537 Warszawa
Polska

Szanowni Państwo,

Na Państwa życzenie przygotowaliśmy szacunki, według stanu na dzień 31 grudnia 2004 r., wielkości i wartości potwierdzonych i prawdopodobnych zasobów węglowodorów posiadanych przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (PGNiG). Ocenie poddano 170 złóż ropy naftowej i gazu na terenie Polski. Potwierdzone i prawdopodobne zasoby przedstawione w niniejszym raporcie zostały ustalone zgodnie z definicjami zasobów zawartymi w Rozdziale 19 *Warunków Dopuszczenia do Notowań (The Listing Rules) wydanych przez* Brytyjski Urząd ds. Notowań (United Kingdom Listing Authority). Definicje te przytoczone zostały w części niniejszego raportu zatytułowanej Klasyfikacja Zasobów. W niniejszym raporcie przedstawiono jedynie oszacowanie potwierdzonych i prawdopodobnych zasobów związanych z działalnością prowadzoną przez PGNiG w segmencie poszukiwań i wydobycia. Jego zakres nie obejmuje żadnych wartości, które mogą być związane z zyskami czy stratami generowanymi przez pozostałe jednostki biznesowe PGNiG.

Zasoby oszacowane w niniejszym raporcie wyrażono w wielkościach odpowiadającym udziałom posiadanym przez PGNiG S.A. w poszczególnych złożach . Zasoby brutto oznaczają całkowitą szacowaną wielkość wydobycia węglowodorów po 31 grudnia 2004 r. dla złóż poddanych ocenie. Wielkość zasobów odpowiadająca udziałom oznacza tę część zasobów brutto, które zostaną wydobyte z tych złóż, która odpowiada udziałom posiadanym przez PGNiG, począwszy od 31 grudnia 2004, przed pomniejszeniem o ewentualne należne opłaty z tytułu eksploatacji górniczej. PGNiG posiada 100% udziałów we wszystkich złożach objętych niniejszą oceną, toteż zasoby brutto i zasoby według udziałów są identyczne.

W niniejszym raporcie przedstawiono wartości zasobów potwierdzonych oraz łącznie zasobów potwierdzonych i prawdopodobnych, które zostały oszacowane na podstawie początkowych i rosnących cen określonych przez PGNiG. Podane początkowe ceny wynosiły 314 dolarów amerykańskich (USD) za tonę metryczną (mt) (równowartość 40,87 USD za baryłkę) dla ropy naftowej oraz 381,65 za tonę metryczną (równowartość 44,83 USD za baryłkę) dla kondensatu. Podane początkowe ceny gazu wynosiły, odpowiednio, 164,9, 121,9 i 104,5 USD za tysiąc metrów sześciennych (10^3m^3) dla trzech systemów gazociągowych i zawierały się w przedziale od 26,10 do 189,04 USD za 10^3m^3 dla gazu sprzedawanego na podstawie indywidualnych umów. Szczegółowe wyjaśnienie przyjętych założeń co do przyszłego kształtowania się cen i kosztów znalazło się w dalszej części niniejszego raportu zatytułowanej Wycena Zasobów. Oszacowane koszty operacyjne i nakłady kapitałowe wyznaczone zostały w oparciu o aktualne koszty podane przez PGNiG. Przyszłe wartości kosztów zostały odpowiednio skorygowane, aby uwzględnić zmiany wielkości wydobycia lub warunków eksploatacji. Kurs wymiany przyjęty w niniejszej ocenie miał stałą wartość i wynosił 2,987 USD za 1 USD. PGNiG oświadczyło, że zatrudniło inną firmę niż DeGolyer and MacNaughton do przeprowadzenia oceny technicznej kopalni i urządzeń.

W niniejszym raporcie podano najważniejsze informacje dotyczące złóż o wartości handlowej w Polsce, które były przedmiotem oceny. O ile nam wiadomo, nie istnieją żadne szczególne czynniki, które mogłyby mieć wpływ na działalność wydobywczą PGNiG i wymagałyby uwzględnienia dodatkowych informacji przy prawidłowej ocenie tych złóż.

Podane w niniejszym raporcie wartości dla zasobów potwierdzonych oraz łącznie potwierdzonych i prawdopodobnych wyrażone są jako przyszłe przychody brutto, przyszłe dochody netto oraz zysk zdyskontowany. Przyszłe przychody brutto definiowane są jako przychody uzyskane ze sprzedaży zasobów brutto. Przyszłe dochody netto definiowane są jako przychody odpowiadające udziałom objętym niniejszą oceną, po pomniejszeniu przyszłych przychodów brutto o bezpośrednie koszty operacyjne, koszty kapitałowe, podatki i wszelkie udziały osób trzecich, w tym opłaty z tytułu eksploatacji górniczej. Do bezpośrednich kosztów operacyjnych zaliczane są takie pozycje jak koszty eksploatacji, koszty oczyszczania gazu, koszty sprężania oraz szacunkowe koszty nadzoru. Nakłady kapitałowe obejmują takie pozycje jak rurociągi, otwory wiertnicze, sprężarki i koszty likwidacji. Przyszłe zobowiązania podatkowe uwzględniono wyznaczając właściwą wysokość podatków do zapłaty przez PGNiG. Zysk zdyskontowany zdefiniowany został jako przyszłe dochody netto

1

uzyskane z zasobów potwierdzonych oraz potwierdzonych i prawdopodobnych (nieskorygowanych o element ryzyka), zdyskontowane według przyjętej stopy dyskontowej przez oczekiwany okres realizacji. W naszej opinii pojęcia zysk zdyskontowany nie należy rozumieć jako sumy, którą ewentualny kupujący i sprzedający zamierzający zawrzeć transakcję uzgodniliby jako wartość danego złoża. W raporcie podano wartość zysku zdyskontowanego wyznaczoną dla stóp dyskontowych równych 5, 8.5, 10, 15 i 20 procent.

Szacunkowe wielkości zasobów węglowodorów i przyszłych dochodów netto należy traktować wyłącznie jako szacunki, które mogą się zmienić, kiedy dostępne będą dane dotyczące dalszej historii wydobycia i inne dodatkowe informacje. Należy zaznaczyć, że szacowane wielkości zasobów i przychodów nie tylko opierają się na aktualnie dostępnych informacjach, lecz również podlegają czynnikom niepewności, które nieodłącznie wiążą się z występowaniem elementów subiektywnych w interpretacji tych informacji.

Informacje wykorzystane przy opracowaniu tego raportu otrzymano od PGNiG. Przy jego przygotowaniu polegaliśmy na przekazanych przez PGNiG informacjach dotyczących złóż, które miały być objęte oceną, wielkości wydobycia z tych złóż, obecnych kosztów eksploatacji i zagospodarowania, aktualnych cen za wydobywane węglowodory, umów związanych z bieżącą i przyszłą eksploatacją i sprzedażą wydobywanych paliw, terminów wygaśnięcia koncesji oraz na innych informacjach i danych, które przyjęto tak, jak zostały podane. Pomimo, że nie przeprowadzaliśmy niezależnej weryfikacji, informacje wykorzystane w tym raporcie wydają się rozsądne. Dodatkowe potwierdzenie istnienia zasobów ocenianych w niniejszym raporcie zostało poparte kilkoma wizytami w terenie. Służby techniczne PGNiG zajmujące się oceną oraz zagospodarowaniem zasobów PGNiG postępują zgodnie z praktykami powszechnie przyjętymi w przemyśle naftowym. Odnieśliśmy wrażenie, że członkowie personelu są osobami doświadczonymi i posiadają odpowiednie kompetencje techniczne w swoich specjalnościach.

Podsumowanie

Szacunkowe wielkości potwierdzonych i prawdopodobnych zasobów ropy naftowej, kondensatu, ciekłych frakcji gazu ziemnego (NGL) oraz gazu ziemnego o wartości handlowej na dzień 31 grudnia 2004 roku, odpowiadające udziałom posiadanym przez PGNiG w Polsce objętym niniejszą oceną podano poniżej w tysiącach ton metrycznych (10^3mt) i milionach metrów sześciennych (10^6m^3):

Dodatkowo oszacowano potwierdzone i prawdopodobne zasoby siarki o wielkości, odpowiednio 996 × 10^3mt i 876 × 10^3mt, występujące w czterech złożach, z których gaz dostarczany jest do zakładu oczyszczania gazu.

	Zestawienie zasobów	
	Potwierdzone	Prawdopodobne*
Ropa naftowa i kondensat 10^3mt	13 339	3 602
Ciekłe frakcje gazu ziemnego 10^3mt	632	555
Gaz ziemny 10^6m^3	78 362	36 413

* Zasoby prawdopodobne nie zostały skorygowane o element ryzyka.

Szacunkowe przyszłe dochody netto oraz wyznaczony z zastosowaniem stóp dyskontowych wynoszących 5, 8.5, 10, 15 i 20 procent zysk zdyskontowany, odpowiadający wartości bieżącej netto przyszłych dochodów, jakie przyniosą zasoby potwierdzone oraz łącznie potwierdzone i prawdopodobne, począwszy od 31 grudnia 2004 roku, dla terenów objętych niniejszą oceną, przedstawiono poniżej dla Wariantu Podstawowego i dwóch wariantów wahań cenowych określonych, odpowiednio, jako Wariant Wysokich Cen i Wariant Niskich Cen. Początkowy poziom cen dla Wariantu Podstawowego pozostał niezmienny przez cały okres eksploatacji każdego złoża. Szczegółowe objaśnienia założeń dotyczących przyszłych cen i kosztów znalazły się w dalszej części niniejszego raportu zatytułowanej Wycena Zasobów. Wartości wyrażone zostały w milionach USD (10^6USD):

	Zestawienie wyceny zasobów					
	Wartość bieżąca netto/zysk zdyskontowany					
	Przyszłe dochody netto (10^6USD)	Przy st. dysk. 5% (10^6USD)	Przy st. dysk. 8,5% (10^6USD)	Przy st. dysk. 10% (10^6USD)	Przy st. dysk. 15% (10^6USD)	Przy st. dysk. 20% (10^6USD)
Potwierdzone						
Wariant Podstawowy	9 703,5	6 691,5	5 368,4	4 925,2	3 806,2	3 052,0
Wariant Wysokich Cen	12 860,3	8 578,6	6 761,4	6 163,3	4 680,3	3 705,1
Wariant Niskich Cen	8 523,8	5 874,6	4 709,1	4 318,4	3 331,6	2 666,3
Potwierdzone i prawdopodobne*						
Wariant Podstawowy	13 860,9	7 971,0	6 057,2	5 471,3	4 087,1	3 216,4
Wariant Wysokich Cen	21 941,6	10 744,0	7 822,1	6 977,3	5 061,7	3 910,7
Wariant Niskich Cen	12 163,6	6 999,5	5 314,4	4 797,8	3 576,6	2 808,2

* Wartości dotyczące zasobów prawdopodobnych nie zostały skorygowane o element ryzyka.

2

Charakterystyka złóż

W niniejszej części przedstawiono szczegółowe informacje na temat 25 najważniejszych złóż ocenionych w raporcie. Na złoża te przypada około 76 procent całości potwierdzonych i prawdopodobnych zasobów gazu oraz 92 procent łącznych potwierdzonych i prawdopodobnych zasobów ropy naftowej i kondensatu na terenach objętych oceną.

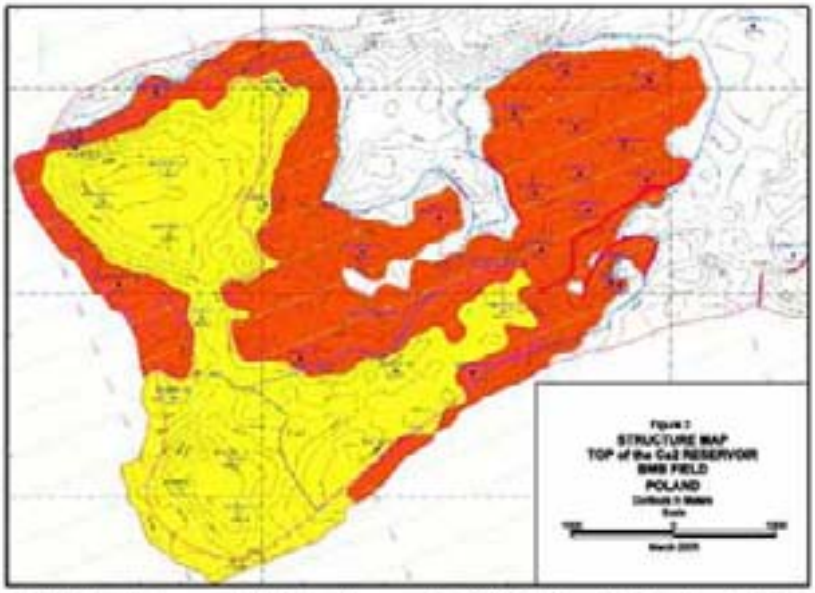
Poniżej zamieszczono mapę Polski (rys. 1), obrazującą lokalizację najważniejszych złóż i gazociągów. Kolejne mapy (rys. 2-8) przedstawiają reprezentacyjne struktury największych spośród złóż, na których zaznaczono rozmieszczenie otworów i układ poszczególnych złóż.



Złoża Barnówko-Mostno-Buszewo

Złoże Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB) to złoże gazu i ropy naftowej położone około 18 kilometrów w kierunku południowo-wschodnim od Gorzowa Wielkopolskiego w województwie zachodniopomorskim. Koncesja obejmują obszar tego złoża oznaczona jest numerem 6/97, a jej ważność upływa w 2032 roku. Złoże zostało odkryte w 1993 roku. Układ strukturalny złoża określić można jako czterokierunkową zamkniętą antyklinę. Występują dwie akumulacje strukturalne, jedna w południowej flance i druga we flance północnej. Skała zbiornikowa jest niemasywowana i

nie ogranicza przepływów w złożu. W odwiercie Barnówko-3 napotkano strop horyzontu dolomitu głównego (Ca2) na głębokości 2 993,3 metra poniżej poziomu morza (TVDSS), natomiast jego spąg na głębokości 3 047,5 metra ppm. Średnia miąższość horyzontów gazowego i ropnego wynosi, odpowiednio, 28,19 i 20,04 metra. Znajduje się tam jeden horyzont zbiornikowy, jednak na głębokości 3 047,5 metra ppm występuje kontakt gaz-ropa (GOC). Kontakt ropa-woda wyznaczono na głębokości 3 098 metrów ppm. Wykonano ogółem 30 odwiertów, przy czym w 22 odwiertach prowadzone jest obecnie wydobycie ropy i gazu. Odwierty wykonano przy średnim rozstawie 1 000 metrów. Szacowane pierwotne ciśnienie złożowe wynosi 55,3 MPa.



Dolomit główny Ca2 jest podstawową skałą zbiornikową w złożu BMB. Jest to dolomit cechsztyński z okresu górnego permu, będący osadem rafy platformowej w Prowincji Naftowej Dolnośląskiej Głównego w zachodniej Polsce. Osad cechsztyński powstał na platformie węglanowej, która wykształciła się na obrzeżach tego basenu. Rafy tworzą się zwykle na wałach ewaporatów, a na obrzeżach rafy występuje wyraźne zmniejszenie miąższości horyzontu zbiornikowego spowodowane zmianami facji. Po osadzeniu się skał oolitowych i innych facji podrzędnych, miały miejsce procesy kompaktowania i rekrystalizacji. Przeprowadzono ocenę pomiarów karotażowych, pomiarów rdzeni wiertniczych oraz danych z testów otworowych. Szacunkowe wartości w strefie czapy gazowej średniej porowatości, nasycenia wodą i przepuszczalności wynoszą odpowiednio 14,0 procent, 11,5 procent i 28,2 milidarcy. Szacunkowe wartości porowatości warstwy ropnej, jej nasycenia wodą i przepuszczalności wynoszą odpowiednio 14,0 procent, 18,8 procent i 9,1 milidarcy.

Wielkość zasobów oszacowano metodą objętościową. Opracowano mapy miąższości netto horyzontów gazowego i ropnego, aby wyznaczyć przybliżony obszar horyzontu zbiornikowego i objętość skały. Szacunkowe wartości wskaźników objętości formacji ropnej i gazowej przyjęto do wyznaczenia pierwotnych zasobów geologicznych gazu i ropy w złożu (OGIP i OOIP). Pierwotną wielkość czapy gazowej i ilość ropy dla horyzontu Ca2 w złożu BMB oszacowano odpowiednio na 12 480 × $10^6 m^3$ i 47 053 700 ton metrycznych. Istniejące otwory zapewniają zadowalające pokrycie potrzebne do odpowiedniego scharakteryzowania zasobów. Całość potwierdzonych zasobów uważa się za zagospodarowane.

Czapa gazowa pokrywa znaczną część obszarów złoża Barnówko i Mostno. Wydobycie ze złoża BMB rozpoczęło się w marcu 2000. Łączne dotychczasowe wydobycie ze złoża BMB do 31 grudnia 2004 r. ocenia się na 1 686 tysięcy ton metrycznych ropy i 895 × $10^6 m^3$ gazu. Większość dotychczasowego wydobycia pochodziła z obszaru Buszewo, który w dalszej części leży poza obszarem czapy gazowej. Gęstość ropy wynosi 0,8279 grama na centymetr sześcienny (g/cm^3), gęstość gazu – 0,8848 g/cm^3, natomiast zawartość domieszek innych gazów w czapie gazowej oceniana jest na około 56 procent, na co składają się głównie azot i siarkowodór.

System energetyczny złoża BMB polega głównie na ekspansji czapy gazowej przy niewielkim udziale czynnika wodno-napierowego. Do opracowania prognoz przyszłego wydobycia ropy oraz całkowitego wydobycia gazu z otworów wykorzystano obliczenia bilansu materiałowego. Zasoby gazu o wartości handlowej występujące w złożu BMB ob-

liczono pomniejszając ilości gazu z pełnego strumienia gazu o wielkości uwzględniające straty w procesie separacji i oczyszczania, szacowane, odpowiednio, na 6 i 40 procent. Współczynnik sczerpania ropy naftowej ze złoża BMB szacowany jest na 19,1 procent. Wielkość potwierdzonych zasobów gazu o wartości handlowej ograniczono do obecnie zakontraktowanych ilości. Prawdopodobne zasoby gazu o wartości handlowej oszacowano na podstawie wielkości sprzedaży dodatkowych ilości poza obecnym kontraktem. Współczynnik sczerpania dla potwierdzonych zasobów gazu o wartości handlowej wynosi 43,5 procent pierwotnych zasobów geologicznych gazu (czapa gazowa plus gaz rozpuszczony). Łącznie dla potwierdzonych i prawdopodobnych zasobów gazu o wartości komercyjnej współczynnik sczerpania wnosi 64,4 procent całkowitych pierwotnych zasobów geologicznych gazu. Zasoby kondensatu oszacowano w oparciu o pierwotny wykładnik kondensatowy wynoszący 350 ton metrycznych na $10^6 m^3$ wydobytego gazu z czapy gazowej. Wyznaczono dwie krzywe wykładnika kondensatowego w stosunku do skumulowanego wydobycia gazu, aby ocenić przyszłe wartości wykładnika kondensatowego dla zasobów potwierdzonych i prawdopodobnych. Średnie oszacowane wielkości wykładnika kondensatowego dla prognoz, odpowiednio, zasobów potwierdzonych oraz łącznie potwierdzonych i prawdopodobnych kształtowały się na poziomie 145 i 200 ton metrycznych na $10^6 m^3$ wydobytego gazu z czapy gazowej. W oparciu o te prognozy przewiduje się, że wydobycie ze złoża będzie kontynuowane do roku 2032.

Złoże Bogdaj-Uciechów

Złoże Bogdaj-Uciechów jest złożem gazu ziemnego położonym 60 kilometrów na północny wschód od Wrocławia, w województwie wielkopolskim na zachodzie Polski. Koncesja obejmująca teren tego złoża oznaczona jest numerem 112/93. Termin ważności koncesji upływa w 2018 roku. Złoże zostało odkryte w 1964 roku. Pod względem strukturalnym to położone w Zielonogórskiej Prowincji Gazowej w zachodniej Polsce złoże składa się z dwóch akumulacji antyklinalnych, przedzielonych biegnącym w kierunku północny zachód-południowy wschód nieuszczelniającym uskokiem z dwoma horyzontami gazowymi w eksploatacji.

Skałą zbiornikową są permskie piaskowce (P1) górnego czerwonego spągowca i przykrywającego go wapienia cechsztyńskiego (Ca1). Permskie piaskowce są osadami fluwialno-eolicznymi oddzielonymi od cechsztyńskich spękanych wapieni dolomitycznych cienką warstwą (1 do 3 metrów) łupka miedzionośnego „Kupferscheifer". Jak wykazały dane zebrane w trakcie wydobycia, łupek ten nie wykazuje cech bariery izolującej między dwoma horyzontami, które zostały połączone jako jeden horyzont w eksploatacji. Horyzonty zostały nawiercone 99 odwiertami na głębokości około 1 345 metrów ppm, przy średniej miąższości netto horyzontów produktywnych wynoszącej 12,9 metra w formacji cechsztyńskiej i 38,0 metrów w permskiej. Kontakt gaz-woda w spągu horyzontu znajduje się na głębokości 1 400 metrów ppm. W skale zbiornikowej stwierdzono tylko jeden uskok nieuszczelniający, nieograniczający przepływów w złożu. Szacunkowe wartości porowatości, nasycenia wodą i przepuszczalności formacji cechsztyńskiej i permskiej wynoszą, odpowiednio, 4,6 i 15,9 procent, 33 i 24 procent oraz 1,4 i 14,3 milidarcy. Szacunkowe pierwotne ciśnienie złożowe wynosi 15,8 MPa.

Zasoby złoża Bogdaj-Uciechów zostały oszacowane na podstawie historii zachowania się złoża. Początki wydobycia ze złoża sięgają 1970 roku. Łączną wielkość wydobycia do 31 grudnia 2004 roku szacuje się na $11\ 007 \times 10^6 m^3$. Stanowi to 73,4 procent pierwotnych zasobów geologicznych gazu w złożu szacowanych na $15\ 003 \times 10^6 m^3$. Zawartość domieszek innych gazów w strumieniu wydobycia wynosi około 44,5 procent, przy czym jest to głównie azot. Gaz w złożu Bogdaj-Uciechów jest gazem suchym i nie wydobywa się tam kondensatu.

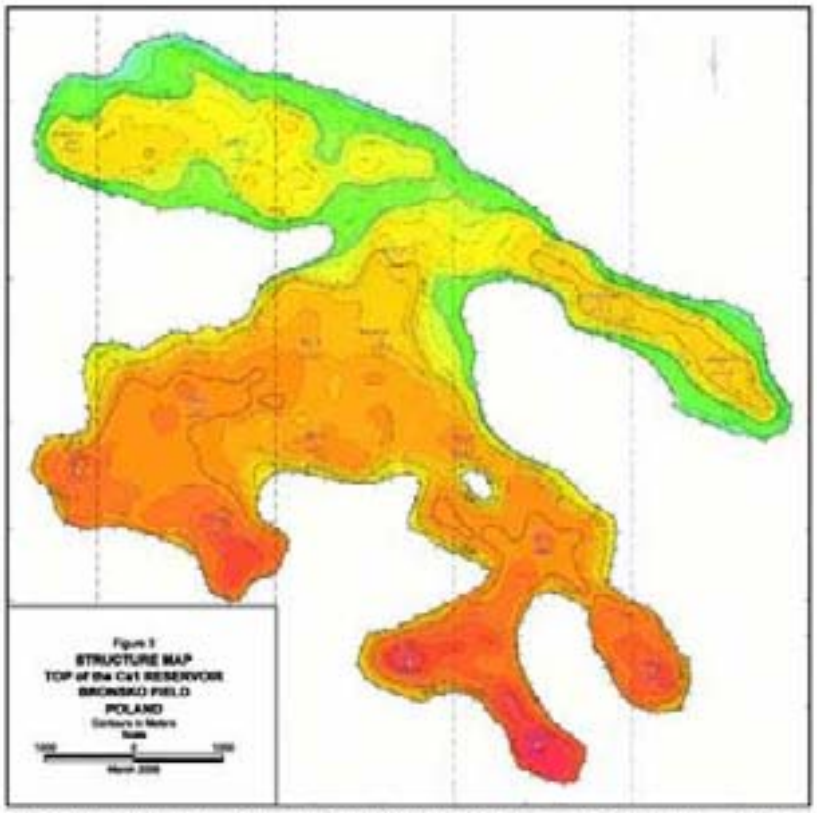
System energetyczny złoża, jak wskazują dane dotyczące ciśnień, polega na spadku ciśnienia. Analiza historii zachowania się złoża opiera się na metodzie bilansu materiałowego, którą wykorzystano do oszacowania potwierdzonych zasobów gazu w horyzontach P1 i Ca1. Współczynnik sczerpania wyznaczono na podstawie obecnej wartości ciśnienia złożowego wynoszącej 4,7 MPa oraz szacunkowego końcowego ciśnienia oddania równego 1,6 MPa na głębokości horyzontu; daje to końcowy współczynnik sczerpania równy 90,9 procent. Dla złoża Bogdaj-Uciechów nie oszacowano zasobów prawdopodobnych.

PGNiG nie przekazało programu dalszych prac wiertniczych dla tego złoża. Realizacja prognozy wydobycia zasobów potwierdzonych jest możliwa bez dalszego zagospodarowania i dodatkowych urządzeń wydobywczych. Przewiduje się, ze istniejące tam obecnie 41 czynne otwory wraz z dostępnymi urządzeniami wydobywczymi pozwolą na wydobycie potwierdzonych zasobów w ciągu 14 lat.

Złoże Brońsko

Złoże gazu Brońsko położone jest około 12 kilometrów na południowy zachód od Poznania, w województwie wielkopolskim. Koncesja obejmują obszar tego złoża nosi numer 5/2003. Jej termin ważności upływa w 2038 roku. Odkrycia złoża dokonano w 1998 roku. Podobnie jak w przypadku większości budowli rafowych w strukturze występują liczne kulminacje. Całe złoże ma jednak postać antykliny ze zmianami facji tworzącymi południowe zamknięcie oraz

zamknięciem wyznaczającym poziom kontaktu gaz-woda w północnej flance. Odwiert Brońsko-6 przecina strop horyzontu Ca1 na głębokości 2 028,1 metra ppm oraz spąg horyzontu na głębokości 2 066,6 metra ppm. Średnia miąższość horyzontu zbiornikowego wynosi 33,49 metra. Kontakt gaz-woda wyznaczono na głębokości 2 204,5 metra ppm. Wykonano łącznie 16 odwiertów, a złoże uznawane jest za całkowicie zagospodarowane. Odstępy między odwiertami wynoszą około 1 000 metrów i nie planuje się wierceń dalszych otworów.



Wapień cechsztyński Ca1, tworzący podstawowy horyzont złoża Brońsko pochodzi z okresu górnego permu. Jest to osad rafy platformowej w Poznańskiej Prowincji Gazowej. Rafa powstała na paleowyniesieniu, a główne facje horyzontu klasyfikowane są jako bioklastyczne grainstony, packstony i wakstony. Całość pokrywa anhydryt sferoidalny, który tworzy górne uszczelnienie. Wapień cechsztyński nosi ślady zmian diagenetycznych, w tym dolomityzacji i cementacji, zależnie od środowiska diagenetycznego. Przeprowadzono ocenę wybranych pomiarów karotażowych, pomiarów zdjęć wiertniczych oraz danych z testów otworowych. Szacowane wartości w strefie nasycenia gazem średniej porowatości, nasycenia wodą i przepuszczalności wynoszą odpowiednio 13,4 procent, 13,0 procent i 48,8 milidarcy.

Pierwotne ciśnienie złożowe wynosi 24,6 MPa, a współczynnik ściśliwości dla zasobów potwierdzonych ustalony został w oparciu o końcowe ciśnienie oddania równe 4,0 MPa dla zasobów potwierdzonych i 2,9 MPa dla zasobów prawdopodobnych. Gaz wydobywany ze złoża Brońsko zawiera 24 procent domieszek innych gazów i nie zawiera kondensatu. Współczynnik ściśliwości dla zasobów potwierdzonych wynosi 83 procent, natomiast dla zasobów prawdopodobnych – 88 procent.

Wielkość zasobów oszacowano metodą objętościową. Opracowano mapy miąższości netto horyzontu gazowego, aby wyznaczyć przybliżony obszar horyzontu zbiornikowego i objętość skały. Szacunkowe wartości średnich wskaźników objętościowych horyzontu przyjęto do wyznaczenia pierwotnych zasobów geologicznych gazu. Pierwotne zasoby geologiczne gazu dla horyzontu Ca1 w złożu Brońsko szacowane są na 16 9,58 × 10^6m^3 i podstawą do ich wyznaczenia były: odwzorowanie objętości horyzontu, średnia porowatość i nasycenie wodą oraz wskaźnik objętości formacji gazowej równy 0,005448. Odwierty w obecnej liczbie 16 zapewniają wystarczające pokrycie potrzebne do odpowiedniego szacowania zasobów.

Systemem energetycznym złoża, który przyjęto w objętościowych szacunkach zasobów jest spadek ciśnienia. Pilotażowe wydobycie rozpoczęło się w marcu 2001 roku, na poziomie $8 \times 10^6 m^3$ miesięcznie, co daje łączną wielkość dotychczasowego wydobycia na dzień 31 grudnia 2004 równą $553 \times 10^6 m^3$. Szacunkowy współczynnik sczerpania dla zasobów potwierdzonych wynosi 83 procent. Latem 2004 rozpoczęto eksploatację w pełni zagospodarowanego złoża przy poziomie wydobycia $30 \times 10^6 m^3$ miesięcznie, natomiast osiągnięcie docelowego stałego poziomu wydobycia z 16 odwiertów w wysokości $78 \times 10^6 m^3$ planowane jest w 2005 roku. Ma się on utrzymać przez 4 lata, by następnie spadać do czasu osiągnięcia granicy opłacalności wydobycia. W oparciu o powyższe prognozy eksploatacja złoża powinna być kontynuowana do czasu osiągnięcia granicy opłacalności w 2029 roku. Do wydobycia potwierdzonych zasobów nie są potrzebne dodatkowe odwierty, chociaż uznano, że do wydobycia zasobów prawdopodobnych wymagany będzie dodatkowy odwiert eksploatacyjny w północnej części złoża.

Złoże Dzików

Złoże Dzików jest złożem gazu położonym w odległości około 32 kilometrów na wschód od miasta Jarosław w województwie podkarpackim. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 160/1994 i wygasa w 2019 roku. Złoże odkryto w 1989 roku. Pod względem strukturalnym złoże ma stosunkowo prostą budowę w kształcie zamkniętej od czterech stron antykliny. W złożu znajduje się 15 horyzontów produktywnych. PGNiG przekazało mapy strukturalne stropów każdego horyzontu produktywnego. Strop pierwszego horyzontu produktywnego znajduje się na głębokości około 195 metrów ppm, natomiast ostatniego na głębokości około 720 metrów ppm. PGNiG przekazało zestawienie pomiarów karotażowych, w którym podano zbiorcze dane dotyczące głębokości struktur stropowych i spągowych, miąższość netto horyzontów produktywnych, porowatość i nasycenie wodą. Kontakt gaz-woda stwierdzono w więcej niż jednym miejscu i dane te zostały naniesione na mapy. Dwa odwierty, DZ-12 i DZ-13, wykorzystano do kontroli własności zbiornikowych. Dla każdego horyzontu gazowego opracowano mapę miąższości netto. Szacunkowe wartości pierwotnego ciśnienia złożowego wahały się od 4,1 MPa w najpłytszej strefie do 9,1 MPa w najgłębszej.

Znajdujące się w złożu Dzików 15 horyzontów zbiornikowych pochodzi z okresu mioceńskiego; osadzały się w środowisku morskim lub deltowym. Są to klastyczne zbiorniki, które powstały Prowincji Gazowej Przedgórza Karpackiego. Według dostarczonych informacji horyzonty odznaczają się dużą zawartością materii ilastej, a porowatość lokalnie zwiększają zeszczelinowacenie i mikropęknięcia. Przeprowadzono ocenę wybranych pomiarów karotażowych, pomiarów rdzeni wiertniczych oraz danych z testów otworowych. Średnia miąższość netto horyzontu produktywnego waha się od 1,5 do 10 metrów. Średnia porowatość zawiera się w przedziale od 10,9 do 22,8 procent, natomiast średnie nasycenie wodą wynosi od 25,8 do 54,3 procent.

Wielkość zasobów oszacowano metodą objętościową, za wyjątkiem horyzontu X, który oszacowano na podstawie historii zachowania się złoża. Opracowano mapy miąższości netto horyzontów gazowych, aby wyznaczyć przybliżony obszar horyzontu zbiornikowego i objętość skały. Na podstawie tych map oszacowano pierwotne ilości gazu w złożu. Łączne pierwotne zasoby geologiczne gazu dla horyzontów w złożu Dzików oceniono na $1\,934 \times 10^6 m^3$. Istniejące odwierty zapewniają wystarczające pokrycie potrzebne do odpowiedniego sczerpania zasobów, a większość zasobów zaliczono do kategorii potwierdzonych. Część obszarów położonych poza obszarem zasobów potwierdzonych sklasyfikowano jednak jako obszary, na których znajdują się zasoby prawdopodobne. Systemem energetycznym złoża przyjętym do oszacowania zasobów był spadek ciśnienia. Współczynniki sczerpania dla badanych horyzontów wahały się w przedziale od 60 do 80 procent. Eksploatacja w pełni zagospodarowanego złoża rozpoczęła się w 1996 roku. Prognozy dla eksploatowanych horyzontów opracowano na podstawie obecnych wielkości wydobycia. Dotychczas nieeksploatowane horyzonty są włączane w miarę wyczerpywania się horyzontów w eksploatacji. W oparciu o prognozy potwierdzonych zasobów, oczekuje się, że eksploatacja złoża będzie kontynuowana do czasu wygaśnięcia koncesji w 2019 roku. Zagospodarowanie tego złoża nie wymaga wykonania dodatkowych odwiertów.

Złoże Gorzyca

Złoże Gorzyca jest złożem gazu i kondensatu, położonym w odległości 55 kilometrów na południowy zachód od Gorzowa Wielkopolskiego, w województwie lubuskim na zachodzie Polski. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 253/93 i wygasa w 2018 roku. Złoże zostało odkryte w 1989 roku. Ma ono postać gazu towarzyszącego w czapie gazowej z dodatkiem kondensatu. Przyjmuje się, że wydobycie znajdującej się poniżej warstwy ropnej byłoby nieekonomiczne i nie jest ona uwzględniona w planach zagospodarowania złoża przez PGNiG.

Skałą zbiornikową jest dolomit Ca2 występujący w cechsztyńskich skałach węglanowych z okresu górnego permu. Jest to osad rafy platformowej w Prowincji Naftowej Dolomitu Górnego w zachodniej części Polski. Horyzont udostępnia osiem odwiertów na głębokości około 2 700 metrów ppm, a jego średnia miąższość netto horyzontu produktywnego wynosi 13,6 metra. Kontakt gas-ropa w spągu horyzontu stwierdzono na głębokości 2 726 metrów ppm.

7

Skała zbiornikowa jest niezuskokowana i nie ogranicza przepływów w złożu. Przeprowadzono ocenę pomiarów karotażowych, pomiarów rdzeni wiertniczych oraz danych z testów otworowych. Szacunkowe wartości średniej porowatości w strefie gazowej, nasycenia wodą i przepuszczalności wynoszą odpowiednio 18 procent, 15,2 procent i 13,1 milidarcy. Szacunkowe pierwotne ciśnienie złożowe wynosi 50,96 MPa.

Wielkość zasobów oszacowano metodą objętościową. Opracowano wykresy miąższości netto horyzontu gazowego, aby wyznaczyć przybliżony obszar horyzontu zbiornikowego i objętość skały. Do wyznaczenia pierwotnych zasobów geologicznych gazu przyjęto oszacowane średnie parametry horyzontu. Pierwotne zasoby geologiczne gazu dla horyzontu Ca2 w złożu Gorzyca oceniono na 1 350 × $10^6 m^3$. Chociaż istniejące odwierty zapewniają wystarczające pokrycie potrzebne do odpowiedniego szczerpania zasobów, włączenie złoża do eksploatacji wymaga jeszcze znacznych nakładów na urządzenia wydobywcze. System energetyczny przyjęty do objętościowego oszacowania zasobów polega na połączeniu naporu wód od dołu i ekspansji czapy gazowej. Współczynnik szczerpania dla gazu oszacowano na 70 procent, natomiast wydobycie kondensatu na 284 tony na $10^6 m^3$ wydobytego gazu. Początek wydobycia planowany jest na październik 2005 roku, przy łącznej wielkości wydobycia gazu równej 7 × $10^6 m^3$ na miesiąc. Zakłada się, że wielkość ta będzie stała przez 2,5 roku, a następnie będzie malała do czasu wygaśnięcia koncesji. W oparciu o powyższe prognozy, przewiduje się, że eksploatacja złoża będzie kontynuowana do czasu wygaśnięcia koncesji w 2018 roku. Nie przewiduje się dodatkowych odwiertów.

Złoże Grochowice

Złoże Grochowice jest złożem gazu ziemnego, na które składa się jedna akumulacja antyklinalna położona w odległości 40 kilometrów na południowy wschód od Zielonej Góry w województwach lubuskim i dolnośląskim na zachodzie Polski. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 102/93 i wygasa w 2018 roku. Złoże odkryto w 1978 roku. Składa się ono z jednego horyzontu gazowego w eksploatacji.

Skałą zbiornikową są permskie piaskowce górnego czerwonego spągowca, który tworzą osady fluwialno-eoliczne występujące w Zielonogórskiej Prowincji Gazowej. Horyzont udostępnia 27 otworów na głębokości około 1 501 metrów ppm, przy średniej miąższości netto horyzontu produktywnego wynoszącej 35,3 metra. Kontakt gaz-woda w spągu horyzontu stwierdzono na głębokości 1 596 metrów ppm. Skała zbiornikowa jest niezuskokowana i nie ogranicza przepływów w złożu. Nie przeprowadzano oceny pomiarów karotażowych, pomiarów rdzeni wiertniczych oraz danych z testów otworowych, gdyż wielkość zasobów oszacowana została na podstawie historii zachowania się złoża. Szacunkowe wartości średniej porowatości w strefie gazowej, nasycenia wodą i przepuszczalności wynoszą odpowiednio 8,8 procent, 39,8 procent i 35 milidarcy. Szacunkowe pierwotne ciśnienie złożowe wynosi 17,2 MPa.

Wielkość zasobów dla złoża Grochowice oszacowano na podstawie historii zachowania się złoża. Łączna wielkość dotychczasowego wydobycia na dzień 31 grudnia 2004 roku szacowana jest na 622 × $10^6 m^3$. Stanowi to 39 procent szacunkowych pierwotnych zasobów geologicznych gazu wynoszących 1 600 × $10^6 m^3$. Zawartość domieszek innych gazów w wydobywanym strumieniu wynosi około 64 procent, przy czym jest to głównie azot. Gaz ze złoża Grochowice jest gazem suchym i nie prowadzono tam wydobycia kondensatu.

System energetyczny tych horyzontów, polega, jak wskazują dostępne dane dotyczące ciśnień, na spadku ciśnienia. Analiza historii zachowania się złoża opiera się na obliczeniach bilansu materiałowego i historycznych trendach wydobycia; obie metody zastosowano w celu oszacowania zasobów gazu w horyzoncie P1. Współczynniki szczerpania wyznaczono na podstawie obecnego ciśnienia złożowego, które wynosi 13,1 MPa i końcowego ciśnienia oddania szacowanego na 3,5 MPa na głębokości horyzontu; daje to przybliżony końcowy współczynnik szczerpania równy 80 procent. Ponadto, wielkość zasobów prawdopodobnych ustalono w oparciu o wyższy współczynnik szczerpania równy 90 procent, który zakłada niższe końcowe ciśnienie oddania w horyzoncie i/lub bardziej optymistyczną ocenę zachowania się bilansu materiałowego złoża.

PGNiG nie przekazało programu dalszych wierceń dla tego złoża. Realizacja prognozy wydobycia zasobów potwierdzonych jest możliwa bez dodatkowych urządzeń potrzebnych do zagospodarowania złoża czy jego eksploatacji. Ocenia się, że 22 czynnych obecnie otworów wraz z dostępnymi obiektami kopalni pozwolą na wydobycie potwierdzonych zasobów w ciągu około 14 lat.

Złoże Jasionka

Złoże Jasionka jest złożem gazu i kondensatu położonym w odległości 5 kilometrów na północ od Rzeszowa, w województwie podkarpackim w południowo-wschodniej części Polski. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 43/98 i jej termin ważności upływa 9 września 2029. Odkrycie złoża miało miejsce w czerwcu 2001 roku. Składa się ono z 21 horyzontów gazowych.

8

Skałą zbiornikową są piaskowce mioceńskie, które są wypełniającymi basen osadami znoszonymi z Wypiętrzenia Karpackiego. Pod względem strukturalnym złoże składa się z dwóch zamknięć antyklinalnych biegnących wzdłuż grzbietów w kierunku zachód-północny zachód/wschód – południowy wschód. W większości horyzontów struktura zachodnia jest większą z tych dwóch.

Złoże udostępnia 11 odwiertów. Najpłytszy horyzont napotkano na poziomie 807 metrów głębokości pomiarowej, a najgłębszy na 1 526 metrów. Kontakt gaz-woda w spągu horyzontów stwierdzono na głębokości od 603 do 1 322,8 metrów ppm. Skała zbiornikowa jest niezuskokowana i nie ogranicza przepływów w złożu. Przeprowadzono ocenę wybranych pomiarów karotażowych, pomiarów rdzeni wiertniczych oraz danych z testów otworowych. Średnia miąższość netto horyzontu produktywnego waha się od 1,3 do 7,8 metra. Średnia porowatość zawiera się w przedziale od 9 do 17,6 procent, natomiast średnie nasycenie wodą wynosi od 29 do 39 procent.

Wielkość zasobów oszacowano metodą objętościową. Opracowano wykresy miąższości netto horyzontu gazowego, aby wyznaczyć przybliżony obszar horyzontu zbiornikowego i objętość skały dla każdego horyzontu. Szacunkowe średnie parametry horyzontu przyjęto do wyznaczenia pierwotnych zasobów geologicznych gazu. Pierwotne zasoby geologiczne gazu dla potwierdzonych horyzontów w złożu Jasionka ocenia się na 1 870 × $10^6 m^3$. Największe strefy to horyzonty IV, V+Va+Vb oraz VI, na które przypada około 69 procent całkowitych pierwotnych zasobów geologicznych gazu w ramach zasobów potwierdzonych dla tego złoża. Istnieje kilka płytkich stref, na których przeprowadzono testy, jednak nie są one ujęte w aktualnym planie zagospodarowania. W strefach tych znajdują się dodatkowe ilości gazu, z czego 170 × $10^6 m^3$ zaliczono do zasobów prawdopodobnych. Chociaż istniejące odwierty zapewniają wystarczające pokrycie potrzebne do odpowiedniego szczerpania, występujące tam zasoby potwierdzone uważa się za niezagospodarowane, ponieważ włączenie złoża do eksploatacji wymaga jeszcze znacznych nakładów na urządzenia wydobywcze. System energetyczny złoża przyjęty do objętościowego oszacowania zasobów polega na spadku ciśnienia. Współczynnik szczerpania dla gazu oszacowano na 80 procent. W złożu nie występują zasoby kondensatu. Rozpoczęcie wydobycia planowane jest na rok 2007, w łącznej wielkości 12,5 × $10^6 m^3$ miesięcznie. Zgodnie z założeniami poziom wydobycia będzie spadał do czasu wygaśnięcia koncesji. Na podstawie powyższych prognoz przewiduje się, że eksploatacja złoża będzie kontynuowana do wygaśnięcia koncesji w 2029 roku. Nie przewiduje się dodatkowych odwiertów.

Złoże Kielanówka-Rzeszów

Złoże Kielanówka-Rzeszów jest złożem gazu, które tworzą dwie akumulacje antyklinalne znane jako Rzeszów i Kielanówka, które położone są w odległości odpowiednio 2,5 i 6 kilometrów na zachód od Rzeszowa w województwie podkarpackim, w południowo-wschodniej części Polski. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 57/94 i wygasa w 2019 roku. Odkrycia złoża dokonano w 1979 roku. Składa się ono z trzech eksploatowanych horyzontów. W przypadku czwartego horyzontu wydobycie uznaje się za nieekonomiczne i nie jest on uwzględniany w planach zagospodarowania złoża przez PGNiG.

Skałą zbiornikową są dolnosarmackie warstwy autochtonicznych mioceńskich piaskowców i mułowców. Są to osady deltowe, które tworzyły się w pobliżu brzegu morskiego na terenie Prowincji Gazowej Przedgórza Karpackiego w południowo-wschodniej części Polski. Horyzonty uodstępnia 13 odwiertów, a ich głębokość waha się od około 2 000 do 2 310 metrów ppm, przy średniej miąższości netto horyzontu produktywnego wynoszącej od 8 do 125 metrów. Kontakt gaz-woda w spągu horyzontów stwierdzono na głębokości od 2 041 do 2 350 metrów ppm. Skała zbiornikowa jest niezuskokowana i nie ogranicza przepływów w złożu. Wielkość zasobów oszacowano na podstawie historii zachowania się złoża. Średnia porowatość i nasycenie wodą szacuje się na poziomie od 10 do 20 procent dla obszaru Rzeszów i 20 do 30 procent dla obszaru Kielanówka. Wartości średniej przepuszczalności nie były dostępne. Szacunkowe wartości pierwotnych ciśnień złożowych kształtują się w przedziale od 22,5 do 26,8 MPa.

W eksploatacji znajdują się trzy horyzonty: K-1, K-5 i R-5. Wydobycie z horyzontu K-1 odbywa się za pośrednictwem dwóch odwiertów, z horyzontu K-5 – kolejnych dwóch, a z horyzontu R-5 – poprzez 3 odwierty. Łączne dotychczasowe wydobycie gazu ze złoża na dzień 31 grudnia 2004 szacuje się na 1 743 × $10^6 m^3$. Stanowi to 33 procent pierwotnych zasobów geologicznych gazu szacowanych przez PGNiG na 5 277 × $10^6 m^3$. Współczynnik szczerpania dla zasobów potwierdzonych wynosi 78 procent, natomiast dla zasobów prawdopodobnych – 84 procent.

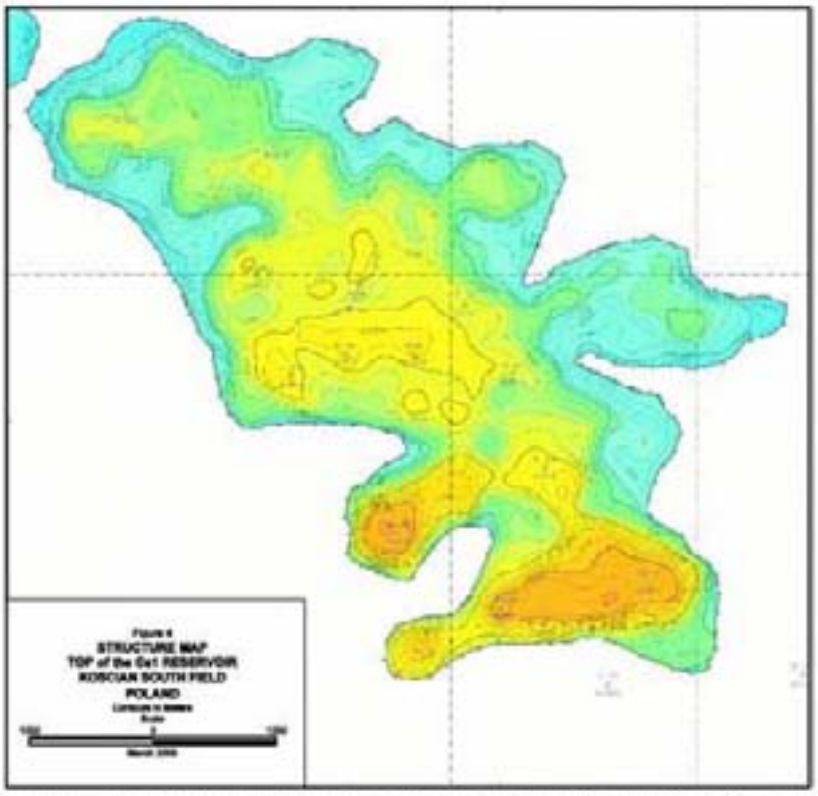
System energetyczny złoża polega na spadku ciśnienia przy ograniczonym udziale czynnika wodnonaporowego. Zastosowano metodę bilansu materiałowego i historycznego trendu wydobycia do oszacowania potwierdzonych zasobów w każdym z horyzontów. Współczynniki szczerpania wyznaczono w oparciu o szacunkową wartość końcowego ciśnienia oddania równą 0,00226 MPa na metr głębokości horyzontu. Ponadto, wyznaczono wielkość zasobów prawdopodobnych przyjmując niższe końcowe ciśnienie oddania i/lub bardziej optymistyczną ocenę kształtowania się bilansu materiałowego w horyzontach.

9

PGNiG nie przekazało programu dodatkowych wierceń dla tego złoża. Realizacja prognozy wydobycia zasobów potwierdzonych jest możliwa bez dodatkowego zagospodarowania czy urządzeń wydobywczych. Przewiduje się, że obecna liczba odwiertów i dostępne urządzenia wydobywcze umożliwią wydobycie zasobów potwierdzonych do 2019 roku.

Złoże Kościan Południe

Złoże Kościan Południe jest złożem gazowym położonym w odległości 40 kilometrów w kierunku południowo-zachodnim od Poznania, w województwie wielkopolskim na zachodzie Polski. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 6/2000, a jej termin ważności upływa w 2030 roku. Odkrycie złoża miało miejsce w roku 1995. Składa się ono z jednego horyzontu gazowego znajdującego się obrębie formacji antyklinalnej, ograniczonej przez wykliniowania facjalne związane z utratą porowatości i położony poniżej poziom kontaktu gaz-woda.



Skałą zbiornikową jest wapień podstawowy Ca1 stropu górnego permu. Jest to osad rafy platformowej w Pomorskiej Prowincji Gazowej na zachodzie Polski. Horyzont udostępnia 17 odwiertów na głębokości około 2 052 metry ppm, a średnia miąższość horyzontu produktywnego wynosi 30,5 metra. Kontakt gaz-woda w spągu horyzontu stwierdzono na głębokości 2 207,5 metra ppm. Skała zbiornikowa jest niezaskokowana i nie ogranicza przepływów w złożu. Przeprowadzono ocenę pomiarów karotażowych, pomiarów rdzeni wiertniczych oraz danych z testów otworowych dla reprezentatywnych otworów. Średnie wartości porowatości w strefie gazowej, nasycenia wodą i przepuszczalności wynoszą, odpowiednio, 15,9 procent, 12 procent i 17,6 milidarcy. Pierwotne ciśnienie złożowe szacowane jest na 24,69 MPa.

Wielkość zasobów oszacowano metodą objętościową, a wyniki poparte zostały dotychczasowymi parametrami ciśnień i wydobycia. Opracowano wykresy miąższości netto horyzontu gazowego, aby wyznaczyć przybliżony obszar horyzontu zbiornikowego i objętość skały dla każdego horyzontu. Średnie parametry horyzontu przyjęto do wyznaczenia pierwotnych zasobów geologicznych gazu. Pierwotne zasoby geologiczne gazu dla horyzontu Ca1 w złożu Kościan Południe ocenia się na 12 529 × $10^6 m^3$. System energetycznych złoża przyjęty do objętościowej oceny zasobów polega na spadku ciśnienia. Współczynnik ścierpania dla gazu wynoszący 80 procent określono przyjmując końcowe ciśnienie oddania równe 4 MPa. W złożu nie występują zasoby kondensatu. Wielkość dodatkowych zasobów prawdopodobnych wyznaczono w oparciu o niższe końcowe ciśnienie oddania równe 2 MPa. Wydobycie rozpoczęło

się w styczniu 2002 roku i obecnie odbywa się w tempie 62 × 10³m³ gazu miesięcznie. Ten poziom ma się utrzymać przez kolejne 4 lata, a następnie będzie malał do czasu osiągnięcia granicy opłacalności wydobycia. Na podstawie powyższych prognoz oczekuje się, że eksploatacja złoża będzie kontynuowana do czasu osiągnięcia granicy opłacalności wydobycia, tj. do 2027 roku. Nie przewiduje się dodatkowych odwiertów.

Złoże Lubaczów

Złoże Lubaczów jest złożem gazu i ropy naftowej położonym w odległości około 85 kilometrów na wschód od Rzeszowa w województwie podkarpackim na południowym wschodzie Polski, niedaleko granicy polsko-ukraińskiej. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 110/94 i wygasa w 2019 roku. Odkrycie złoża miało miejsce w 1954 roku. Pod względem strukturalnym złoże ma postać zamknięcia antyklinalnego biegnącego w kierunku północny zachód/południowy wschód. Wskazują znajdują się zarówno płytko położone akumulacje gazu w piaskowcach mioceńskich, jak i głębsze akumulacje gazu i ropy naftowej w wapieniach jurajskich, w obrębie Prowincji Naftowej Przedgórza Karpackiego na południowym wschodzie Polski.

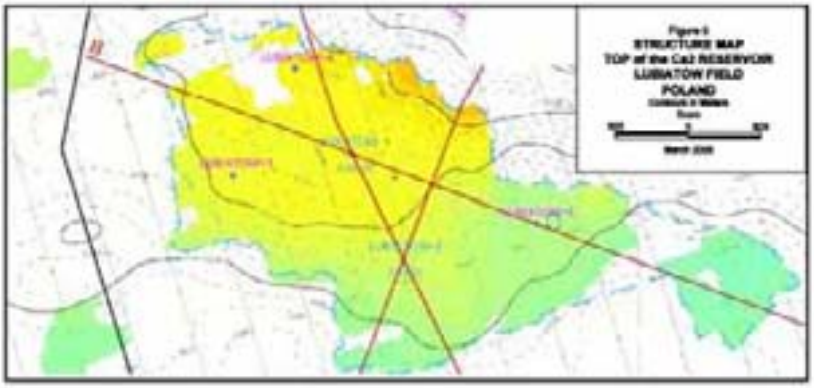
Skałą zbiornikową płytko położonych horyzontów gazowych są dolnosarmackie warstwy w strukturze autochtonicznych mioceńskich piaskowców i zailowców, które tworzyły się w formie przybrzeżnych osadów deltowych. Głębiej położone horyzonty gazowe i ropne występujące w złożu Lubaczów powstały w utworach wapienia z okresu jurajskiego. Ten jasnoszary wapień, który przykrywają w niezgodny sposób i uszczelniają łupki mioceńskie, nosi ślady wietrzenia i szczelinowacenia i odznacza się małą porowatością i przepuszczalnością. Występujące tam horyzonty gazowe, które są uważane za odrębne złoże i nie znalazły się na liście głównych złóż \ zostały ocenione na podstawie historii zachowania się złoża.

Jurajski horyzont ropny udostępniony jest pięcioma odwiertami na głębokości około 865 metrów ppm i ma średnią miąższość horyzontu produktywnego równą 9,7 metra. Kontakt gaz-ropa i ropa-woda w horyzoncie stwierdzono na głębokości, odpowiednio, 840 i 890 metrów ppm. Jak się wydaje, horyzont ma formę nieregularnej kopuły powstałej na skutek erozji i bez ograniczeń przepływów w złożu. Przeprowadzono ocenę pomiarów karotażowych dla reprezentatywnych otworów w złożu, jednak pomiary rdzeni wiertniczych oraz dane z testów otworowych były niedostępne. Szacunkowe średnie wartości porowatości, nasycenia wodą i przepuszczalności dla horyzontu ropnego wynoszą, odpowiednio, 10,2 procent, 22,5 procent i 0,5 milidarcy. Pierwotne ciśnienie złożowe szacowane jest na 9,8 MPa.

Wielkość zasobów oznaczono metodą objętościową. Oznaczono wyłonienie miąższości netto horyzontu ropnego, aby wyznaczyć przybliżony obszar horyzontu zbiornikowego i objętość skały. Szacunkowe średnie parametry horyzontu przyjęto do wyznaczenia pierwotnej ilości ropy w złożu. Wielkość pierwotnych zasobów geologicznych ropy dla horyzontu jurajskiego w złożu Lubaczów ocenia się na 239 × 10³m³. Jest to jednak czarna, lepka, asfaltowa ropa, o gęstości na powierzchni 1,0027 g/cm³. Wielkość strumienia uzyskana w testach wydobycia ropy z tego horyzontu nie osiągnęła poziomu opłacalności z powodu dużej gęstości ropy i słabych właściwości zbiornikowych horyzontu. Ze złoża wydobyto zaledwie 66 ton ropy. Wszystkie otwory na tym horyzoncie zostały tymczasowo zlikwidowane i nie przekazano planów dalszego zagospodarowania. Nie oszacowano wielkości zasobów potwierdzonych ani prawdopodobnych dla tego złoża, opierając się na obecnych szacunkach wydobywalności i współczynnika sczerpania.

Złoże Lubiatów

Złoże Lubiatów jest złożem ropy naftowej i gazu rozpuszczonego w ropie, które znajduje się w odległości 40 kilometrów na południowy wschód od Gorzowa Wielkopolskiego w województwie lubuskim w zachodniej Polsce. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 1.52/2004 i wygasa w 2029 roku. Odkrycie złoża miało miejsce w grudniu 2002 roku. Składa się ono z jednego horyzontu ropnego.



11

Skałą zbiornikową jest wapień dolomitu głównego Ca2 z okresu górnego permu. Jest to osad rafy platformowej w Prowincji Naftowej Dolomitu Głównego na zachodzie Polski. Horyzont udostępniają 2 odwierty na głębokości około 3 224 metry ppm, a średnia miąższość horyzontu produktywnego wynosi 29,7 metra. Najniższa znana warstwa ropy (LKO) w spągu horyzontu znajduje się na głębokości 3 257 metrów ppm. Skała zbiornikowa jest niezuskokowana i nie ogranicza przepływów w złożu. Przeprowadzono ocenę wybranych pomiarów karotażowych, pomiarów rdzeni wiertniczych oraz danych z testów otworowych. Szacunkowe wartości średniej porowatości horyzontu, nasycenia wodą i przepuszczalności wynoszą, odpowiednio, 18,85 procent, 5,75 procent i 9,97 milidarcy. Pierwotne ciśnienie złożowe szacowane jest na 42,97 MPa.

Wielkość zasobów oszacowano metodą objętościową. Opracowano wykresy miąższości netto horyzontu ropnego, aby wyznaczyć przybliżony obszar horyzontu zbiornikowego i objętość skały. Szacunkowe średnie parametry horyzontu przyjęto do wyznaczenia pierwotnej ilości ropy w złożu. Wielkość pierwotnych zasobów geologicznych ropy dla horyzontu Ca2 w złożu Lubiatów ocenia się na 17 779 × 10^3 ton metrycznych dla ilości zaliczanych do zasobów potwierdzonych oraz 4 895 × 10^3 ton metrycznych dla ilości zaliczanych do zasobów prawdopodobnych. Chociaż istniejące odwierty zapewniają wystarczające pokrycie potrzebne do odpowiedniego szczerpania, występujące tam zasoby potwierdzone uważa się za niezagospodarowane, ponieważ włączenie złoża do eksploatacji wymaga jeszcze znacznych nakładów na instalacje powierzchniowe. Pozostałe zasoby ropy, występujące poniżej granicy najniżej stwierdzonego występowania ropy naftowej zostały sklasyfikowane jako prawdopodobne. System energetyczny złoża przyjęty do objętościowej oceny zasobów polega na energii rozprężającego się gazu rozpuszczonego w ropie. Współczynniki szczerpania określono na poziomie 24 procent dla ropy naftowej i 50 procent dla gazu rozpuszczonego w ropie, przyjmując jednocześnie wartość wykładnika gazowego równą 189 metrów sześciennych gazu na tonę ropy w złożu. Rozpoczęcie wydobycia przewidziane jest w roku 2007 i ma wynosić 42 × 10^3 ton metrycznych miesięcznie. Na podstawie prognoz wydobycia zasobów potwierdzonych, oczekuje się, że eksploatacja złoża będzie kontynuowana do czasu osiągnięcia granicy opłacalności, co ma nastąpić w 2024 roku. Zagospodarowanie tego złoża wymaga odwiercenia trzech dodatkowych otworów.

Złoże Maćkowice-Tuligłowy

Złoże Maćkowice-Tuligłowy to złoże gazowe składające się z dwóch akumulacji znanych jako Maćkowice i Tuligłowy, położne w odległości około 50 kilometrów na południowy wschód od Rzeszowa w województwie podkarpackim, w południowo-wschodniej części Polski. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 100/94 i wygasa w 2019 roku. Odkrycia złoża dokonano w 1962 roku. Skałą zbiornikową jest dolnosarmacka wkładka w strukturze autochtonicznych mioceńskich piaskowców i mułowców. Są to przybrzeżne osady deltowe, które tworzyły się na terenie Prowincji Naftowej Przedgórza Karpackiego w południowo-wschodniej części Polski.

Pod względem strukturalnym złoże znajduje się w obrębie skrzydła wiszącego po północnej stronie uskoku nasuwczego biegnącego w kierunku zachód-północny zachód/wschód-południowy wschód. Horyzonty gazowe mieszczą się w zamknięciach antyklinalnych rozmieszczonych wzdłuż tego skrzydła, a różnorodność facjalna wyraźnie przyczynia się do występowania pułapek, w których znajdują się lokalne akumulacje.

W ramach złoża Maćkowice-Tuligłowy eksploatowano trzydzieści siedem horyzontów. Nanajpłytszy horyzont napotkano na głębokości 512 metrów, a na najgłębszy na 2 920 metrach. Kontakt gaz-woda w spągu horyzontów stwierdzono na głębokości od 365 do 2 550 metrów ppm. Miąższość netto horyzontu produktywnego waha się od 1,4 do 46,9 metra. Porowatość zawiera się w przedziale od 2 do 24,3 procent, a nasycenie wodą wynosi od 5,7 do 37 procent.

Zasoby zostały oszacowane na podstawie historii zachowania się złoża. Wartości pierwotnego ciśnienia złożowego i temperatury w płytszym horyzoncie (0/A) oszacowano na poziomie 5,66 MPa i 21 stopni Celsjusza (°C). Pierwotne ciśnienie złożowe i temperaturę w najgłębszym horyzoncie (XI/A) oszacowano na 30,79 MPa i 98 °C. We wszystkich horyzontach występuje gaz suchy o przybliżonej gęstości od 0,559 do 0,580 (powietrze =1) z niewielką zawartością azotu (< 4,53 procent) i dwutlenku węgla (< 0,21 procent).

Łączne pierwotne zasoby geologiczne gazu złoża oceniane są na 17 986 × $10^6 m^3$. Całkowite dotychczasowe wydobycie na dzień 31 grudnia 2004 wyniosło według szacunków 12 689,2 × $10^6 m^3$. Ponad 80 procent pierwotnych zasobów geologicznych gazu złoża przypada na osiem horyzontów. Właściwości zbiornikowe i wielkości pierwotnych zasobów geologicznych gazu dla poszczególnych horyzontów zostały podane w poniższej tabeli i wyrażone w milionach metrów sześciennych ($10^6 m^3$), metrach głębokości pomiarowej (m MD), metrach (m), procentach (%), megapaskalach (MPa) i stopniach Celsjusza (°C):

	Pierwotne zasoby geologiczne gazu (OGIP) i parametry horyzontów w złożu Maćkowice-Tuligłowy						
Horyzont	**OGIP (10^6m^3)**	**Strop horyzontu (m MD)**	**Miąższość netto (m)**	**Porowatość (%)**	**Nasycenie wodą (%)**	**Ciśnienie pierwotne (MPa)**	**Temperatura (°C)**
VII/A	5 571	1 537	42,9	21,6	12	15,25	56
VIII/A	2 131	1 701	29,9	24,3	7	16,63	61
II+IIa/B	1 600	955	11,1	20,9	18	9,49	34
V/A	1 425	1 373	15,1	19,0	11	13,76	49
VI/B	1 155	1 512	18,7	18,7	19	15,50	56
III/B	1 040	1 155	17,6	17,6	30	11,06	41
VI/A	852	1 512	14,9	14,9	27	15,32	54
VI/B	570	613	23,8	23,8	35	7,96	28

System energetyczny złoża w większości horyzontów polega na spadku ciśnienia. W horyzontach II/A, II/B, IIa/B, IIB i Va/C system energetycznych złoża polega na spadku ciśnienia przy niewielkim udziale czynnika wodnonaporowego. Posłużono się metodą bilansu materiałowego i oceną historycznego trendu wydobycia, aby oszacować wielkość potwierdzonych zasobów gazu dla każdego horyzontu. Współczynniki sczerpania wyznaczono przyjmując końcowe ciśnienie oddania na poziomie 0,00226 MPa na metr głębokości horyzontu. W niektórych horyzontach ten wskaźnik zmniejszono o 0,001 MPa na metr, uwzględniając właściwości horyzontu i dostępność urządzeń wydobywczych umożliwiających przetwarzanie gazu pod niższym ciśnieniem. Dodatkowo określono wielkość zasobów prawdopodobnych przyjmując niższe końcowe ciśnienie oddania w horyzoncie i/lub bardziej optymistyczną ocenę kształtowania się bilansu materiałowego horyzontach.

Złoże znajduje się na zaawansowanym etapie eksploatacji. Opierając się na wielkości pierwotnych geologicznych zasobów gazu podanej przez PGNiG, oszacowano, że wydobyto już około 70 procent tych zasobów. PGNiG nie przekazało programu dodatkowych wierceń dla tego złoża. Realizacja prognozy wydobycia zasobów potwierdzonych jest możliwa bez dalszego zagospodarowania i dodatkowych urządzeń wydobywczych. W oparciu o powyższe prognozy, przewiduje się, że eksploatacja złoża będzie kontynuowana do wygaśnięcia koncesji, co nastąpi w 2019 roku.

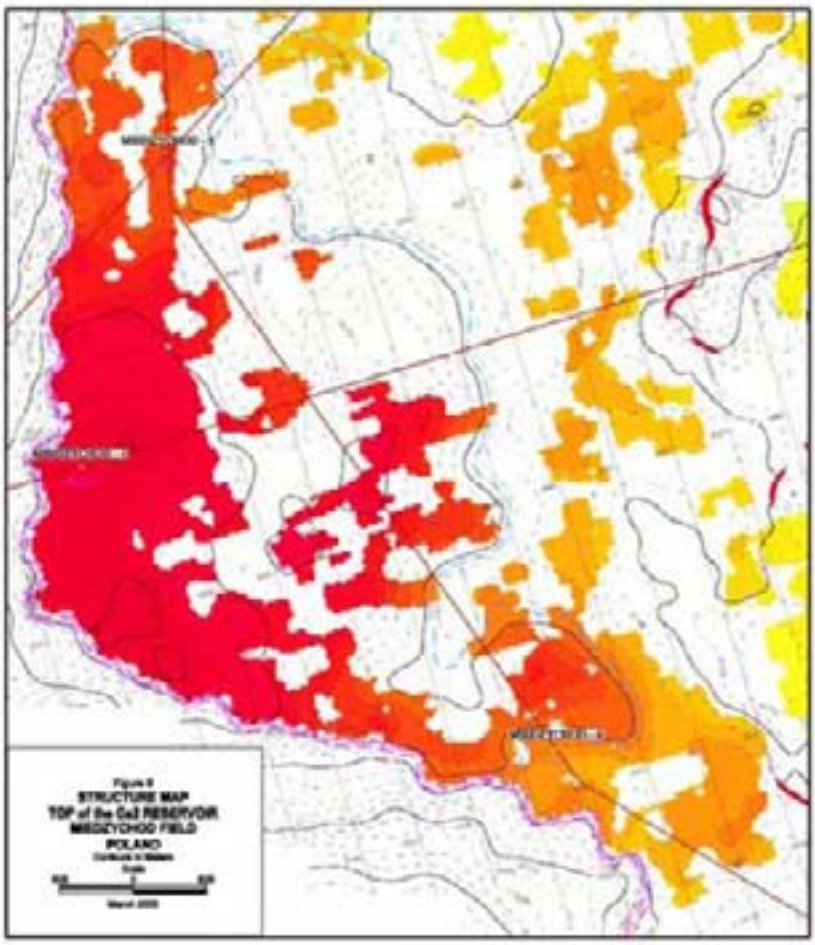
Złoże Międzychód

Złoże Międzychód jest złożem gazu położonym w odległości około 25 kilometrów na wschód od Gorzowa Wielkopolskiego w województwie lubuskim. Koncesja obejmująca to złoże wygasa w 2029 roku. Złoże odkryto w kwietniu 2001 roku. Pod względem strukturalnym jest to zamknięta od czterech stron antyklina z barierą braku przepuszczalności zamykającą od zachodu pułapkę. Od strony flanki wschodniej i północnej ograniczeniem złoża jest ostro zapadający skłon bariery na głębokości 3 105 metrów ppm, który wyznacza przybliżony poziom kontaktu gaz-woda. W otworach Międzychód-4 i -5 nie napotkano kontaktu gaz-woda, jednak odwiert Międzychód-6 okazał się otworem zawodnionym na poziomie najwyżej stwierdzonej wody złożowej (HKW) na głębokości 3 110 metrów ppm. Średnia miąższość horyzontu wynosi 37,77 metrów. Wykonano dwa odwierty w ramach testów horyzontu Ca2. Obszar potwierdzonych zasobów dla horyzontu Ca2 wytyczony został według charakteryzującej go podwyższonej amplitudy sygnału, natomiast obszar poza podwyższoną amplitudą sygnału sklasyfikowano jako zasoby prawdopodobne. Szacunkowe pierwotne ciśnienie złożowe oszacowano na 41,7 MPa.

Podstawową skałą zbiornikową złoża Międzychód jest dolomit główny Ca2. Jest to dolomit cechsztyński z okresu górnego permu, będący osadem rafy platformowej, który wytworzył się w Prowincji Naftowej Dolomitu Głównego w Polsce. Horyzont cechsztyński powstał na platformie węglanowej, która wykształciła się na obrzeżach basenu. Rafy tworzą się zwykle na warstwach ewaporatów, a na obrzeżach rafy występuje wyraźne zmniejszenie miąższości horyzontu zbiornikowego spowodowane zmianami facji. Po osadzeniu się skał oolitowych i innych facji podrzędnych, miały miejsce procesy rozpuszczania i rekrystalizacji. Przeprowadzono ocenę wybranych pomiarów karotażowych, pomiarów rdzeni wiertniczych oraz danych z testów otworowych. Szacunkowe wartości średniej porowatości w strefie gazowej, nasycenia wodą i przepuszczalności wynoszą odpowiednio 11,4 procent, 10,0 procent i 1,3 milidarcy.

Wielkość zasobów oszacowano metodą objętościową. Opracowano wykresy miąższości netto horyzontu gazowego, aby wyznaczyć przybliżony obszar horyzontu zbiornikowego i objętość skały. Szacunkowe średnie parametry horyzontu przyjęto do wyznaczenia pierwotnej ilości gazu w złożu. Pierwotne zasoby geologiczne gazu dla horyzontu Ca2 w złożu Międzychód ocenia się na 14 130 × 10^6m^3. Istniejące odwierty zapewniają wystarczające pokrycie potrzebne do odpowiedniego sczerpania zasobów potwierdzonych, które uważane są jednak za niezagospodarowane, ponieważ ich włączenie do eksploatacji wymaga znacznych nakładów. Oszacowano wielkość zasobów prawdopodobnych dla obszaru poza granicą zasobów potwierdzonych. Ich zagospodarowanie wymagać będzie najprawdopodobniej wykona-

13



nia 2 do 3 dodatkowych odwiertów. System energetyczny złoża przyjęty do objętościowej oceny zasobów polega na połączeniu naporu wód od spodu i ekspansji czapy gazowej. Współczynnik szerpania oszacowano na poziomie 40 procent dla gazu, natomiast wykładnik kondensatowy przyjęto jako 165 ton metrycznych na 10^6m^3 wydobytego gazu. Pilotażowe wydobycie rozpoczęło się w czerwcu 2001 roku. Początek eksploatacji złoża przewidywany jest na rok 2007, w ilości $1\,000 \times 10^6m^3$ na miesiąc, by wzrosnąć do $17\,500 \times 10^6m^3$ na miesiąc do 2009 roku. W oparciu o powyższe prognozy wydobycia zasobów potwierdzonych, oczekuje się, że eksploatacja złoża będzie kontynuowana do wygaśnięcia koncesji, co nastąpi w 2029 roku.

Złoże Paproć

Złoże Paproć jest złożem gazu, na które składa się jedna akumulacja antyklinalna, położonym w odległości 50 kilometrów na zachód od Poznania w województwie wielkopolskim na zachodzie Polski. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 102/94 i wygasa w 2019 roku. Złoże zostało odkryte w 1979 roku. Składa się ono z dwóch eksploatowanych horyzontów gazowych w obrębie zanurzającej się się w kierunku wschodnim struktury antyklinalnej z pułapkami węglowodorowymi powstałymi w wyniku uskoków i niezgodności wzdłuż zachodniej strony złoża.

Podstawową skałą zbiornikową są permskie piaskowce górnego czerwonego spągowca. Piaskowce te są osadami fluwialno-eolicznymi występującymi w Poznańskiej Prowincji Gazowej na zachodzie Polski. Drugi horyzont w osadach karbońskich mieści się w zachodniej części złoża, gdzie permskie piaskowce są nieobecne. Horyzonty permski i karboński udostępnia 37 odwiertów na głębokości około 2 632 i 2 708 metrów ppm, a średnia miąższość netto horyzontu produktywnego wynosi, odpowiednio, 16,4 i 9,9 metrów. Kontakt gaz-woda w spągu horyzontów stwierdzono na głębokości, odpowiednio, 2 630 i 2 717 metrów ppm. Skała zbiornikowa jest nieuszkodzona i nie ogranicza przepływów w złożu, a horyzonty są połączone i eksploatowane jako jeden. Szacunkowe wartości porowatości, nasycenia wodą i przepusz-

czalności dla horyzontu w czerwonym spągowcu wynoszą 8,4 procent, 20,6 procent i 20 milidarcy, natomiast w przypadku horyzontu karbońskiego wynoszą odpowiednio 6,5 procent, 20,6 procent i 6 milidarcy. Szacunkowe wielkości pierwotnych ciśnień złożowych w tych dwóch horyzontach wynoszą, odpowiednio, 29,5 i 29,8 MPa.

Wielkość zasobów złoża Paproć oszacowano na podstawie historii zachowania się złoża. Pomimo, że oba horyzonty są połączone, na horyzont permski przypada około 99 procent całkowitego dotychczasowego wydobycia, co wskazuje na wzajemny stosunek wielkości obu horyzontów. Łączna wielkość dotychczasowego wydobycia na dzień 31 grudnia 2004 szacowana jest na 3 089 × 10^6m^3. Stanowi to 33 procent pierwotnych zasobów geologicznych gazu szacowanych na 9 288 × 10^6m^3. Zawartość domieszek innych gazów w strumieniu wydobycia wynosi około 29 procent, przy czym jest to głównie azot. Gaz wydobywany ze złoża Paproć jest gazem suchym i nie prowadzi się tam wydobycia kondensatu.

System energetyczny złoża, jak wskazują dane dotyczące ciśnień, polega na spadku ciśnienia. Analiza historii zachowania się złoża opiera się na metodzie bilansu materiałowego. Współczynnik sczerpania wyznaczono przyjmując obecne ciśnienie złożowe równe 18,4 MPa i szacunkowe końcowe ciśnienie oddania wynoszące 5,9 MPa na głębokości horyzontu. Daje to końcowy współczynnik sczerpania równy 79 procent.

Nie ma potrzeby wykonywania przez PGNiG dodatkowych wierceń na tym złożu. Realizacja prognozy wydobycia zasobów potwierdzonych możliwe jest bez dalszego zagospodarowania; niemniej w roku 2007 przewiduje się znaczące nakłady kapitałowe na modernizację urządzeń w celu zwiększenia zdolności wydobywczych. Istniejących 36 czynnych otworów pozwoli na wydobycie zasobów potwierdzonych do daty wygaśnięcia koncesji, która przypada w 2019 roku.

Złoże Pilzno Południe

Złoże Pilzno Południe jest złożem gazu, które ma postać zaburzonej tektonicznie akumulacji antyklinalnej i leży w odległości 47 kilometrów na zachód od Rzeszowa w województwie podkarpackim na południowym wschodzie Polski. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 35/93 i wygasa 16 kwietnia 2019 roku. Złoże odkryto w 1984 roku. Skałą zbiornikową jest dolnosarmacka warstwa w strukturze autochtonicznych mioceńskich piaskowców i mułowców. Zbudowana jest ona z przybrzeżnych osadów deltowych, występujących na terenie Prowincji Gazowej Przedgórza Karpackiego w południowo-wschodniej części Polski.

Złoże składa się z sześciu eksploatowanych horyzontów gazowych, udostępnionych sześcioma odwiertami w antyklinalnej strukturze skrzydła wiszącego po północnej stronie uskoku nasuwczego biegnącego w kierunku wschód/zachód. Głębokość horyzontów waha się od około 1 040 do 1 450 metrów ppm, przy średniej miąższości netto horyzontu produktywnego wynoszącej od 3,6 do 19,5 metra. Kontakt gaz-woda w spągu horyzontów stwierdzono na głębokości od 1 030,5 do 1 465 metrów ppm. Skała zbiornikowa jest niezuskokowana i nie ogranicza przepływów w złożu. Średnią porowatość szacuje się na poziomie od 20 do 23 procent, natomiast nasycenie wodą na 20 procent. Średnie wartości przepuszczalności nie były dostępne. Szacunkowe wartości pierwotnych ciśnień złożowych kształtują się w przedziale od 12,83 do 17,66 MPa.

Wielkość zasobów złoża Pilzno Południe oszacowana została na podstawie historii zachowania się złoża. Łączna wielkość dotychczasowego wydobycia ze złoża na dzień 31 grudnia 2004 ocenia się na 979 × 10^6m^3. Stanowi to około 27 procent szacunkowej wielkości pierwotnych geologicznych zasobów gazu wynoszących 3 611 × 10^6m^3. We wszystkich horyzontach występuje gaz suchy, o przybliżonej gęstości mieszczącej się w przedziale od 0,560 do 0,583 (powietrze = 0), z niewielką zawartością azotu (<4,16 procent) i dwutlenku węgla (<0,08 procent). Gaz znajdujący się w złożu Pilzno Południe jest gazem suchym i nie było tam prowadzone wydobycie kondensatu.

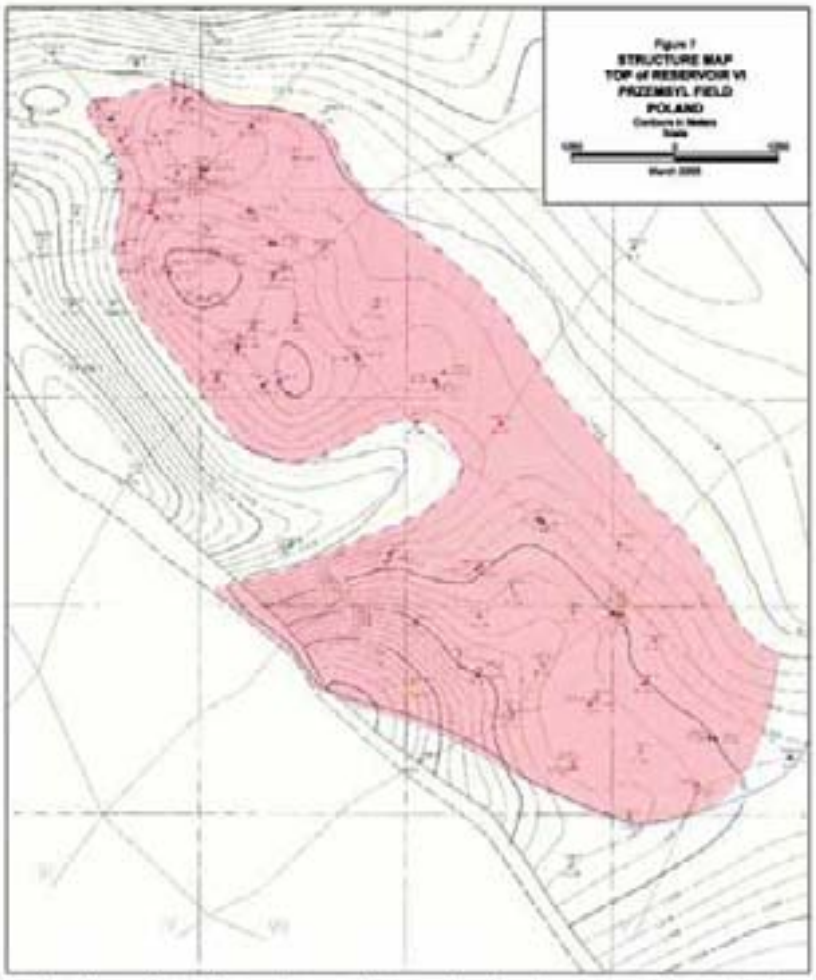
System energetyczny złoża, jak wskazują dostępne dane dotyczące ciśnień, polega na spadku ciśnienia. Analiza historii zachowania się tych horyzontów obejmowała studium bilansu materiałowego i historycznych trendów wydobycia; obie metody zastosowano w celu oszacowania zasobów gazu w tych horyzontach. Horyzont III jest największym, gdyż przypada nań 77 procent potwierdzonych zasobów. Następnymi pod względem wielkości są horyzonty IV i VI, na które przypada jedynie 8 procent potwierdzonych zasobów. Współczynnik sczerpania potwierdzonych zasobów prognozowany dla horyzontu III wynosi 92 procent, przy końcowym ciśnieniu oddania równym ok. 1,8 MPa. Współczynniki sczerpania skalkulowano na podstawie pierwotnych ciśnień złożowych i końcowych ciśnień oddania, w wyniku czego otrzymano końcowe współczynniki sczerpania mieszczące się w przedziale od 92 do 36 procent dla zasobów potwierdzonych. Dodatkowo oszacowano wielkość zasobów prawdopodobnych, przyjmując niższe wartości końcowych ciśnień oddania i/lub bardziej optymistyczną interpretację kształtowania się bilansu materiałowego w horyzoncie.

PGNiG nie przekazało programu dodatkowych wierceń dla tego złoża. Realizacja prognozy wydobycia zasobów po-

twierdzonych możliwa jest bez dalszego zagospodarowania i dodatkowych urządzeń wydobywczych. Na koniec 2004 czynnych było sześć otworów wydobywczych i trzy otwory do zatłaczania wody. Na podstawie prognoz wydobycia zasobów potwierdzonych, przewiduje się, że eksploatacja złoża będzie kontynuowana do czasu osiągnięcia granicy opłacalności, co ma nastąpić w 2018 roku.

Złoże Przemyśl

Złoże Przemyśl jest złożem gazu położonym w odległości około 63 kilometrów na południowy wschód od Rzeszowa w województwie podkarpackim na południowym wschodzie Polski. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 100/94 i wygasa 27 czerwca 2019. Odkrycie złoża miało miejsce w 1958 roku. Skałą zbiornikową jest dolnosarmacka warstwa w strukturze autochtonicznych mioceńskich piaskowców i mułowców. Są to przybrzeżne osady deltowe, które tworzyły się na terenie Prowincji Gazowej Przedgórza Karpackiego w południowo-wschodniej części Polski.



Pod względem strukturalnym złoże położone jest w strukturze skrzydła wiszącego po północnej stronie uskoku nasuwczego biegnącego w kierunku zachód-północny zachód/wschód-południowy wschód. Horyzonty gazowe mieszczą się w zamknięciach antyklinalnych rozmieszczonych wzdłuż tego skrzydła, a zmienność facjalna wyraźnie przyczynia się do występowania pułapek, w których znajdują się lokalne akumulacje.

W złożu Przemyśl eksploatowanych było dwadzieścia dziewięć horyzontów. Najpłytszy horyzont napotkano na głębokości pomiarowej 465 metrów, a najgłębiej położony – na głębokości 2476 metrów. Kontakt gaz-woda w spągu horyzontów występuje na głębokości od 455 do 2 290 metrów ppm. Miąższość netto horyzontu produktywnego kształtuje się w przedziale od 0,8 do 54,5 metra. Porowatość wynosi od 9,0 do 20,9 procent, natomiast nasycenie wodą od 5 do 39 procent.

14

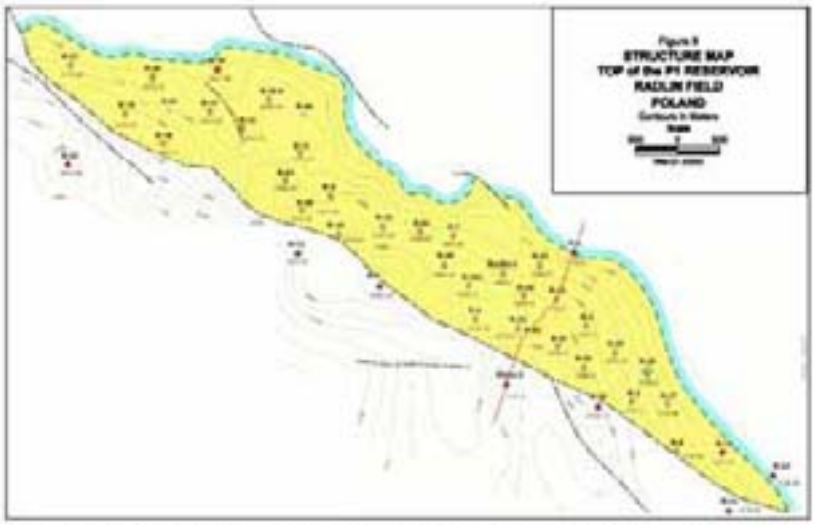
Wielkość zasobów dla złoża Przemyśl oszacowano na podstawie historii zachowania się złoża. Łączna wielkość dotychczasowego wydobycia gazu ze złoża na dzień 31 grudnia 2004 szacowana jest na $39\,039 \times 10^6 m^3$. Stanowi to około 72 procent pierwotnych zasobów geologicznych gazu ocenianych na $54\,601 \times 10^6 m^3$. We wszystkich horyzontach występuje gaz suchy o szacunkowej gęstości od 0,558 do 0,569 (powietrze = 1) z niewielkimi ilościami azotu (<1,708 procent) i dwutlenku węgla (<0,091 procent). Gaz znajdujący się w złożu Przemyśl jest gazem suchym i nie było tam prowadzone wydobycie kondensatu.

System energetyczny właściwy dla tych horyzontów polega, jak wskazują dostępne dane dotyczące ciśnień, na spadku ciśnienia. Analiza historii zachowania się tych horyzontów obejmowała studium bilansu materiałowego i historycznych trendów wydobycia; obie metody zastosowano w celu oszacowania zasobów gazu w tych horyzontach. Spośród 29 horyzontów, na grupę horyzontów oznaczoną przez PGNiG jako horyzonty I+II+IIa przypada około 38,6 procent zasobów potwierdzonych. Na następną pod względem wielkości grupą horyzontów przypada jedynie 5,2 potwierdzonych zasobów. Współczynnik sczerpania potwierdzonych zasobów prognozowany dla grupy horyzontów I+II+IIa wynosi 90 procent, przy końcowym ciśnieniu oddania równym 1 MPa. Współczynniki sczerpania skalkulowano na podstawie pierwotnych ciśnień złożowych i końcowych ciśnień oddania, w wyniku czego otrzymano końcowe współczynniki sczerpania mieszczące się w przedziale od 90 do 64 procent dla zasobów potwierdzonych. Dodatkowo oszacowano wielkość zasobów prawdopodobnych, przyjmując niższe wartości końcowych ciśnień oddania i/lub bardziej optymistyczną interpretację kształtowania się bilansu materiałowego w horyzoncie.

PGNiG nie przekazało programu dodatkowych wierceń dla tego złoża. Realizacja prognozy wydobycia zasobów potwierdzonych możliwa jest bez dalszego zagospodarowania i dodatkowych urządzeń wydobywczych. Czas eksploatacji złoża wynosi około 19 lat, według przewidywanego poziomu wydobycia na 2005 rok. Na koniec 2004 czynnych było 195 otworów wydobywczych. Na podstawie prognoz wydobycia zasobów potwierdzonych, przewiduje się, że eksploatacja złoża będzie kontynuowana do czasu osiągnięcia granicy opłacalności, co ma nastąpić w 2019 roku.

Złoże Radlin

Złoża Radlin jest złożem gazowym, które składa się z jednej akumulacji antyklinalnej, położonym w odległości 55 kilometrów na południowy wschód od Poznania, w województwie wielkopolskim na zachodzie Polski. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 172/94 i wygasa w 2019 roku. Złoże zostało odkryte w 1981 roku. Tworzy je jeden, będący obecnie w eksploatacji, horyzont gazowy w strukturze antyklinalnej skrzydła zrzuconego ograniczonego od południowego zachodu uskokiem odwróconym.



Skałą zbiornikową są permskie piaskowce górnego czerwonego spągowca, który tworzą osady fluwialno-eoliczne występujące w Poznańskiej Prowincji Gazowej na zachodzie Polski. Horyzont udostępniają 20 otwory na głębokości około 3 100 metrów ppm, przy średniej miąższości netto horyzontu produktywnego wynoszącej 32,2 metra. Kontakt gaz-woda w spągu horyzontu stwierdzono na głębokości 3 131 metrów ppm. Skała zbiornikowa jest niezbyt kokowana i nie ogranicza przepływów w złożu. Szacunkowe wartości porowatości w strefie gazowej, nasycenia wodą i przepuszczalności wynoszą, odpowiednio, 17,8 procent, 30 procent i 185 miliDarcy. Pierwotne ciśnienie złożowe ocenia się na 35,2 MPa.

17

Wielkość zasobów złoża Radlin oszacowano na podstawie historii zachowania się złoża. Łączną wielkość dotychczasowego wydobycia ze złoża na dzień 31 grudnia 2004 roku ocenia się na 4 510 × $10^6 m^3$. Stanowi to 32 procent szacunkowych pierwotnych zasobów geologicznych gazu wynoszących 14 073 × $10^6 m^3$. Zawartość domieszek innych gazów w strumieniu wydobycia wynosi około 17 procent, przy czym jest to głównie azot. Gaz znajdujący się w złożu Radlin jest gazem suchym i nie było tam prowadzone wydobycie kondensatu.

System energetyczny złoża, jak wskazują dostępne dane dotyczące ciśnień, polega na spadku ciśnienia. Analiza historii zachowania się horyzontu opiera się na metodzie bilansu materiałowego. Współczynnik sczerpania wyznaczono na podstawie obecnego ciśnienia złożowego wynoszącego 17,4 MPa oraz szacunkowego końcowego ciśnienia oddania w wysokości 6,9 MPa na głębokości horyzontu. Na tej podstawie otrzymano współczynnik sczerpania równy 78 procent.

Nie ma potrzeby wykonywania przez PGNiG dodatkowych wierceń w tym złożu. Realizacja prognozy zasobów potwierdzonych jest możliwa bez dalszego zagospodarowania czy modernizacji urządzeń wydobywczych. Pod koniec 2004 roku czynnych było 27 otworów. Na podstawie prognoz zasobów potwierdzonych przewiduje się, że eksploatacja złoża będzie kontynuowana do czasu wygaśnięcia koncesji, co nastąpi w 2019 roku.

Złoże Różańsko

Złoże Różańsko jest złożem gazu i kondensatu położonym w odległości 30 kilometrów na północny zachód od Gorzowa Wielkopolskiego w województwie lubuskim na zachodzie Polski. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 51/96 i wygasa 1 lipca 2027 roku. Odkrycia złoża dokonano z pośrednictwem odwiertu Różańsko-1 w 1992 roku. Składa się ono z jednego horyzontu gazowego i kondensatowego określanego jako Ca2.

Skała zbiornikowa stanowi fację barierową utworów głównego dolomitu w Kotlinie Gorzowskiej. Litologię złoża cechują zrekrystalizowanie dolomity o zamazanej ziarnistej strukturze pierwotnej. Pod względem strukturalnym złoże jest prostą antykliną.

Horyzont Ca2 udostępniają otwory Różańsko-1, -2, -3K i -4 na głębokości od 3 121,5 metrów ppm do poziomu kontaktu gaz-woda, który znajduje się 3 160 metrów ppm. Skała zbiornikowa jest niezuskokowana i nie ogranicza przepływów w złożu. Przeprowadzono ocenę wybranych pomiarów karotażowych, pomiarów rdzeni wiertniczych oraz danych z testów otworowych. Średnia miąższość horyzontu produktywnego wynosi 18,4 metra. Średnia porowatość wynosi 13,8 procent, natomiast średnie nasycenie wodą – 11,6 procent.

Wielkość zasobów oszacowano metodą objętościową. Opracowano wykresy miąższości netto horyzontu gazowego, aby wyznaczyć przybliżony obszar horyzontu zbiornikowego i objętość skały. Szacunkowe średnie parametry horyzontu przyjęto do wyznaczenia pierwotnej ilości gazu w złożu. Pierwotne zasoby geologiczne gazu dla horyzontu Ca2 w złożu Różańsko ocenia się na 3 391 × $10^6 m^3$. Istniejące odwierty zapewniają wystarczające pokrycie potrzebne do odpowiedniego sczerpania. PGNiG planuje wyposażyć jeden z istniejących otworów w 2009 roku. Zasoby sklasyfikowano jako potwierdzone. Dodatkowo przewidziano nakłady na modernizację urządzeń w 2009 roku. Nie oszacowano żadnych zasobów prawdopodobnych dla tego złoża. System energetyczny złoża przyjęty do objętościowej oceny zasobów polega na spadku ciśnienia. Współczynnik sczerpania oszacowano dla gazu na poziomie 75 procent, natomiast wykładnik kondensatowy ustalono w wysokości 153 mt na $10^6 m^3$. Przewidywany początkowy poziom wydobycia ma wynosić 4,5 × $10^6 m^3$ na miesiąc. Wielkość ta zwiększy się w 2009 po wyposażeniu dodatkowego otworu i modernizacji urządzeń, a następnie będzie spadać. Na podstawie prognoz wydobycia zasobów potwierdzonych przewiduje się, że eksploatacja złoża będzie kontynuowana do czasu osiągnięcia przez nie granicy opłacalności, co nastąpi w 2026 roku. Nie ma potrzeby wykonywania dodatkowych odwiertów w tym złożu.

Złoże Wielichowo

Złoże Wielichowo jest złożem gazu suchego położonym w odległości 45 kilometrów na południowy zachód od Poznania, w województwie wielkopolskim na zachodzie Polski. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 3/2004 i wygasa w 2029 roku. Odkrycie złoża miało miejsce w roku 2000. Składa się ono z jednego horyzontu gazowego.

Horyzont ten znajduje się w interwale wapienia Ca1 należącego do cechsztyńskich skał węglanowych z okresu górnego permu. Jest to osad rafy platformowej w Prowincji Naftowej Dolomitu Głównego w zachodniej części Polski. Horyzont udostępnia pięć odwiertów na średniej głębokości około 2 300 metrów ppm, a jego średnia miąższość netto wynosi 14,3 metra. Położenie dolnej granicy struktury horyzontu ocenia się na 2 350 metrów ppm. Skała zbiornikowa jest niezuskokowana i nie ogranicza przepływów w złożu. Przeprowadzono ocenę pomiarów karotażowych, pomiarów rdzeni wiertniczych oraz danych z testów otworowych dla reprezentatywnych otworów złoża. Szacunkowe wartości

18

średniej porowatości horyzontu, nasycenia wodą i przepuszczalności wynoszą odpowiednio 11,2 procent, 18,5 procent i 6,4 milidarcy. Szacunkowe pierwotne ciśnienie złożowe wynosi 25,7 MPa.

Wielkość zasobów oszacowano metodą objętościową. Opracowano wykresy miąższości netto horyzontu gazowego, aby wyznaczyć przybliżony obszar horyzontu zbiornikowego i objętość skały. Szacunkowe średnie parametry horyzontu przyjęto do wyznaczenia pierwotnej ilości gazu w złożu. Pierwotne zasoby geologiczne gazu dla horyzontu Ca1 w złożu Wielichowo ocenia się na 1 504 × $10^6 m^3$. System energetyczny złoża przyjęty do objętościowej oceny zasobów polega na spadku ciśnienia.

Współczynnik sczerpania oszacowano na poziomie 85 procent dla potwierdzonych zasobów gazu. Istniejące odwierty zapewniają wystarczające pokrycie potrzebne do odpowiedniego sczerpania zasobów. Aktualnie złoże jest nieczynne i ma zostać włączone do eksploatacji w 2007 roku. Zasoby potwierdzone uznaje się za niezagospodarowane, ponieważ złoże nie zostało jak dotąd włączone do eksploatacji, a w latach 2006 i 2007 przewidywane są jeszcze znaczne nakłady zanim rozpocznie się wydobycie. Zgodnie z oczekiwaniami wydobycie ma się rozpocząć w 2007 roku od poziomu 12,7 × $10^6 m^3$ miesięcznie. Nie oszacowano żadnych zasobów prawdopodobnych dla tego złoża. W kolejnych latach strumień wydobycia będzie malał do czasu wygaśnięcia koncesji lub osiągnięcia granicy opłacalności wydobycia. Na podstawie prognoz wydobycia zasobów potwierdzonych przewiduje się, że eksploatacja złoża będzie kontynuowana do czasu osiągnięcia przez nie granicy opłacalności, co nastąpi w 2021 roku. Nie przewiduje się dodatkowych odwiertów w tym złożu.

Złoże Wilków

Złoże Wilków jest złożem gazu, które składa się z jednej akumulacji antyklinalnej i położone jest w odległości 55 kilometrów na południowy wschód od Zielonej Góry w województwie lubuskim na zachodzie Polski. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 17/95 i wygasa w 2020 roku. Odkrycie złoża miało miejsce w 1979 roku. Składa się ono z jednego eksploatowanego horyzontu gazowego.

Skałą zbiornikową są permskie piaskowce górnego czerwonego spągowca, który tworzą osady fluwialno-eoliczne występujące w Zielonogórskiej Prowincji Naftowej w zachodniej Polsce. Horyzont udostępniają 24 otwory na głębokości około 1 455 metrów ppm, przy średniej miąższości netto horyzontu produktywnego wynoszącej 39,9 metra. Kontakt gaz-woda w spągu horyzontu stwierdzono na głębokości 1 509 metrów ppm. Skała zbiornikowa jest niezuskokowana i nie ogranicza przepływów w złożu. Szacunkowe wartości średniej porowatości w strefie gazowej, nasycenia wodą i przepuszczalności wynoszą odpowiednio 15 procent, 26 procent i 67 milidarcy. Szacunkowe pierwotne ciśnienie złożowe wynosi 16,3 MPa.

Wielkość zasobów dla złoża Wilków oszacowano na podstawie historii zachowania się złoża. Łączna wielkość dotychczasowego wydobycia na dzień 31 grudnia 2004 roku szacowana jest na 2 395 × $10^6 m^3$. Stanowi to 58 procent szacunkowych pierwotnych zasobów geologicznych gazu wynoszących 4 100 × $10^6 m^3$. Zawartość domieszek innych gazów w wydobywanym strumieniu wynosi około 61 procent, przy czym jest to głównie azot. Gaz ze złoża Wilków jest gazem suchym i nie prowadzono tam wydobycia kondensatu.

System energetyczny złoża, jak wskazują dostępne dane dotyczące ciśnień, polega na spadku ciśnienia. Analiza historii zachowania się złoża obejmowała ocenę bilansu materiałowego i historycznych trendów wydobycia; obie metody zastosowano w celu oszacowania potwierdzonych zasobów gazu w horyzoncie P1. Współczynniki sczerpania wyznaczono na podstawie obecnego poziomu ciśnienia złożowego równego 8,7 MPa i szacunkowego końcowego ciśnienia oddania wynoszącego 2,7 MPa na głębokości horyzontu; na tej podstawie otrzymano końcowy współczynnik sczerpania równy 85 procent. Dodatkowo oszacowano wielkość zasobów prawdopodobnych, przyjmując wyższy współczynnik sczerpania w wysokości 87 procent, który zakładał niższe wartości końcowych ciśnień oddania i/lub bardziej optymistyczną interpretację kształtowania się bilansu materiałowego w horyzoncie.

PGNiG nie przekazało programu dodatkowych wierceń dla tego złoża. Realizacja prognozy wydobycia zasobów potwierdzonych możliwa jest bez dalszego zagospodarowania i dodatkowych urządzeń wydobywczych. Przewiduje się, że 24 czynnych obecnie otworów wraz z dostępnymi urządzeniami wydobywczymi pozwoli na wydobycie zasobów potwierdzonych w ciągu około 12 lat.

Złoże Załęcze

Złoże Załęjest złożem gazowym, które ma postać jednej akumulacji antyklinalnej i znajduje się w odległości 30 kilometrów na południowy wschód od miasta Leszno w województwie dolnośląskim na zachodzie Polski. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 143/93 i wygasa w 2018 roku. Złoże odkryto w 1971 roku. Składa się ono z jednego eksploatowanego horyzontu gazowego.

Skałą zbiornikową są permskie piaskowce górnego czerwonego spągowca, który tworzą osady fluwialno-eoliczne występujące w Zielonogórskiej Prowincji Gazowej w zachodniej Polsce. Horyzont udostępnia 57 otworów na głębokości około 1 310 metrów ppm, przy średniej miąższości netto horyzontu produktywnego wynoszącej 47,6 metra. Kontakt gaz-woda w spągu horyzontu stwierdzono na głębokości 1 354 metry ppm. Skała zbiornikowa jest niezuskokowana i nie ogranicza przepływów w złożu. Szacunkowe wartości średniej porowatości w strefie gazowej, nasycenia wodą i przepuszczalności wynoszą odpowiednio 18,5 procent, 15 procent i 180 milidarcy. Szacunkowe pierwotne ciśnienie złożowe wynosi 15,1 MPa.

Wielkość zasobów dla złoża Załęcze oszacowano na podstawie historii zachowania się złoża. Łączna wielkość dotychczasowego wydobycia na dzień 31 grudnia 2004 roku szacowana jest na 17 968 × $10^6 m^3$. Stanowi to 81 procent szacunkowych pierwotnych zasobów geologicznych gazu wynoszących 22 200 × $10^6 m^3$. Zawartość domieszek innych gazów w wydobywanym strumieniu wynosi około 23 procent, przy czym jest to głównie azot. Gaz ze złoża Załęcze jest gazem suchym, toteż nie prowadzono wydobycia kondensatu.

System energetyczny złoża, jak wskazują dostępne dane dotyczące ciśnień, polega na spadku ciśnienia. Analiza historii zachowania się złoża obejmowała studium bilansu materiałowego i historycznych trendów wydobycia; obie metody zastosowano w celu oszacowania potwierdzonych zasobów gazu w horyzoncie P1. Obecne tempo spadku wydobycia wynosi poniżej 5 procent rocznie. Współczynniki sczerpania wyznaczono na podstawie obecnego poziomu ciśnienia złożowego równego 3,1 MPa i szacunkowego końcowego ciśnienia oddania wynoszącego 2,5 MPa na głębokości horyzontu; na tej podstawie otrzymano końcowy współczynnik sczerpania równy 89 procent. Dodatkowo oszacowano wielkość zasobów prawdopodobnych, przyjmując wyższy współczynnik sczerpania w wysokości 92 procent, który zakładał niższe wartości końcowych ciśnień oddania i/lub bardziej optymistyczną interpretację kształtowania się bilansu materiałowego w horyzoncie.

PGNiG nie przekazało programu dodatkowych wierceń dla tego złoża. Realizacja prognozy wydobycia zasobów potwierdzonych możliwa jest bez dalszego zagospodarowania i dodatkowych urządzeń wydobywczych. Przewiduje się, że 35 czynnych obecnie otworów wraz z dostępnymi urządzeniami wydobywczymi pozwoli na wydobycie zasobów potwierdzonych w ciągu około 8 lat, czyli w okresie obowiązywania koncesji, który upływa w 2018 roku.

Złoże Zalesie

Złoże Zalesie jest złożem zawierającym gaz suchy, położonym w odległości 3 kilometrów na południe od Rzeszowa w województwie podkarpackim na południowym wschodzie Polski. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 72/93 i wygasa w 2018 roku. Odkrycie złoża miało miejsce w roku 1982. Składa się ono z czterech horyzontów gazowych w Prowincji Gazowej Przedgórza Karpackiego w południowo-wschodniej części Polski.

Cztery horyzonty znajdują się w utworach górnobadeńskich piaskowców z epoki mioceńskiej. Horyzonty noszą oznaczenia I, Ia, II i III. Struktura tworząca pułapkę dla węglowodorów ma postać wydłużonej antykliny biegnącej w kierunku północny zachód – południowy wschód. Ten mioceński interwał, rozciągający się na głębokości od około 1 765 do 2 000 metrów ppm udostępnia osiem otworów. W horyzontach I, Ia i II występują zasoby potwierdzone, ograniczone kontaktem gaz-woda. W horyzoncie III zasoby potwierdzone występują do poziomu najniżej stwierdzonego występowania gazu (LKG,) a zasoby prawdopodobne poniżej, do poziomu najwyżej stwierdzonej wody złożowej (HKW). Średnia miąższość netto horyzontu produktywnego waha się od 11,7 metra do 30,6 metra. Skała zbiornikowa jest niezuskokowana i nie ogranicza przepływów w złożu. Przeprowadzono ocenę pomiarów karotażowych, pomiarów rdzeni wiertniczych oraz danych z testów otworowych dla reprezentatywnych otworów. Wartości średniej porowatości horyzontu, nasycenia wodą i przepuszczalności mieszczą się w przedziałach, odpowiednio, 12 do 14 procent, 14 do 40 procent i 0,7 do 145,1 milidarcy. Szacunkowe pierwotne ciśnienie złożowe kształtuje się na poziomie od 22,5 do 22,8 MPa.

Wielkość zasobów oszacowano metodą objętościową. Opracowano wykresy miąższości netto dla każdego horyzontu gazowego, aby wyznaczyć przybliżony obszar horyzontu zbiornikowego i objętość skały. Szacunkowe średnie parametry horyzontów przyjęto do wyznaczenia pierwotnej ilości gazu w złożu. Pierwotne zasoby geologiczne gazu dla czterech horyzontów kształtują się w przedziale od 324 do 2 364 × $10^6 m^3$, przy czym horyzont II jest największy. System energetyczny złoża przyjęty do objętościowej oceny zasobów polega na spadku ciśnienia. Współczynniki sczerpania oszacowane na potrzeby obliczenia potwierdzonych zasobów gazu kształtowały się na poziomie od 80 do 85 procent. Istniejące odwierty zapewniają wystarczające pokrycie potrzebne do odpowiedniego sczerpania całości zasobów znajdujących się w złożu. Eksploatacja złoża rozpoczęła się w 1998 roku i obecnie obejmuje wszystkie horyzonty, przy łącznym poziomie wydobycia wynoszącym 4,2 × $10^6 m^3$ gazu na miesiąc. Na podstawie prognoz wydobycia zasobów potwierdzonych przewiduje się, że eksploatacja złoża będzie kontynuowana do czasu wygaśnięcia koncesji, co nastąpi w 2018 roku. Do zagospodarowania zasobów tego złoża nie są wymagane dodatkowe odwierty.

20

Złoże Zielin

Złoże Zielin jest złożem zawierającym ropę naftową i gaz rozpuszczony w ropie, które ma postać jednej zaburzonej uskokami tektonicznymi akumulacji antyklinalnej i znajduje się w odległości 45 kilometrów na zachód od Gorzowa Wielkopolskiego w województwie lubuskim na zachodzie Polski. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 44/96 i wygasa w 2011 roku. Odkrycie złoża miało miejsce w roku 1991. Składa się ono z jednego eksploatowanego horyzontu naftowego z czapą gazową w pułapce zamkniętej przez uskok w zachodniej i północnej flance złoża.

Skałą zbiornikową jest dolomit Ca2 należący do cechsztyńskich skał węglanowych z okresu górnego permu. Jest to osad rafy platformowej w Prowincji Naftowej Dolomitu Głównego w zachodniej części Polski. Horyzont udostępniają trzy odwierty na głębokości około 3 140 metrów ppm, a jego średnia miąższość netto horyzontu produktywnego wynosi 17,9 metra. Kontakt ropa-gaz w spągu horyzontu stwierdzono na głębokości 3 205 metrów ppm. Skała zbiornikowa jest niezuskokowana i nie ogranicza przepływów w złożu. Szacunkowe wartości średniej porowatości i nasycenia wodą wynoszą odpowiednio 5,8 procent i 30 procent. Dane dotyczące średniej przepuszczalności nie były dostępne. Szacunkowe pierwotne ciśnienie złożowe wynosi 14,7 MPa.

Wielkość zasobów dla złoża Zielin oszacowano na podstawie historii zachowania się złoża oraz zaobserwowanego tempa spadku wielkości wydobycia ropy i kształtowania się wykładnika gazowego. Łączne wielkości dotychczasowego wydobycia ropy i gazu na dzień 31 grudnia 2004 roku szacowane są na 105 tysięcy ton metrycznych i 188 × 10^6m^3. Stanowi to 18 procent pierwotnych zasobów geologicznych ropy oszacowanych przez PGNiG na poziomie 575 tysięcy ton metrycznych. Ropa ma gęstość 0,794 g/cm^3. Gęstość gazu wynosi 0,72, a zawartość domieszek innych gazów w strumieniu wydobycia wynosi około 20 procent, przy czym jest to głównie azot i siarkowodór. Gaz znajdujący się w złożu Zielin jest gazem rozpuszczonym, wydobywanym razem ze strumieniem ropy.

System energetyczny złoża, jak się wydaje na podstawie danych dotyczących wykładnika gazowego i produkcji wody, polega na spadku ciśnienia. Analiza dotychczasowego zachowania się złoża opierała się na zaobserwowanych wskaźnikach spadku ilości ropy i historycznych trendach wydobycia; obie metody zastosowano w celu oszacowania potwierdzonych zasobów ropy w horyzoncie Ca2. Nie oszacowano zasobów potwierdzonych dla tego złoża. Wielkość zasobów prawdopodobnych oszacowano przyjmując nieco tempo spadku wydobycia na poziomie 8 procent, w wyniku czego otrzymano wyższy końcowy współczynnik sczerpania ropy równy 26 procent.

PGNiG nie przekazało programu dodatkowych wierceń dla tego złoża. Realizacja prognozy wydobycia zasobów potwierdzonych możliwa jest bez dalszego zagospodarowania i dodatkowych urządzeń wydobywczych. Przewiduje się, że jeden czynny obecnie otwór wraz z dostępnymi urządzeniami wydobywczymi pozwoli na wydobycie zasobów prawdopodobnych w ciągu około 6 lat, czyli w okresie ważności koncesji, który upływa w 2011 roku.

Złoże Żołynia-Leżajsk

Złoże Żołynia-Leżajsk jest złożem gazu złożonym z trzech akumulacji antyklinalnych, położonym w odległości 35 kilometrów na północny wschód od Rzeszowa w województwie podkarpackim w południowo-wschodniej części Polski. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 107/94 i wygasa 22 lipca 2019 roku. Złoże zostało odkryte w 1962 roku. Skałą zbiornikową jest dolnosarmacka wkładka w mioceńskich autochtonicznych piaskowcach i mułowcach. Są to przybrzeżne osady deltowe, które tworzyły się na terenie Prowincji Gazowej Przedgórza Karpackiego w południowo-wschodniej części Polski.

Złoże obejmuje sześć horyzontów gazowych w eksploatacji, udostępnionych 42 otworami w obrębie trzech leżących blisko siebie struktur antyklinalnych. Głębokość pomiarowa tych horyzontów waha się od około 199 do 519 metrów, przy średniej miąższości netto horyzontów produktywnych wynoszącej od 1,4 do 8,4 metra. Kontakt gaz-woda w spągu horyzontu występuje na głębokości od 22,5 do 317,5 metra ppm. Skała zbiornikowa jest niezuskokowana i nie ogranicza przepływów w złożu. Nie przeprowadzano oceny wybranych pomiarów karotażowych, pomiarów rdzeni wiertniczych oraz danych z testów otworowych, gdyż zasoby oszacowano na podstawie historii zachowania się złoża. Szacunkowe wielkości średniej porowatości i nasycenia wodą wahają się w przedziale, odpowiednio, od 21,2 do 26 procent i od 14 do 24 procent. Średnie wartości przepuszczalności nie były dostępne. Szacunki pierwotnych ciśnień złożowych wahają się w przedziale od 2,3 do 5,22 MPa.

Wielkość zasobów złoża Żołynia-Leżajsk oceniono na podstawie historii wydobycia. Łączną wielkość dotychczasowego wydobycia gazu ze złoża na dzień 31 grudnia 2004 ocenia się na 1 837 × 10^6m^3. Stanowi to około 47 procent szacowanych pierwotnych zasobów geologicznych gazu wynoszących 3 942 × 10^6m^3. We wszystkich horyzontach występuje gaz suchy, o przybliżonej gęstości mieszczącej się w przedziale od 0,560 do 0,580 (powietrze = 0), z niewielką zawartością azotu (<4,5 procent) i dwutlenku węgla (<0,02 procent). Gaz znajdujący się w złożu Żołynia-Leżajsk jest

gazem suchym i nie było tam prowadzone wydobycie kondensatu.

System energetyczny złoża, jak się wydaje na podstawie dostępnych danych dotyczących ciśnień, polega na spadku ciśnienia. Analiza dotychczasowego zachowania się złoża w powyższych horyzontach obejmowała studium bilansu materiałowego i historycznych trendów wydobycia; obie metody zastosowano w celu oszacowania potwierdzonych zasobów gazu w wyżej wymienionych horyzontach. Największy jest horyzont II el.E, gdyż przypada nań około 71 procent potwierdzonych zasobów. Następnymi pod względem wielkości są horyzonty I i II el.cent oraz I el.E, na które przypada około 13 i 10 procent potwierdzonych zasobów. Wartość współczynnika sczerpania prognozowana dla horyzontu II el.E wynosi 88 procent dla zasobów potwierdzonych, przy końcowym ciśnieniu oddania równym około 0,9 MPa. Współczynniki sczerpania obliczono w oparciu o wartości pierwotnego ciśnienia złożowego i końcowego ciśnienia oddania, otrzymując końcowe współczynniki sczerpania w przedziale od 88 do 52 procent dla zasobów potwierdzonych. Dodatkowo oszacowano wielkość zasobów prawdopodobnych, przyjmując niższe końcowe ciśnienie oddania i/lub bardziej optymistyczną ocenę kształtowania się bilansu materiałowego w horyzoncie.

PGNiG nie przekazało programu dodatkowych wierceń dla tego złoża. Realizacja prognozy wydobycia zasobów potwierdzonych możliwa jest bez dalszego zagospodarowania i dodatkowych urządzeń wydobywczych. Na podstawie prognoz wydobycia zasobów potwierdzonych przewiduje się, że eksploatacja złoża będzie kontynuowana do upływu ważności koncesji, co nastąpi w 2019 roku. Pod koniec 2004 roku czynnych było 21 otworów wydobywczych.

Złoże Żuchlów

Złoże Żuchlów jest złożem gazu, które tworzy jedna akumulacja antyklinalna, położona w odległości 20 kilometrów na południowy zachód od Leszna w województwie dolnośląskim na zachodzie Polski. Koncesja obejmująca obszar tego złoża oznaczona jest numerem 103/93 i wygasa w 2018 roku. Odkrycie złoża miało miejsce w roku 1978. Składa się ono z jednego będącego w eksploatacji horyzontu gazowego.

Skałą zbiornikową są permskie piaskowce górnego czerwonego spągowca, który tworzą osady fluwialno-eoliczne występujące w Zielonogórskiej Prowincji Naftowej na zachodzie Polski. Horyzont udostępnia 38 otworów na głębokości około 1 280 metrów ppm, przy średniej miąższości netto horyzontów produktywnych wynoszącej 53,5 metra. Kontakt gaz-woda w spągu horyzontu znajduje się na głębokości 1 342 metry ppm. Skała zbiornikowa jest niezuskokowana i nie ogranicza przepływów w złożu. Szacunkowe wielkości średniej porowatości w strefie gazowej, nasycenia wodą i przepuszczalności wynoszą, odpowiednio, 15,1 procent, 13 procent i 135 milidarcy. Poziom pierwotnego ciśnienia złożowego szacuje się na 14,7 MPa.

Wielkość zasobów złoża Żuchlów oceniono na podstawie historii wydobycia. Łączną wielkość dotychczasowego wydobycia gazu ze złoża na dzień 31 grudnia 2004 ocenia się na 19 519 × $10^6 m^3$. Stanowi to około 72 procent szacowanych pierwotnych zasobów geologicznych gazu wynoszących 27 185 × $10^6 m^3$. Zawartość innych gazów w strumieniu wydobycia wynosi około 40 procent, przy czym jest to głównie azot. Gaz znajdujący się w złożu Żuchlów jest gazem suchym i nie było tam prowadzone wydobycie kondensatu.

System energetyczny złoża, jak się wydaje na podstawie dostępnych danych dotyczących ciśnień, polega na spadku ciśnienia. Analiza dotychczasowego zachowania się złoża opierała się na badaniu bilansu materiałowego i historycznych trendów wydobycia; obie metody zastosowano w celu oszacowania potwierdzonych zasobów gazu w horyzoncie P1. Współczynniki sczerpania wyznaczono na podstawie obecnej wartości ciśnienia złożowego równej 4,3 MPa i końcowego ciśnienia oddania w wysokości 2,5 MPa na głębokości horyzontu; dało to szacunkową wartość końcowego współczynnika sczerpania równą 81 procent..

PGNiG nie przekazało programu dodatkowych wierceń dla tego złoża. Realizacja prognozy wydobycia zasobów potwierdzonych możliwa jest bez dalszego zagospodarowania i dodatkowych urządzeń wydobywczych. Przewiduje się, że 33 czynne obecnie otwory wraz z dostępnymi urządzeniami wydobywczymi pozwolą na wydobycie zasobów potwierdzonych w okresie około 10 lat, czyli przed upływem ważności koncesji, co nastąpi w 2018 roku.

Klasyfikacja zasobów

Zasoby węglowodorów ujęte w niniejszym raporcie zostały sklasyfikowane według stopnia ich potwierdzenia jako potwierdzone lub prawdopodobne. Zasoby potwierdzone uważa się za ekonomicznie wydobywalne w kolejnych latach ze znanych złóż w obecnych warunkach ekonomicznych i eksploatacyjnych, oraz przy założeniu utrzymania aktualnych praktyk w zakresie regulacji oraz wykorzystania konwencjonalnych metod wydobycia i urządzeń. Definicje przyjęte w klasyfikacji zasobów potwierdzonych i prawdopodobnych w niniejszym raporcie są zgodne z definicjami zawartymi w rozdziale 19 Warunków Dopuszczenia do Notowań wydanych przez Brytyjski Urząd ds. Notowań. Zasoby węglowodorów sklasyfikowane zostały w następujący sposób:

22

Potwierdzone – określenie zasoby potwierdzone w przypadku firm posiadających złoża kopalin, zajmujących się głównie wydobyciem zasobów ropy i gazu, oznacza te zasoby, dla których, według dostępnych dowodów i przy uwzględnieniu czynników technicznych i ekonomicznych prawdopodobieństwo wydobycia przekracza 90 procent.

Prawdopodobne – określenie zasoby prawdopodobne w przypadku firm posiadających złoża kopalin, zajmujących się głównie wydobyciem zasobów ropy i gazu, oznacza te zasoby, które nie zostały jeszcze „potwierdzone", jednak zgodnie z dostępnymi dowodami i przy uwzględnieniu czynników technicznych i ekonomicznych prawdopodobieństwo ich wydobycia przekracza 50 procent.

To, jaka część zasobów prawdopodobnych zostanie ostatecznie sklasyfikowana ponownie jako zasoby potwierdzone zależy od dalszych prac wiertniczych, testów i zachowania się otworu. Na stopień ryzyka, jaki należałoby przyjąć przy ocenie zasobów prawdopodobnych wpływ mają czynniki ekonomiczne i technologiczne, jak również czas. Wielkości zasobów prawdopodobnych podane w raporcie nie zostały skorygowane pod kątem tych dodatkowych elementów ryzyka, toteż nie są porównywalne z zasobami potwierdzonymi.

Zasoby siarki zostały sklasyfikowane przy zastosowaniu tych samych standardów, które opisano w powyższych definicjach odnoszących się do zasobów naftowych.

Oszacowanie zasobów

Podsumowanie

Szacunkowe wielkości potwierdzonych i prawdopodobnych zasobów ropy naftowej, kondensatu, ciekłych frakcji gazu i gazu ziemnego o wartości handlowej, na dzień 31 grudnia 2004, dla określonych złóż należących do PGNiG, wyrażone w tysiącach ton metrycznych (10^3mt) lub milionach metrów sześciennych (10^6m^3) przedstawiono w poniższej tabeli:

	Zestawienie zasobów			
	Potwierdzone		**Prawdopodobne***	
Złoża	**Ropa naftowa, kondensat i NGL 10^3mt**	**Gaz ziemny 10^6m^3**	**Ropa naftowa, kondensat i NGL 10^3mt**	**Gaz ziemny 10^6m^3**
BMB	8 278	4 868	1 902	3 243
Bogdaj-Uciechów		1 507		1 133
Brońsko		13 640		885
Dzików		610		643
Gorzyca	239	805	29	97
Grochowice		586		592
Jasionka		1 453		190
Kielanówka-Rzeszów		821		2 191
Kościan S		8 542		974
Lubaczów (ropa)		0		0
Lubiatów	4 257	1 546	1 175	427
Maćkowice-Tuliglowy		1 613		858
Miedzychód	366	2 811	176	2 618
Paproć (P1)		3 308		965
Pilzno S		568		679
Przemyśl		3 721		4 582
Radlin		5 258		1 275
Różańsko	213	1 390	0	0
Wielichowo		1 278		0
Wilków		1 106		573
Zalecze		1 790		666
Zalesie		438		2 656
Zielin	0	0	43	118
Żołynia-Leżajsk		309		486
Żuchlów		3 681		0
Suma pośrednia	**13 353**	**61 649**	**3 325**	**25 851**
Pozostałe 145 złóż	**618**	**16 713**	**832**	**10 562**
Suma ogółem	**13 971**	**78 362**	**4 157**	**36 413**

* Wartości dotyczące zasobów prawdopodobnych nie zostały skorygowane o element ryzyka.

Dodatkowo oszacowano potwierdzone i prawdopodobne zasoby siarki o wielkości, odpowiednio 996 × 10^3mt i 876 × 10^3mt, występujące w czterech złożach, z których gaz dostarczany jest do zakładu oczyszczania.

Procedura i metodologia

Szacunkowe wielkości zasobów opracowano przy użyciu standardowych metod inżynierii złożowej i geologicznych, powszechnie przyjętych w przemyśle naftowym. Metodę lub kombinację metod zastosowanych przy analizie każdego ze złóż dobierano według doświadczeń z oceny podobnych złóż, fazy zagospodarowania, jakości i kompletności podstawowych danych oraz danych historycznych dotyczących wydobycia.

W stosownych przypadkach posłużono się metodą objętościową do oszacowania wielkości pierwotnych zasobów geologicznych gazu ziemnego i ropy naftowej. Opracowano mapy strukturalne w celu wyznaczenia granic każdego ze złóż i stworzono mapy miąższości złoża służące do oszacowania objętości złoża. Do opracowania tych map wykorzystano wyniki pomiarów karotażowych, analiz rdzeni wiertniczych i inne dostępne dane, które posłużyły również do obliczenia reprezentatywnych wartości porowatości i nasycenia wodą.

Szacunkowe wielkości wydobycia zostały wyznaczone poprzez zastosowanie współczynników sczerpania w stosunku do wielkości pierwotnych zasobów geologicznych gazu ziemnego lub ropy naftowej. Współczynniki te zostały przyjęte z uwzględnieniem systemu energetycznego w złożu, na podstawie analiz węglowodorów, położenia strukturalnego analizowanych złóż i ich dotychczasowej historii wydobycia. Tam, gdzie miało to zastosowanie, wykorzystano bilans materiałowy i inne metody inżynieryjne do oszacowania współczynników sczerpania. Przy obliczeniach wielkości zasobów zastosowano analizę dotychczasowej produkcji złoża, w tym wielkości wydobycia, ciśnienia złożowego, oraz kształtowania się wykładnika gazowego lub kondensatowego

W niektórych przypadkach, gdy nie można było wykorzystać powyższych metod, zasoby oszacowane zostały poprzez analogię do podobnych otworów lub złóż, dla których dostępne były bardziej kompletne dane.

Szacunkowe wielkości zasobów przedstawione w niniejszym raporcie opierają się na danych dostępnych do końca grudnia 2004.

Okres prognozy dla zasobów potwierdzonych kończy się wraz z upływem limitu czasu ekonomicznej eksploatacji zgodnie z definicją podaną w Klasyfikacji Zasobów lub wraz z końcem ważności koncesji eksploatacyjnej, zależnie od tego, co nastąpi wcześniej. Jeśli koncesja wygaśnie przed osiągnięciem limitu ekonomicznej eksploatacji, zasoby możliwe do pozyskania po upływie okresu koncesji, które w innym przypadku mogłyby zostać sklasyfikowane jako potwierdzone, zaliczane były do kategorii zasobów prawdopodobnych.

Zasoby oszacowanie w niniejszym raporcie poparte zostały szczegółowymi wynikami prac wiertniczych przeprowadzonych do końca grudnia 2004, analizami dostępnych danych geologicznych, wynikami prób na otworach, wielkościami ciśnień, dostępnymi danymi dotyczącymi rdzeni wiertniczych oraz wydajności wydobycia. Niniejszy raport uwzględnia wszystkie istotne informacje przekazane DeGolyer and MacNaughton przez PGNiG.

Ilości gazu podane w niniejszym raporcie są ilościami gazu przeznaczonego do sprzedaży, w temperaturze zero stopni Celsjusza (0°C) i przy ciśnieniu 760 milimetrów słupa rtęci (Hg). Gaz przeznaczony do sprzedaży definiowany jest jako całkowita ilość gazu, jaka zostanie wydobyta ze złóż, pomniejszona o ilości zużywane w trakcie separacji, jako paliwo, wypuszczane do atmosfery, ponownie zatłaczane do złoża, straty w transporcie gazociągami oraz wykorzystywane przez zakład oczyszczania gazu.

Obejmująca lata 2005-2009 prognoza szacunkowych wielkości wydobycia potwierdzonych oraz potwierdzonych i prawdopodobnych zasobów paliw płynnych oraz gazu przeznaczonego do sprzedaży przedstawiona jest w poniższej tabeli, w tysiącach ton metrycznych (10^3mt) oraz milionach metrów sześciennych (10^6m^3).

	Prognozowana wielkość wydobycia			
	Ropa naftowa, kondensat i ciekłe frakcje gazu		**Gaz przeznaczony do sprzedaży**	
Rok	**Potwierdzone (10^3mt)**	**Potwierdzone i prawdopodobne* (10^3mt)**	**Potwierdzone (10^6m^3)**	**Potwierdzone i prawdopodobne* (10^6m^3)**
2005	588	604	5 910	5 976
2006	574	589	5 978	6 074
2007	971	986	6 417	6 606
2008	1 003	1 030	6 320	6 525
2009	995	1 032	6 088	6 374

Dodatkowy potencjał

PGNiG zapewniło nas, że w niektórych złożach stwierdzono ilości węglowodorów przekraczające wielkości, które ustalono jako potwierdzone lub prawdopodobne. Te potencjalne ilości zostały stwierdzone jako rozszerzenia znanych już miejsc nagromadzenia zasobów, bądź też jako wyznaczone techniką sejsmiczną nie odkryte dotąd miejsca nagromadzenia zasobów.

Według PGNiG do złóż zawierających takie potencjalne ilości należą: BMB, Dzików, Jasionka, Lubiatów, Paproć, Sarzyna, Stężyca, Zalesie i Żołynia-Leżajsk.

Wycena zasobów

Wartości przychodów z zasobów potwierdzonych oraz łącznie potwierdzonych i prawdopodobnych ustalone zostały przy wykorzystaniu metod powszechnie akceptowanych w przemyśle naftowym. Prognoza wydobycia zasobów potwierdzonych oraz potwierdzonych i prawdopodobnych przygotowana została z wykorzystaniem planów zagospodarowania dla poszczególnych złóż.

Wyznaczono zakres zysku zdyskontowanego dla zasobów potwierdzonych oraz łącznie potwierdzonych i prawdopodobnych dla Wariantu Podstawowego oraz dwóch przypadków uwzględniających wrażliwość na zmiany cen – Wariant Wysokich Cen i Wariant Niskich Cen.

Wariant Podstawowy

Przyjęto poniższe ceny początkowe podane przez PGNiG, zakładając ich stały poziom w całym okresie eksploatacji każdego ze złóż. Poniżej podano założenia dotyczące cen i kosztów w Wariancie Podstawowym:

i) Ceny ropy naftowej i kondensatu, wyrażone w dolarach amerykańskich za tonę metryczną (USD/mt) i dolarach amerykańskich za baryłkę (USD/bbl) przyjęto następująco:

Cena ropy naftowej		**Cena kondensatu**	
(USD/mt)	**(USD/bbl)**	**(USD/mt)**	**(USD/bbl)**
314,03	**40,87**	381,65	44,83

Uwaga: do przeliczenia cen przyjęto gęstość właściwą równą 0,82 dla ropy i 0,74 dla kondensatu

ii) Ciekłe frakcje gazu ziemnego (NGL) i siarka przerabiane są w dwóch zakładach. Ceny dla tych produktów, wyrażone w dolarach amerykańskich za tonę metryczną (USD/mt) przyjęto następująco:

	NGL (USD/mt)	**Siarka (USD/mt)**
Zakład Dębno	537,30	29,64
Zakład Zielin	518,04	30,64

iii) Ceny gazu są zróżnicowane w zależności od średniej zawartości metanu w systemie gazociągowym lub warunków konkretnej umowy. PGNiG posiada trzy systemy gazociągów oznaczone jako GZ 50, GZ 41,5 oraz GZ 35, które służą do wydzielonego przesyłu gazu o różnej zawartości metanu. Gaz z około 75 procent ocenianych złóż sprzedawany jest za pośrednictwem jednego z trzech powyższych systemów gazociągowych. Gaz z pozostałych złóż sprzedawany jest na podstawie indywidualnych umów, w których ceny ustalane są odrębnie. Ceny gazu wyrażone w dolarach amerykańskich za tysiąc metrów sześciennych (USD/10^3m^3) oraz w złotych za tysiąc metrów sześciennych (PLN/10^3m^3) kształtują się następująco:

	Gaz z sieci gazociągowej			**Gaz sprzedawany w ramach indywidualnych umów**	
	GZ 50	**GZ 41,5**	**GZ 35**	**Minimalna**	**Maksymalna**
Cena gazu, **USD/10^3m^3**	164,88	121,86	104,45	26,10	189,04
Cena gazu, **PLN/10^3m^3**	492,50	364,00	311,99	77,96	564,66

iv) Przyjęty kurs wymiany wynosi 2,987 złotego za 1 USD.

Stałe wartości kosztów dla zasobów potwierdzonych oraz potwierdzonych i prawdopodobnych przekazane zostały przez PGNiG. Wartości kosztów przyjęto na stałym poziomie przez cały okres realizacji projektu. Prognozowane nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne poddane zostały szczegółowej ocenie i skorygowane zgodnie z prognozą wydobycia. W stosownych przypadkach, w analizie uwzględniono koszty likwidacji. Przyjęto, że wysokość rezerw na poczet opłat z tytułu eksploatacji górniczej i podatków nie zmieni się w stosunku do obowiązujących przepisów.

Za wyjątkiem kilku mało istotnych wyjątków, gaz ziemny i ropa naftowa podlegają następującym opłatom z tytułu eksploatacji górniczej:

Ropa naftowa (USD/mt)	Gaz z sieci gazociągowych (USD/$10^3 m^3$)		
	GZ 50	GZ 41.5	GZ 35
3,80	1,69	1,40	1,40

Ogólne koszty administracji spółki nie zostały uwzględnione w wycenie zasobów potwierdzonych oraz potwierdzonych i prawdopodobnych.

Na potrzeby niniejszego raportu przyjęto stopę podatku dochodowego w wysokości 19 procent, zgodnie z obecnie obowiązującymi przepisami.

Nakłady inwestycyjne, w wysokości netto odpowiadającej udziałom PGNiG S.A. w złożach objętych niniejszą oceną wynoszą 215,6 miliona USD na zagospodarowanie zasobów potwierdzonych oraz 252,8 milionów USD na zagospodarowanie zasobów potwierdzonych i prawdopodobnych.

Szacunkowe koszty operacyjne brutto ustalono w oparciu o opracowaną przez operatora prognozę przyszłych kosztów operacyjnych. Stałe koszty operacyjne brutto za okres 2005-2009 dla zasobów potwierdzonych oraz potwierdzonych i prawdopodobnych łącznie, wyrażone w milionach dolarów amerykańskich (10^6 USD) szacowane są następująco:

	Prognoza kosztów operacyjnych	
	Potwierdzone	Potwierdzone i prawdopodobne
Rok	(10^6 USD)	(10^6 USD)
2005	102 276	104 857
2006	99 884	102 805
2007	108 457	113 937
2008	106 772	110 578
2009	103 853	108 873

Stałe nakłady inwestycyjne brutto za okres 2005-2009 dla zasobów potwierdzonych oraz potwierdzonych i prawdopodobnych łącznie, wyrażone w milionach dolarów amerykańskich (10^6 USD) oszacowano następująco:

	Prognoza stałych nakładów inwestycyjnych brutto	
	Potwierdzone	Potwierdzone i prawdopodobne
Rok	(10^6 USD)	(10^6 USD)
2005	55 035	60 978
2006	81 154	97 893
2007	59 413	61 202
2008	3 013	6 292
2009	16 153	17 240

Wysokość stałych nakładów brutto na likwidację oszacowano na poziomie 300,7 miliona USD.

Szacunkowe wyliczenia wartości bieżącej netto zysku zdyskontowanego w Wariancie Podstawowym wynikającej na dzień 31 grudnia 2004 z zasobów potwierdzonych oraz potwierdzonych i prawdopodobnych posiadanych przez PGNiG w Polsce, zdyskontowanej według stóp wynoszących 5, 8,5, 10, 15 i 20 procent, wyrażone w milionach dolarów amerykańskich (10^6 USD) przedstawiono w poniższej tabeli:

	Podsumowanie wyceny zasobów – Wariant Podstawowy					
	Wartość bieżąca netto/Zysk zdyskontowany					
	Przyszłe dochody netto (10^6 USD)	Przy st. dysk. 5% (10^6 USD)	Przy st. dysk. 8,5% (10^6 USD)	Przy st. dysk. 10% (10^6 USD)	Przy st. dysk. 15% (10^6 USD)	Przy st. dysk. 20% (10^6 USD)
Potwierdzone	9 703,5	6 691,5	5 368,4	4 925,2	3 806,2	3 052,0
Potwierdzone i prawdopodobne*	13 860,9	7 971,0	6 057,2	5 471,3	4 087,1	3 216,4

* Wartości dotyczące zasobów prawdopodobnych nie zostały skorygowane o element ryzyka.

Przypadki wariantowe

Na życzenie PGNiG opracowano dwa przypadki wariantowe obrazujące wrażliwość na zmiany cen, określane w niniejszym raporcie Wariantem Wysokich Cen oraz Wariantem Niskich Cen. Poniżej omówiono pokrótce założenia ekonomiczne przyjęte dla każdego z tych wariantów.

Wariant Wysokich Cen

Wszystkie ceny podniesiono o 10 procent w stosunku do cen przyjętych Wariantu Podstawowego na dzień 31 grudnia 2004, utrzymane na stałym poziomie w roku 2005, a następnie wzrastały o 2 procent przez cały okres eksploatacji poszczególnych złóż. Jednocześnie przyjęto, że wyjściowe szacunkowe wielkości kosztów operacyjnych i nakładów inwestycyjnych utrzymają się na niezmiennym poziome w roku 2005, a następnie będą się zwiększać o 2 procent przez cały okres eksploatacji poszczególnych złóż.

Wariant Niskich Cen

Wysokość wszystkich cen została obniżona o 10 procent w stosunku do cen przyjętych Wariantu Podstawowego na dzień 31 grudnia 2004, a następnie utrzymana na stałym poziomie przez cały okres eksploatacji poszczególnych złóż. Jednocześnie przyjęto, że wyjściowe szacunkowe wielkości kosztów operacyjnych i nakładów inwestycyjnych utrzymają się na niezmiennym poziome przez cały okres eksploatacji poszczególnych złóż.

Szacunkowe wyliczenia wartości bieżącej netto przyszłych dochodów netto, jakie zostaną uzyskane z zasobów potwierdzonych oraz potwierdzonych i prawdopodobnych posiadanych na dzień 31 grudnia 2004 w złożach objętych niniejszą oceną, zdyskontowanej według stóp wynoszących 5, 8,5, 10, 15 i 20 procent przedstawiono w poniższej tabeli dla dwóch przypadków wariantowych. Wartości wyrażono w milionach dolarów amerykańskich (10^6 USD):

	Podsumowanie wyceny zasobów – Przypadki wariantowe					
	Wartość bieżąca netto/Zysk zdyskontowany					
	Przyszłe dochody netto (10^6 USD)	**Przy st. dysk. 5% (10^6 USD)**	**Przy st. dysk. 8,5% (10^6 USD)**	**Przy st. dysk. 10% (10^6 USD)**	**Przy st .dysk. 15% (10^6 USD)**	**Przy st. dysk. 20% (10^6 USD)**
Potwierdzone						
Wariant Wysokich Cen	12 860,3	8 578,6	6 761,4	6 163,3	4 680,3	3 705,1
Wariant Niskich Cen	8 523,8	5 874,6	4 709,1	4 318,4	3 331,6	2 666,3
Potwierdzone i prawdopodobne*						
Wariant Wysokich Cen	21 941,6	10 744,0	7 822,1	6 977,3	5 081,7	3 910,7
Wariant Niskich Cen	12 163,6	6 999,5	5 314,4	4 797,8	3 576,6	2 808,2

* Wartości dotyczące zasobów prawdopodobnych nie zostały skorygowane o element ryzyka.

Specjalistyczne kwalifikacje

DeGolyer and MacNaughton jest spółką zarejestrowaną w stanie Delaware, z siedzibą przy One Energy Square, Dallas, Texas 75206, USA. Firma świadczy od ponad 65 usługi doradcze dla przemysłu naftowego na całym świecie. Jej profesjonalni inżynierowie, geologowie, geofizycy, petrofizycy i ekonomiści zajmują się niezależną oceną złóż ropy naftowej i gazu, oceną możliwości wydobycia węglowodorów i innych kopalin, oceną formacji geologicznych, opracowaniem wszechstronnych studiów dotyczących złóż, analizami kapitałowymi oraz analizami dostaw i aspektów ekonomicznych związanych z przemysłem energetycznym. Poza świadczeniem specjalistycznych usług za wynagrodzeniem DeGolyer and MacNaughton nie jest związany żadną umową handlową z żadną osobą lub spółką mającą związek z udziałami, które są przedmiotem niniejszego raportu.

Ocenę nadzorował Pan Thomas A Schob. Pan Thomas A Schob jest Wiceprezesem w firmie DeGolyer and MacNaughton, zajmującym stanowisko Dyrektora Pionu, dyplomowanym inżynierem zarejestrowanym w stanie Teksas i członkiem Society of Petroleum Engineers. Posiada 30-letnie doświadczenie w branży gazowniczej i naftowej.

DeGolyer and MacNaughton

DeGOLYER and MacNAUGHTON

STATE OF TEXAS
THOMAS A. SCHOB
52722
REGISTERED
PROFESSIONAL ENGINEER

Thomas A. Schob, P.E.
Senior Vice President
DeGolyer and MacNaughton

28

3. UCHWAŁA NR 4 NADZWYCZAJNEGO WALNEGO ZGROMADZENIA SPÓŁKI POD FIRMĄ: POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO SPÓŁKA AKCYJNA Z SIEDZIBĄ W WARSZAWIE W SPRAWIE UPOWAŻNIENIA ZARZĄDU DO NABYCIA PRAW DO AKCJI WŁASNYCH ALBO AKCJI WŁASNYCH.

Uchwała nr 4
Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki pod firmą: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie
z dnia 16 maja 2005 r.

w sprawie: upoważnienia Zarządu do nabycia Praw do Akcji własnych albo Akcji własnych.----------

Zważywszy, że:----------

1. zgodnie z Uchwałą nr 3 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 30 marca 2005 r. w sprawie wprowadzenia Akcji Serii A, A1 oraz B do obrotu publicznego, zamiarem Spółki jest wprowadzenie Akcji Serii B do obrotu publicznego oraz giełdowego na rynku podstawowym Giełdy Papierów Wartościowych S.A. w Warszawie (dalej „GPW");----------
2. zamiarem Spółki jest zawarcie z instytucją finansową umowy określającej zasady stabilizacji w granicach przewidywanych prawem;----------
3. w przypadku, gdy kurs Praw do Akcji własnych Serii B („PDA") albo Akcji Serii B w okresie do 30 dni od dnia rozpoczęcia notowań PDA spadnie poniżej ceny emisyjnej i w wykonaniu umowy opcji stabilizacyjnej instytucja finansowa skupi w tym okresie PDA lub Akcje Serii B, zamiarem Spółki jest odkupienie Akcji Serii B od instytucji finansowej w celu ich umorzenia;----------

Działając na podstawie art. 362 ust. 1 KSH oraz § 12 Statutu Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie uchwala co następuje:----------

§ 1

Upoważnia się niniejszym Zarząd Spółki do nabycia PDA albo Akcji własnych Serii B w celu umorzenia Akcji Serii B i obniżenia kapitału zakładowego Spółki na warunkach i w trybie ustalonym w niniejszej Uchwale.----------

§ 2

1. W ramach nabycia PDA albo Akcji własnych Serii B Spółka może nabyć od instytucji finansowej PDA albo Akcje Serii B notowane na rynku podstawowym GPW, które instytucja finansowa nabyła w wyniku wykonania umowy opcji stabilizacyjnej.----------
2. Upoważnienie do nabycia PDA lub Akcji własnych Serii B zostaje udzielone Zarządowi na okres do dnia 31 sierpnia 2005 r.----------
3. Spółka może nabyć PDA albo Akcje własne Serii B stanowiące łącznie nie więcej niż 9,9 % kapitału zakładowego Spółki po emisji Akcji Serii B w wysokości ustalonej na dzień zgłoszenia do rejestru podwyższenia kapitału zakładowego obejmującego wyemitowane Akcje Serii B, przy czym nie może nabyć więcej niż 15% łącznej liczby PDA albo Akcji Serii B.----------
4. Łączna cena nabycia PDA albo Akcji własnych Serii B, powiększona o koszty ich nabycia, nie może być wyższa niż kwota, która zgodnie z art. 348 § 1 Kodeksu spółek handlowych może być przeznaczona do podziału. Cena za PDA albo Akcje Serii B nie może być wyższa niż cena emisyjna w ofercie publicznej.----------

§ 3

1. Nabycie PDA albo Akcji własnych Serii B może nastąpić po zakończeniu stabilizacji kursu PDA lub Akcji własnych Serii B w związku z publiczną ofertą przez instytucję finansową.----------
2. Przed nabyciem PDA albo Akcji własnych Serii B, Zarząd poda do publicznej wiadomości:----------
   (a) cel nabycia PDA albo Akcji własnych Serii B;----------
   (b) dzień, w którym Spółka nabędzie PDA albo Akcje własne Serii B;----------
   (c) liczbę PDA albo Akcji własnych Serii B, które zostaną nabyte przez Spółkę w granicach limitu ustalonego w § 2 ust. 3 niniejszej Uchwały;----------
   (d) kwotę, która zostanie przeznaczona przez Spółkę na zakup PDA albo Akcji własnych serii B w granicach limitu ustalonego w § 2 ust. 4 niniejszej Uchwały.--
3. Po nabyciu PDA albo Akcji własnych serii B Zarząd zwoła Walne Zgromadzenie w celu powzięcia uchwał o umorzeniu nabytych Akcji serii B oraz o obniżeniu kapitału zakładowego Spółki.----------

§ 4

Uchwała wchodzi w życie z dniem powzięcia. ----------

4.

4. SPRAWOZDANIA SPORZĄDZONE WEDŁUG MIĘDZYNARODOWYCH STANDARDÓW SPRAWOZDAWCZOŚCI FINANSOWEJ

GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG

SKONSOLIDOWANE
SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZA ROK ZAKOŃCZONY
31 GRUDNIA 2004

SPORZĄDZONE WEDŁUG MIĘDZYNARODOWYCH STANDARDÓW
SPRAWOZDAWCZOŚCI FINANSOWEJ

WARSZAWA
14 kwietnia 2005 roku

Spis treści

Skonsolidowany Rachunek Zysków i Strat za rok zakończony 31 grudnia 2004 roku (w milionach złotych) 2

Skonsolidowany Rachunek Przepływów Pieniężnych za rok zakończony 31 grudnia 2004 roku (w milionach złotych) 3

Skonsolidowane Zestawienie Zmian w Kapitale Własnym za rok zakończony 31 grudnia 2004 roku (w milionach złotych) 4

1) Utworzenie Spółki i podstawowy przedmiot jej działalności 5

2) Pracownicy – wielkość zatrudnienia 5

3) Podstawa prezentacji i przygotowania sprawozdania finansowego 5

A) WALUTA SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO 6

B) STANDARDY RACHUNKOWOŚCI 6

C) REORGANIZACJA GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNIG S.A. 6

D) DZIAŁALNOŚĆ POZA GRANICAMI POLSKI 11

i) Pakistan 11

ii) Indie 12

iii) Ukraina 12

iv) Inne kraje 13

4) Stosowanie danych szacunkowych 14

5) Hiperinflacja (MSR 29) 14

6) Podstawowe zasady polityki rachunkowości 15

A) ZASADY KONSOLIDACJI METODĄ PEŁNĄ 15

B) PREZENTACJA UDZIAŁÓW W JEDNOSTKACH WSPÓŁZALEŻNYCH I STOWARZYSZONYCH 15

C) WARTOŚCI NIEMATERIALNE I PRAWNE 15

D) NAKŁADY NA PRACE POSZUKIWAWCZE I ROZPOZNAWCZE 16

E) ŚRODKI TRWAŁE 16

F) ŚRODKI TRWAŁE W BUDOWIE 18

G) INWESTYCJE DŁUGOTERMINOWE 19

I) AMORTYZACJA ŚRODKÓW TRWAŁYCH DZIAŁALNOŚCI WYDOBYWCZEJ 19

J) REMONTY GAZOCIĄGÓW 19

K) ZASOBY 19

L) AKTYWA FINANSOWE 20

M) UDZIAŁY I AKCJE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY 20

n) Utrata wartości aktywów 20
o) Leasing 21
p) Zapasy 21
q) Należności krótko- i długoterminowe 22
r) Papiery wartościowe trzymane do terminu wymagalności 22
s) Środki pieniężne 22
t) Rezerwy 22
u) Rezerwa na koszt niewykorzystanych urlopów 23
v) Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne 23
w) Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych 23
x) Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów 23
y) Deputat gazowy dla byłych pracowników 23
z) Zobowiązania finansowe 24
aa) Fundusze specjalne 24
bb) Rozliczenia międzyokresowe 24
cc) Przychody 25
dd) Dotacje rządowe 25
ee) Kredyty bankowe i pożyczki 25
ff) Transakcje w walutach obcych 25
gg) Podatek dochodowy 25
hh) Odroczony podatek dochodowy 26
ii) Różnice z przeliczenia 26
jj) Instrumenty pochodne 26
kk) Ujemna wartość firmy 27
ll) Kapitały własne udziałowców mniejszościowych 27
7) Zmiana zasad rachunkowości 28
8) Informacja o segmentach działalności 28
a) Segmenty działalności 28
b) Informacje o działalności segmentów w ujęciu geograficznym. 28
9) Rzeczowy majątek trwały 28
10) Wartości niematerialne i prawne 29

11) Finansowy majątek trwały 29
12) Akcje i udziały w jednostkach konsolidowanych metodą praw własności 29
13) Pozostałe aktywa długoterminowe 30
14) Zapasy 30
15) Należności 30
16) Krótkoterminowe papiery wartościowe 30
17) Pozostałe aktywa krótkoterminowe 30
18) Środki pieniężne 31
19) Kapitał własny 31
20) Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych 31
21) Kredyty, pożyczki i papiery wartościowe 31
A) KREDYTY BANKOWE W PODZIALE NA WALUTY 31
B) OBLIGACJE 32
22) Rezerwy 33
23) Podatek dochodowy 33
24) Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe bierne 34
25) Rozliczenia międzyokresowe przychodów 34
26) Przychody ze sprzedaży 34
27) Świadczenia dla pracowników 34
28) Pozostałe koszty operacyjne, netto 34
29) Odsetki i pozostałe przychody i koszty finansowe, netto 34
30) Zobowiązania finansowe 34
A) LEASING FINANSOWY (WYKAZANY W ZOBOWIĄZANIACH) 34
B) LEASING OPERACYJNY (NIE UJĘTY W ZOBOWIĄZANIACH) 35
C) ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU ZAKUPÓW (NIE UJĘTE W ZOBOWIĄZANIACH) 35
31) Obowiązkowa wypłata z zysku 35
32) Transakcje z podmiotami powiązanymi 35
33) Instrumenty pochodne 35
34) Zarządzanie ryzykiem finansowym 36
A) RYZYKO KURSOWE 36
B) RYZYKO STOPY PROCENTOWEJ 37
C) RYZYKO KREDYTOWE 37
i) Kredyt kupiecki 37
ii) Ryzyko kredytowe 38
35) Szacowanie wartości godziwej 38
A) NALEŻNOŚCI I ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG 38

B) ŚRODKI PIENIĘŻNE 38

C) POŻYCZKI I KREDYTY DŁUGOTERMINOWE 38

36) Struktura zatrudnienia 39

37) Informacje dodatkowe do sprawozdań finansowych wg MSSF 39

A) LIMIT AMORTYZACJI 39

B) KOSZTY LIKWIDACJI ODWIERTÓW 39

C) AMORTYZACJA – ZASTOSOWANIE METODY KOSZTU NA JEDNOSTKĘ PRODUKCJI 40

D) KAPITALIZACJA KOSZTÓW POŻYCZEK 40

38) Zdarzenia po dacie bilansu nie ujęte w sprawozdaniu finansowym 40

39) Zobowiązania warunkowe i ryzyka 40

A) GWARANCJE I INNE ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE 40

B) PODATEK OD NIERUCHOMOŚCI 41

C) REGULACJE PODATKOWE W POLSCE 41

D) KONTRAKTY DŁUGOTERMINOWE NA DOSTAWY GAZU 41

E) KONTRAKTY NA ZAKUP GAZU Z ROSJI 42

40) Płynność i restrukturyzacja finansowania 43

41) Pozostałe informacje 43

42) Informacje o znaczących zdarzeniach dotyczących lat ubiegłych ujętych w sprawozdaniu finansowym roku obrotowego 44

Tabele do informacji dodatkowej do sprawozdania finansowego Grupy PGNiG S.A. wg Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej za rok kończący się 31 grudnia 2004 roku. 46

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Skonsolidowany Bilans na 31 grudnia 2004 roku
(w milionach złotych)

W milionach złotych na koniec roku obrotowego	Tabela	31 grudnia 2004	2003
AKTYWA			
Aktywa długoterminowe			
Wartości niematerialne i prawne	7	803	759
Rzeczowy majątek trwały	3-6	11 298	11 423
Finansowy majątek trwały	9	18	19
Akcje i udziały w jednostkach konsolidowanych metodą praw własności	10; 36b	463	322
Pozostałe aktywa długoterminowe	11	1	1
Aktywo z tytułu odroczonego podatku	30	542	625
Aktywa długoterminowe razem		**13 125**	**13 149**
Aktywa krótkoterminowe			
Zapasy	13	660	574
Należności	14	1 945	2 058
Pozostałe aktywa krótkoterminowe	16	39	23
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	15a	490	702
Środki pieniężne	17	906	709
Aktywa krótkoterminowe razem		**4 040**	**4 066**
Suma Aktywów		**17 165**	**17 215**
PASYWA			
Kapitał własny			
Kapitał akcyjny		5 000	5 000
Kapitał zapasowy		2 383	2 127
Różnice kursowe z przeliczenia oddziałów zagranicznych			(12)
Zyski (straty) zatrzymane		1 189	247
Kapitał własny Jednostki Dominującej razem		**8 560**	**7 373**
Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych	**19**	**5**	**5**
Zobowiązania długoterminowe			
Obligacje	20	-	3 193
Kredyty i pożyczki	20	323	1 653
Rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	25-27	309	313
Pozostałe rezerwy	22-24	950	879
Rezerwa na podatek odroczony	30	232	184
Zobowiązania długoterminowe razem		**1 814**	**6 222**
Zobowiązania krótkoterminowe			
Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe bierne	31	1 272	1 313
Kredyty i pożyczki	20	1 256	811
Obligacje	20	2 801	-
Zobowiązania finansowe przeznaczone do obrotu	15b	238	90
Zobowiązania z tytułu bieżącego podatku dochodowego od osób prawnych	29	4	153
Przychody przyszłych okresów	32	1 215	1 248
Zobowiązania krótkoterminowe razem		**6 786**	**3 615**
Suma Pasywów		**17 165**	**17 215**

Załączona informacja dodatkowa jest integralną częścią niniejszych bilansów
1

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Skonsolidowany Rachunek Zysków i Strat za rok zakończony 31 grudnia 2004 roku
(w milionach złotych)

		Rok zakończony	
W milionach złotych	Tabela	31 grudnia 2004	31 grudnia 2003
Przychody ze sprzedaży	**33**	**10 909**	**10 189**
Zmiana stanu zapasów		12	15
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		507	571
Zużycie surowców i materiałów		(5 254)	(5 058)
Wynagrodzenia i inne świadczenia na rzecz pracowników	34	(1 575)	(1 521)
Amortyzacja		(1 046)	(991)
Usługi obce		(1 097)	(1 099)
Pozostałe koszty operacyjne, netto	35	(639)	(350)
Zysk na działalności operacyjnej		**1 817**	**1 756**
Koszty finansowe, netto	36	(274)	(614)
Zyski (straty) na inwestycjach	36a	4	(69)
Udział w wyniku finansowym jednostek konsolidowanych metodą praw własności	36b	140	259
Zysk przed opodatkowaniem		**1 687**	**1 332**
Podatek dochodowy od osób prawnych	28	(315)	(581)
Zyski udziałowców mniejszościowych		-	-
Zysk (Strata) netto przed obowiązkową wypłatą z zysku		**1 372**	**751**
Wypłata z zysku		(146)	(74)
Zysk (Strata) netto		**1 226**	**677**
Zysk (strata) netto (zanualizowany) w mln PLN		1 226	677
Średnia ważona liczba akcji zwykłych w mln PLN		5 000	5 000
Zysk (strata) na jedną akcję zwykłą w PLN		0,25	0,14
Zysk (strata) na jedną akcję rozwodniony w PLN		0,25	0,14

Załączona informacja dodatkowa jest integralną częścią niniejszych rachunków zysków i strat
2

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Skonsolidowany Rachunek Przepływów Pieniężnych za rok zakończony 31 grudnia 2004 roku (w milionach złotych)

	Rok zakończony	
W milionach złotych	31 grudnia 2004	31 grudnia 2003
Przepływy Środków Pieniężnych z Działalności Operacyjnej		
Wynik finansowy netto	1 226	677
Korekty o pozycje:	**1 681**	**1 571**
Udział w wyniku finansowym jednostek konsolidowanych metodą praw własności	(528)	(259)
Amortyzacja	1 046	991
Zmiana stanu rezerwy na należności wątpliwe	9	34
Zmiana stanu pozostałych rezerw i funduszy specjalnych	74	(79)
Różnice kursowe ujemne/(dodatnie), netto	(566)	533
Wynik na sprzedaży i likwidacji składników działalności inwestycyjnej	602	167
Koszty odsetek, netto	412	275
Pozostałe	632	(91)
Środki pieniężne z działalności operacyjnej przed zmianą stanu majątku obrotowego i zobowiązań krótkoterminowych	**2 907**	**2 248**
(Zwiększenie) / zmniejszenie stanu zapasów	(85)	16
(Zwiększenie) / zmniejszenie stanu należności handlowych i rozliczeń międzyokresowych czynnych	97	41
Zwiększenie / (zmniejszenie) stanu zobowiązań	(92)	162
Środki pieniężne z działalności operacyjnej	**2 827**	**2 467**
Odsetki uzyskane	22	19
Odsetki zapłacone	(247)	(281)
Podatek dochodowy w rachunku zysków i strat	315	581
Podatek dochodowy zapłacony	(290)	(307)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	**2 627**	**2 479**
Przepływy Środków Pieniężnych z Działalności Inwestycyjnej		
Nabycie wartości niematerialnych i prawnych	(314)	(293)
Nabycie składników rzeczowego majątku trwałego	(855)	(855)
Nabycie udziałów i akcji w innych podmiotach	-	(2)
Wpływy ze sprzedaży wartości niematerialnych i prawnych	-	-
Wpływy ze sprzedaży rzeczowego majątku trwałego	10	7
Wpływy ze sprzedaży akcji i udziałów w innych podmiotach	-	-
Nabycie krótkoterminowych papierów wartościowych	1	(749)
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych	(587)	399
Dywidendy otrzymane	566	2
Pozostałe	(20)	(7)
Wypływy środków pieniężnych netto na działalność inwestycyjną	**(1 199)**	**(1 498)**
Przepływy Środków Pieniężnych z Działalności Finansowej		
Zaciągnięcie długoterminowych kredytów i pożyczek	-	562
Spłata długoterminowych kredytów i pożyczek	(731)	(1 381)
Emisja długoterminowych papierów dłużnych	-	-
Wykup długoterminowych papierów dłużnych	-	(118)
Zaciągnięcie krótkoterminowych kredytów i pożyczek	30	19
Spłata krótkoterminowych kredytów i pożyczek	(11)	(17)
Dywidendy zapłacone	(197)	(88)
Pozostałe	(317)	(280)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	**(1 226)**	**(1 303)**
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	**202**	**(322)**
Środki pieniężne netto na początku okresu	**709**	**1 031**
Środki pieniężne na koniec okresu	**911**	**709**
-zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	(5)	-
Środki pieniężne na koniec okresu w bilansie	**906**	**709**

Załączona informacja dodatkowa jest integralną częścią niniejszych rachunków przepływów pieniężnych
3

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Skonsolidowane Zestawienie Zmian w Kapitale Własnym za rok zakończony 31 grudnia 2004 roku (w milionach złotych)

	Kapitał akcyjny	Kapitał zapasowy	Różnice kursowe z przeliczenia oddziałów zagranicznych	Zyski (straty) zatrzymane	Kapitał własny
31 grudnia, 2002	**5 000**	**1 728**	**-**	**(25)**	**6 703**
Różnice kursowe z przeliczenia oddziałów zagranicznych	-	-	(1)	-	(1)
Transfery	-	399	-	(399)	-
Zakumulowany wynik z lat ubiegłych	-	-	-	(6)	(6)
Zysk netto za rok 2003	-	-	-	677	677
31 grudnia, 2003	**5 000**	**2 127**	**(1)**	**247**	**7 373**
Różnice kursowe z przeliczenia oddziałów zagranicznych	-	-	(11)	-	(11)
Transfery	-	256	-	(256)	-
Zakumulowany wynik z lat ubiegłych	-	-	-	(28)	(28)
Zysk netto za rok 2004	-	-	-	1 226	1 226
31 grudnia, 2004	**5 000**	**2 383**	**(12)**	**1 189**	**8 560**

Załączona informacja dodatkowa jest integralną częścią niniejszych zestawień zmian w kapitale własnym
4

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

1) Utworzenie Spółki i podstawowy przedmiot jej działalności

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (zwane dalej „PGNiG S.A.", „Spółką" lub „Jednostką Dominującą"), Jednostka Dominująca Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. (zwanej dalej „Grupą PGNiG S.A." lub „Grupą") z siedzibą w Polsce w Warszawie, kod pocztowy 00-537, przy ulicy Kruczej 6/14, jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa.

Jednostka Dominująca powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. Akt przekształcenia oraz statut zostały podpisane w formie aktu notarialnego dnia 21 października 1996 roku.

Minister Skarbu Państwa podpisując wyżej wymieniony akt przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego w spółkę akcyjną wykonał postanowienia rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 30 września 1996 roku w sprawie przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa (Dz.U. Nr 116 z 1996 r., poz. 553).

Dnia 30 października 1996 roku Spółka została wpisana do rejestru handlowego pod numerem RHB 48382. Od dnia rejestracji Spółka nabyła osobowość prawną. Dnia 27 grudnia 2001 roku PGNiG S.A. została wpisana do Krajowego Rejestru Sądowego (Rejestr Przedsiębiorców) pod numerem KRS: 0000059492.

Spółka akcyjna jest prawnym następcą przedsiębiorstwa państwowego. Aktywa i pasywa przedsiębiorstwa państwowego zostały wniesione do spółki akcyjnej i ujęte w księgach według wartości z bilansu zamknięcia przedsiębiorstwa państwowego.

Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest poszukiwanie i wydobycie ropy i gazu, import gazu, przesył i dystrybucja gazu.

2) Pracownicy – wielkość zatrudnienia

Średnioroczne zatrudnienie w Grupie Kapitałowej na dzień 31 grudnia 2004 roku wynosi 30.252 pracowników i w stosunku do roku ubiegłego uległo zmniejszeniu o 1.775 osób.

3) Podstawa prezentacji i przygotowania sprawozdania finansowego

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe jest zgodne z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF) obowiązującymi na dzień 31 grudnia 2004 roku z wyjątkiem skutków hiperinflacji przedstawionych w Nocie 5. Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe jest sporządzone zgodnie z zasadą kosztu historycznego, z wyłączeniem wyceny pochodnych instrumentów finansowych i środków trwałych.

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy założeniu kontynuacji działalności gospodarczej przez jednostki wchodzące w skład

Grupy w okresie 12 miesięcy po dniu bilansowym, czyli 31 grudnia 2005 roku. Zarząd Jednostki Dominującej nie stwierdza na dzień podpisania sprawozdania finansowego istnienia faktów i okoliczności, które wskazywałyby na zagrożenia dla możliwości kontynuacji działalności przez Spółkę na skutek zamierzonego lub przymusowego zaniechania bądź istotnego ograniczenia przez nią dotychczasowej działalności. Ponadto sprawozdania finansowe, stanowiące podstawę do sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, zostały sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez jednostki powiązane w okresie 12 miesięcy po dniu bilansowym, czyli do 31 grudnia 2005 roku.

a) *Waluta sprawozdania finansowego*

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone w milionach polskich złotych (PLN).

b) *Standardy rachunkowości*

Spółka oraz inne podmioty Grupy prowadzą księgi rachunkowe zgodnie z zasadami rachunkowości i praktyką stosowaną w Polsce i zgodnie z wymogami Polskich Standardów Rachunkowości („PSR") określonych Ustawą o rachunkowości z dnia 29 września 1994 roku oraz przepisami wydanymi na jej podstawie („Ustawa o Rachunkowości"). Niniejsze sprawozdanie finansowe zawiera korekty, nie odzwierciedlone w księgach rachunkowych Spółki oraz spółek Grupy PGNiG S.A., a które mają na celu przedstawienie tego sprawozdania zgodnie ze Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF) z wyjątkiem kwestii dotyczącej środków trwałych, jak opisano w Nocie 5.

Korekty wynikające z zastosowania Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej („MSSF", do kwietnia 2001 roku Międzynarodowe Standardy Rachunkowości „MSR") oraz ich wpływ na wynik finansowy netto oraz aktywa netto w latach zakończonych 31 grudnia 2004 i 2003 roku zostały przedstawione w Nocie 37, tabela 42.

c) *Reorganizacja Grupy Kapitałowej PGNiG S.A.*

Grupa Kapitałowa PGNiG powstała w wyniku realizacji „Programu Restrukturyzacji organizacyjnej pp. PGNiG" uchwalonego przez Radę Ministrów dnia 2 kwietnia 1996 roku. Na majątku oddziałów PGNiG S.A. zostały wtedy utworzone spółki prawa handlowego. W skład Grupy Kapitałowej PGNiG S.A.(zwanej dalej „Grupą Kapitałową") wchodzą następujące podmioty:

Jednostka Dominująca (Spółka):
- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna w Warszawie

Jednostki zależne:
- Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Spółka z o.o. (PNiG Jasło Sp. z o.o.)
- Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Spółka z o.o. (PNiG Kraków Sp. z o.o.)

- Poszukiwania Naftowe „Diament" Spółka z o.o. w Zielonej Górze („Diament" Sp. z o.o.)
- Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Spółka z o.o. w Pile (NAFTA Sp. z o.o.)
- GEOFIZYKA Kraków Spółka z o.o.
- GEOFIZYKA Toruń Spółka z o.o.
- Budownictwo Urządzeń Gazowniczych Gazobudowa Sp. z o.o. w Zabrzu (BUG Gazobudowa Sp. z o.o.)
- Budownictwo Naftowe Naftomontaż Spółka z o.o. w Krośnie (BN Naftomontaż Sp. z o.o.)
- Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Spółka z o.o. w Krośnie (ZUN Naftomet Sp. z o.o.)
- Zakład Remontowy Urządzeń Gazowniczych Spółka z o.o. w Pogórskiej Woli (ZRUG Sp. z o.o.)
- Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa „Gazoprojekt" Spółka Akcyjna we Wrocławiu (B.S. i P.G. „Gazoprojekt" S.A.)
- PGNiG Finance B. V. (Holandia)
- „NYSAGAZ" Spółka z o.o." w Zgorzelcu („NYSAGAZ Sp. z o.o.")
- Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe i Handlowe „TURGAZ" Spółka z o.o. w Krośnie (PPUiH „TURGAZ" Sp. z o.o.)
- „Bud-Gaz Przedsiębiorstwo Produkcyjno - Usługowo – Handlowe Spółka z o.o." w Warszawie („BUD – GAZ" Sp. z o.o.)
- Mazowiecka Spółka Gazownictwa Spółka z o.o. w Warszawie
- Wielkopolska Spółka Gazownictwa Spółka z o.o. w Poznaniu
- Górnośląska Spółka Gazownictwa Spółka z o.o. w Zabrzu
- Karpacka Spółka Gazownictwa Spółka z o.o. w Tarnowie
- Dolnośląska Spółka Gazownictwa Spółka z o.o. we Wrocławiu
- Pomorska Spółka Gazownictwa Spółka z o.o.
- Górnictwo Naftowe Spółka z o.o. w Warszawie
- Geovita Spółka z o.o. w Warszawie
- PGNiG Przesył Sp. z o.o.

Jednostka współzależna:
- System Gazociągów Tranzytowych EUROPOL GAZ Spółka Akcyjna w Warszawie (EUROPOL GAZ S.A.)

Jednostki zależne od Jednostek zależnych:
- „NAFT-TRANS" Krosno Spółka z o.o.
- „NAFT-STAL" Krosno Spółka z o.o.
- Oil Tech International F.Z.E. Zjednoczone Emiraty Arabskie,
- Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. Piła.

Jednostka zależna pośrednio:
- ZRUG Warszawa Spółka Akcyjna

Ponadto podmiot dominujący posiadał udziały i akcje w następujących podmiotach powiązanych:

Jednostki stowarzyszone:
- GAS-TRADING Spółka Akcyjna w Warszawie (GAS - TRADING S.A.)
- „ZRUG" Spółka z o.o. w Poznaniu („ZRUG" Sp. z o.o.)
- „ZRUG TORUŃ" Spółka Akcyjna („ZRUG TORUŃ" S.A.)
- ZRUG Zabrze Spółka z o.o.
- „GAZOMONTAŻ" Spółka Akcyjna w Wołominie
- Sahara Petroleum Technology LLc w Omanie
- PRZEDSIĘBIORSTWO FINASOWO – KONSULTINGOWE „GASKON" Spółka Akcyjna w Warszawie (PFK GASKON S.A.)
- Zakład Wytwórczy Urządzeń Gazowniczych „INTERGAZ" Spółka z o.o. w Tarnowskich Górach
- Zamknięta Spółka Akcyjna „Dewon" w Kijowie
- Huta Szkła „Szczakowa" Spółka Akcyjna w upadłości w Jaworznie
- „IZOSTAL" Spółka Akcyjna w Zawadzkiem („IZOSTAL" S.A.)
- Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „MED – FROZ" Spółka Akcyjna w likwidacji w Zielonej Górze
- „TE-MA" Wolny Obszar Celny Małaszewicze Terespol Spółka z o.o. w likwidacji
- „Gaztec Spółka z o.o." w likwidacji w Warszawie („Gaztec Sp. z o.o." w likwidacji)
- „GAZSTAL" Spółka Akcyjna w Zielonej Górze
- INVESTGAS Spółka Akcyjna w Warszawie
- „Polskie Elektrownie Gazowe" Spółka z o.o. w Warszawie
- Grespol – 7 Spółka z o.o. w Warszawie (znaczący wpływ w organach nadzorczych)
- Izostal Spółka Akcyjna Zawadzkie
- PI Gazotech Spółka z o.o. w Warszawie

Jednostki stowarzyszone pośrednio:
- Gazobudowa Poznań Sp. z o.o.,
- Gazobudowa Kraków Sp. z o.o.,
- "Naftek" Sp. z o.o. w Krośnie,
- PPU "Pertomin" Wołomin,
- "Geotermia" Stargard Szczeciński,
- GAZSTAL S.A. Zielona Góra.

Ponadto Jednostka Dominująca posiada udziały lub akcje w 9 podmiotach (o niskim udziale kapitałowym) oraz w 11 podmiotach uzyskane w drodze konwersji zadłużenia na kapitały.

Spółka PGNiG S.A. realizowała w 2004 roku początkowo Program restrukturyzacji i prywatyzacji z 13 sierpnia 2002 roku, a następnie nowy Program z 5 października 2004 roku.
W związku z akcesją do Unii Europejskiej (UE), polskie gazownictwo objęte zostało działaniem tzw. Nowej Dyrektywy Gazowej 2003/55/EC. Zgodnie z jej postanowieniami kraje członkowskie UE zobowiązane zostały m.in. do wyodrębnienia Operatorów Systemu Przesyłowego (OSP) od 1 lipca 2004 roku oraz Operatorów Systemu Dystrybucyjnego (OSD) od 1 lipca 2007 roku.
Biorąc powyższe pod uwagę, zaistniała konieczność korekty dotychczas obowiązującego Programu. W związku z tym, 5 października 2004 roku Rada

Ministrów uchyliła dotychczasowy i przyjęła nowy Program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A., który przewiduje m.in.:
1) w ramach restrukturyzacji:
- PGNiG S.A. dokona zbycia na rzecz Skarbu Państwa własności pakietu 100% udziałów w OSP;
- PGNiG S.A. zawrze z OSP wieloletnią umowę leasingu operacyjnego na składniki systemu przesyłowego. W trakcie tej umowy OSP będzie stopniowo przejmować na własność składniki systemu przesyłowego;
- sprzedaż składników systemu przesyłowego do OSP rozpocznie się nie później niż od 1 listopada 2006 roku;
- do 1 lipca 2007 roku PGNiG S.A. doprowadzi do rozdzielenia działalności handlowej i technicznej dystrybucji gazu w zależnych spółkach gazownictwa.
- ewentualne wydzielenie działalności poszukiwawczo-wydobywczej (za zgodą Rady Ministrów) nastąpi po wprowadzeniu PGNiG S.A. do obrotu publicznego i przeprowadzeniu restrukturyzacji finansowej.
2) w ramach prywatyzacji PGNiG S.A.:
- Etap I - emisję dodatkowych akcji PGNiG S.A. w celu jej dokapitalizowania, co pozwoli spółce m.in. na przeprowadzenie restrukturyzacji finansowej zobowiązań oraz przyspieszenie realizacji inwestycji.
- Etap II - zaoferowanie - w terminie do 6 miesięcy od rozpoczęcia notowań akcji wyemitowanych w ramach podwyższenia kapitału zakładowego - mniejszościowego pakietu akcji PGNiG S.A., należącego do Skarbu Państwa, jak również wydanie (15%) akcji uprawnionym pracownikom. Skarb Państwa po realizacji powyższego procesu zachowa co najmniej 51% udziału w kapitale zakładowym PGNiG SA.
W 2004 roku PGNiG S.A. zawiązało podmiot prawa handlowego PGNiG – Przesył (OSP) w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, obejmując 100% udziałów w nowotworzonej spółce poprzez wniesienie aportu wycenionego na kwotę 37,9 miliona złotych.
Trwają prace związane z przygotowaniem i zawarciem pomiędzy PGNiG S.A. a spółką PGNiG – Przesył Sp. z o.o. umów regulujących wzajemne relacje gospodarcze, w tym w szczególności umowy o świadczenie usługi przesyłowej, umowy dotyczącej przygotowania i realizacji inwestycji dla potrzeb systemu przesyłowego itp. Umowa leasingu majątku przesyłowego została parafowana przez strony w dniu 16 marca 2005 roku. Umowa ta podlega opiniowaniu przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) oraz ma uwzględniać stanowisko Ministerstwa Skarbu Państwa i Ministerstwa Gospodarki i Pracy.
Przygotowana została umowa zbycia 100% udziałów PGNiG-Przesył Sp. z o.o. na rzecz Skarbu Państwa i rozpoczęto negocjacje w tej sprawie.
PGNiG S.A. wspólnie z wybranymi doradcami (bankiem HSBC oraz kancelarią prawną Weil, Gotshal and Manges) przygotowała prospekt emisyjny Spółki, który w dniu 31 marca 2005 roku został złożony w Komisji Papierów Wartościowych i Giełd. Dla tego celu sporządzane są m.in. analiza strategiczna PGNiG S.A., modelu finansowego, wyceny PGNiG S.A. oraz analiza czynników wpływających na wartość PGNiG S.A. i Grupę Kapitałową PGNiG, analiza stanu prawnego PGNiG S.A., analiza dóbr kultury wchodzących w skład majątku Spółki (ok. 60 obiektów), weryfikacja zasobów i wycena złóż. Debiut akcji PGNiG S.A. na Giełdzie Papierów Wartościowych (GPW) nastąpić ma zgodnie z zapisami Programu rządowego w końcu pierwszego półrocza 2005 roku.

Dla przeprowadzenia powyższych zamierzeń istotna jest zgoda wierzycieli PGNiG S.A. Rozmowy na ten temat trwają.

Wydzielenie OSP oraz wcześniejsze (w 2003 roku) wydzielenie Spółek Gazownictwa, oznacza stworzenie nowej sytuacji na rynku gazu w Polsce, w której PGNiG S.A. praktycznie staje się spółką prowadzącą bezpośrednią działalność poszukiwawczo – wydobywczą i obrót gazem ziemnym w kraju i zagranicą oraz sprawującą operacyjny nadzór właścicielski nad spółkami zależnymi (w szczególności tzw. kluczowymi) oraz nadzór ogólny nad spółkami stowarzyszonymi.

Dla uzyskania i utrzymania odpowiedniego poziomu wydobycia gazu ziemnego wdrażana jest „Strategia rozwoju działalności poszukiwawczo – wydobywczej w horyzoncie do roku 2022", zakładająca wzrost wydobycia gazu ze złóż własnych do 5,5 mld m3 w przeliczeniu na gaz wysokometanowy począwszy od 2007 roku. Podjęto ponownie proces prywatyzacji części spółek zależnych, stanowiących zaplecze techniczne i serwisowe dla podsektora Górnictwa Naftowego.

Kontynuowane są działania zmierzające do wyłączenia z PGNiG S.A. tych działalności, które mogą zakłócać wymaganą transparentność Spółki i obniżać jej konkurencyjność. Od 1 kwietnia 2004 roku rozpoczęła działalność jako samodzielny podmiot, spółka GEOVITA Sp. z o.o. (kapitał zakładowy spółki wynosi 86 milionów złotych) gospodarująca na majątku obiektów szkoleniowo-konferencyjnych i hotelowo-wczasowych. W grudniu 2004 roku uzyskano również zgodę organów PGNiG S.A. na utworzenie spółki Zakład Robót Górniczych Krosno, która w 2005 roku rozpocznie działalność gospodarczą jako spółka w 100% zależna od PGNiG S.A.

Prowadzono również restrukturyzację majątkową, polegającą na wyłączaniu z PGNiG S.A. majątku nieprodukcyjnego. Rozpoczęto sprzedaż majątku zgodnie z procedurami określonymi przez Ministerstwo Skarbu Państwa (MSP) i Zarząd PGNiG S.A., a w szczególności nieruchomości, o uregulowanym stanie prawnym, na zbycie których uzyskano zgodę organów Spółki. Nieruchomości, których zbycie nie jest obecnie możliwe, wydzierżawiane są podmiotom zewnętrznym, w tym Spółkom Gazownictwa.

Wyżej wymienione, główne działania PGNiG S.A. w zakresie restrukturyzacji, służyły przede wszystkim wypełnieniu zobowiązań akcesyjnych Polski wobec Unii Europejskiej, a także wymogów określonych przez Radę Ministrów 29 kwietnia 2004 roku w „Programie wprowadzania konkurencyjnego rynku gazu w Polsce i harmonogramu jego wdrażania", ze szczególnym uwzględnieniem roli i odpowiedzialności państwa i jego organów za bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz budowę gospodarki rynkowej.

W 2004 roku kontynuowana była restrukturyzacja zatrudnienia w ramach pozytywnie zaopiniowanego przez MSP we wrześniu 2003 roku „Programu restrukturyzacji zatrudnienia na lata 2003 – 2006 (II etap)". „Program..." zaprojektowany na lata 2003 – 2006 zakłada, że do końca 2006 roku różnymi formami restrukturyzacji zatrudnienia objętych będzie kilka tysięcy pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG S.A.

Na koniec 2004 roku restrukturyzacją zatrudnienia w różnych formach objęto 1.718 pracowników, co stanowi 114% planowanej na rok 2004 wielkości (1.497 osób), w tym:

- w przedsiębiorstwie PGNiG S.A. - 554 osoby,
- w spółkach gazownictwa - 771 osób,
- w pozostałych spółkach zależnych - 393 osoby.

Z analizy realizacji II etapu Programu za 2004 roku wynika, że stan zatrudnienia w podmiotach objętych Programem zmniejszył się o 1.009 osób.

d) *Działalność poza granicami Polski*

Wszelkie koszty ponoszone w zawiązku z działalnością poza granicami Polski są odnoszone w rachunek zysków i strat okresu sprawozdawczego, w którym zostały poniesione.

i) Pakistan

Prace poszukiwawcze w Pakistanie realizuje Oddział Operatorski PGNiG S.A. w Pakistanie, który od 1 grudnia 2003 roku podlega Centrali Spółki PGNiG SA.
W latach 1998 – 2000 Spółka prowadziła działalność na terenie 3 bloków poszukiwawczych: Khanpur West, Mekhtar i Sabzal. Z uwagi na brak perspektywiczności tych dwu pierwszych bloków, co pokazały prace sejsmiczne i grawimetryczne, zrezygnowano z wiercenia otworu na Bloku Khanpur West, a obligacje z Bloku Mekhtar przeniesiono na Blok Nawabshah (sejsmika) oraz na Blok Sabzal South (wiercenia). Jeden otwór na terenie bloku Sabzal odwierciła PNiG NAFTA Piła Sp. z o.o., jednak z wynikiem negatywnym.

W latach 2000-2001 realizowane były prace poszukiwawcze na koncesji Nawabshah (udziałowcy – irlandzka firma Tullow Pakistan (Developments) Ltd., PGNiG S.A. oraz Rząd Pakistanu). Udział PGNiG S.A. wynosił 40%, udział w kosztach 42,11% (wspólnie z Tullow Spółka pokryła 5%-towy udział Rządu Pakistanu w okresie poszukiwawczym). Umowa o nabyciu udziałów została zawarta 9 marca 2000 roku.
I faza prac poszukiwawczych na Bloku Nawabshah zakończyła się wykonaniem prac sejsmicznych (ok. 225 km 2D, w tym 105 km obligacje Tullow i 120 km obligacje PGNiG przeniesione z Bloku Mekhtar – wykonawca Geofizyka Kraków) oraz odwierceniem dwóch negatywnych otworów (Gupchani-1 i Laylian-1). W grudniu 2001 roku koncesja wygasła.

Do 22 sierpnia 2003 roku prowadzone były prace na koncesji Sabzal South (Umowa z 22 sierpnia 2001 roku) – PGNiG S.A. posiadało 95%, Rząd Pakistanu – 5% udziałów. W okresie poszukiwawczym ponosiliśmy 100% kosztów.
W ramach prac na tym bloku, Geofizyka Kraków wykonała processing i interpretację starych danych sejsmicznych oraz 105 km nowej sejsmiki 2D. W roku 2003 zrezygnowano z koncesji bez prowadzenia prac wiertniczych. Aby wykonać zaległe obligacje wiertnicze, przeniesione z bloku Mekhtar – odwiercenie otworu poszukiwawczego za kwotę nie mniejszą niż 2,316 mln USD – PGNiG S.A. uzyskało zgodę Rządu Pakistanu na odroczenie terminu wykonania tych prac do końca 2005 roku. Uchwałą Nr 387/2003 z dnia 19 sierpnia 2003 roku Zarząd PGNiG S.A. udzielił pełnomocnictwa dyrektorowi oddziału do złożenia wniosku o nową koncesję poszukiwawczą w Pakistanie, na której byłaby możliwość wykonania zaległych obligacji wiertniczych, przeniesionych z bloku Mekhtar.
Na potencjalne zobowiązanie wobec Rządu Pakistanu (objęte gwarancją bankową), które wystąpi w przypadku odstąpienia od realizacji odwiertu, Spółka utworzyła rezerwę w pełnej kwocie w równowartości 2.316 tysięcy USD.

Od początku swej działalności w roku 1997 do połowy 2004 roku na prace poszukiwawcze w Pakistanie PGNiG S.A. wydało kwotę ok. 16,2 milionów USD, zaś kwota 1,16 milionów USD jest przedmiotem sporu sądowego z firmą Tullow.

ii) Indie

Koncesja poszukiwawcza na Bloki RJ–ON-90/4 i RJ-ON-90/5 w Radżastanie (udziałowcy Oil India Ltd., Essar Oil Ltd. i PGNiG S.A.). PGNiG S.A. posiada 25% udziałów w koncesji. I i II etap prac poszukiwawczych nie dał pozytywnych rezultatów. Koszty poniesione przez PGNiG S.A. w tych etapach wyniosły 3 milionów USD.W ramach III fazy prac odwiercono na początku 2004 roku negatywny otwór poszukiwawczy na tym bloku - Binjbayla-1, którego koszty poniósł w całości Essar, jedynie zgodnie z warunkami umowy koncesyjnej PGNiG S.A. wystawiło gwarancję bankową na kwotę 92 750 USD, ważną do 31 maja 2004 roku.
Aktualnie Essar wystąpił do Rządu Indii z wnioskiem o rezygnację z koncesji poszukiwawczej na Bloku RJ-ON-90/5 i z chwilą uzyskania zgody umowy zawarte pomiędzy PGNiG S.A. i Essar Oil Ltd. wygasną.

iii) Ukraina

PGNiG S.A. jest udziałowcem spółki „Dewon S.A." o kapitale zakładowym 11 146 800 hrywien, która została zarejestrowana w Kijowie dnia 17 lutego 2000 roku. PGNiG S.A. posiada 36,38% udziału w kapitale zakładowym spółki „Dewon" S.A. (zaangażowanie kapitałowe PGNiG S.A. w spółce „Dewon" S.A. wynosi 4.055,2 tysięcy hrywien). Pozostali główni akcjonariusze w spółce „Dewon" S.A. to: „Prawnyczyj Alians" Sp. z o.o.; Furious Trading; NAK „Nafogaz Ukrainy".

Celem zawiązania spółki „Dewon" S.A. było tworzenie zasobów gazu ziemnego za granica Polski jak również stworzenie rynku na usługi świadczone przez polskie spółki wiertnicze, geofizyczne oraz budowlano - montażowe.
Obecnie spółka realizuje projekt zagospodarowania złóż „Sachalijskie" w oparciu o umowę o Wspólnej Działalności zawartą z „Połtawanaftogazgeologia" – właścicielem licencji na poszukiwanie i zagospodarowanie złoża „Sachalińskie" w obwodzie charkowskim.
Pod koniec 2004 roku cofnięta została licencja udzielona „Połtawanaftogazgeologia" na doświadczalno – przemysłową eksploatację złoża „Sachalińskie". Obecnie toczy się postępowanie sądowe w celu uchylenia decyzji o cofnięciu tej licencji.

Dotychczas spółka wykonała I etap prac na złożu „Sachalińskie":
- zakończono budowę trzech odwiertów (nr 7, 18, 21);
- w celu wydobycia gazu i kondensatu zagospodarowano i wdrożono do eksploatacji dwa odwierty: Nr 21 (zdolność wydobywcza 90 tysięcy m^3 gazu na dobę) i Nr 18 (moc wydobywcza 115 tysięcy m^3 gazu na dobę), z których wydobyte surowce są sprzedawane, natomiast z odwiertu Nr 7 nie uzyskiwana jest produkcja;
- za okres styczeń – wrzesień 2004 roku spółka zrealizowała przychody ze sprzedaży w wysokości : 13.970 tysięcy UAH (9 548,1 tysięcy złotych,

przeliczone po kursie średnim 0,6835 PLN/1UAH). W okresie tym wydobyto łącznie (z odwiertów Nr 21 i Nr 18)43,2 milionów m^3gazu oraz 7 tysięcy ton kondensatu. Odwiert Nr 18 włączono do produkcji w kwietniu 2004 roku;

- zakończono budowę kopalni (UKPG) wraz z gazociągami przyłączeniowymi;
- zagospodarowanie terenu złoża poprzez budowę odpowiedniej infrastruktury (w tym drogi, sieć elektryczna, sieć przewodów zbiorczych gazu od odwiertów oraz inne obiekty);
- zakończono budowę gazociągu przesyłowego łączącego kopalnię z systemem przesyłowym Ukrainy.

Powyższe prace zostały sfinansowane ze środków pochodzących od akcjonariuszy i z banku. Głównymi wierzycielami spółki są: Miasto Bank oraz PGNiG S.A. (pożyczka w wysokości 3,1 milionów USD).

iv) Inne kraje

Oman – Spółka „Sahara Petroleum Technology Llc" zarejestrowana 23 listopada 2000 roku, o kapitale zakładowym 150,0 tysięcy riali omańskich, w której PGNiG S.A. objęło 49% udziałów (zaangażowanie kapitałowe PGNiG S.A. w spółce Sahara Petroleum Technology Llc" wynosi 73,5 tysięcy riali omańskich). Interesy PGNiG S.A. w Spółce reprezentowane są przez Zakład Robót Górniczych w Krośnie, podległy Centrali PGNiG S.A. Sahara Petroleum Technology została zawiązana w związku z nawiązaniem współpracy między omańską spółką Petroleum and Gas Technology a Oddziałem PGNiG S.A. – Zakład Robót Górniczych w Krośnie.
Głównym celem zawiązania spółki jest świadczenie przez nią usług serwisowych w zakresie obróbki i rekonstrukcji odwiertów, operacji techniką liniową, konserwacja głowic eksploatacyjnych i lekkich oraz średnich wierceń z wykorzystaniem potencjału technicznego PGNiG S.A. Z założenia spółka winna świadczyć usługi głównie dla Petroleum Development Oman, właściciela koncesji na eksploatację większości złóż naftowych w Omanie.
Ponieważ główny cel zawiązania spółki nie został zrealizowany, PGNiG S.A. w 2005 roku podejmie działania w celu rozwiązania spółki.

Ponadto, spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej podejmują własne inicjatywy gospodarcze umiejscawiając swoje oddziały poza granicami kraju:
GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.

- Oddział w Republice Kazachstan
- Oddział Geofizyka Toruń Branch Office Jebel Ali w Dubaju

GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.

- Oddział w Pakistanie Branch -Islamabad
- Zakład Słowacja w Bratysławie
- Zakład Czechy w Ostrawie

Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o. w Pile

- Biuro Projektu w Indiach

Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.

- Oddział w Pakistanie
- Oddział w Kazachstanie
- Przedstawicielstwo na Litwie
- Przedstawicielstwo na Rosji

4) Stosowanie danych szacunkowych

Sporządzenie skonsolidowanego sprawozdania finansowego zgodnie z MSSF wymaga od Zarządu Spółki przyjęcia danych szacunkowych i założeń, które wpływają na wartości przedstawione w niniejszym sprawozdaniu finansowym oraz w notach do tego sprawozdania, w szczególności istnieją liczne uwarunkowania wpływające na wielkość oszacowanej wielkości zasobów. Rzeczywiste wyniki mogą różnić się od danych szacunkowych i założeń.

5) Hiperinflacja (MSR 29)

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie zawiera korekt odzwierciedlających skutki hiperinflacji, wymaganych przez Międzynarodowy Standard Rachunkowości 29 „Sprawozdawczość w warunkach hiperinflacyjnych" ("MSR 29").

MSR 29 wymaga, aby spółki, które sporządzają sprawozdania w walucie gospodarki hiperinflacyjnej korygowały wycenę aktywów i pasywów do ich cen bieżących na dzień bilansowy. Polska gospodarka przestała być uważana za hiperinflacyjną począwszy od 1997 roku, ponieważ skumulowana trzyletnia stopa inflacji pod koniec 1996 roku wyniosła poniżej 100%.

Poprzednik PGNiG S.A. (przedsiębiorstwo państwowe PGNiG) dokonało przeszacowania wartości środków trwałych po raz ostatni na dzień 1 stycznia 1995 roku, przy zastosowaniu metody odtworzeniowej i wskaźników opublikowanych przez Główny Urząd Statystyczny („GUS") w stosunku do części środków trwałych, w celu odzwierciedlenia wpływu inflacji na ich wartość bilansową. Przeszacowanie to nie zostało dokonane zgodnie z wymogami MSR 29, ponieważ Spółka nie korzystała ze wskaźników ogólnego wzrostu cen oraz nie doprowadziła ich wartości do cen bieżących na dzień 31 grudnia 1996 roku. 30 października 1996 roku przedsiębiorstwo państwowe PGNiG zostało przekształcone w spółkę akcyjną PGNiG będącą w pełni własnością Skarbu Państwa. Kapitał akcyjny PGNiG S.A. został pokryty aportem. Aport obejmował środki trwałe przedsiębiorstwa państwowego PGNiG wycenione według wartości księgowej w przedsiębiorstwie państwowym PGNiG.

W rezultacie, skumulowane salda środków trwałych na dzień 31 grudnia 2004 roku i 31 grudnia 2003 roku, które pochodzą sprzed 31 grudnia 1996 roku nie zostały wyrażone w jednostkach miary obowiązujących na dzień 31 grudnia 1996 roku. Grupa nie jest w stanie oszacować, jaki wpływ na niniejsze sprawozdanie finansowe miałoby spełnienie wymogów MSR 29. Przeszacowanie nie zostało dokonane zgodnie z wymogami MSR 16, ponieważ sposób dokonania przeszacowania nie zapewnił, aby przeszacowana wartość środków trwałych odpowiadała ich wartości godziwej na dzień przeszacowania.

6) Podstawowe zasady polityki rachunkowości

a) Zasady konsolidacji metodą pełną

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zawiera dane finansowe jednostki dominującej oraz istotnych jednostek zależnych, w których Spółka, bezpośrednio lub pośrednio, posiada akcje lub udziały dające prawo do ponad połowy głosów na walnym zgromadzeniu lub też w inny sposób sprawuje kontrolę nad ich działalnością. Spółki nabyte w ciągu okresu obrotowego są obejmowane konsolidacją od dnia objęcia przez Grupę kontroli nad ich działalnością.

Wyniki finansowe jednostek Grupy sprzedanych w okresie obrotowym są ujmowane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy jedynie do dnia ich sprzedaży.

W ramach konsolidacji zostały wyeliminowane wszystkie istotne transakcje wewnątrzgrupowe. Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone w oparciu o jednolite zasady rachunkowości zastosowane dla transakcji i zdarzeń gospodarczych o podobnym charakterze.

Tabela 1 przedstawia spółki zależne, współzależne i stowarzyszone PGNiG S.A., które zostały objęte skonsolidowanym sprawozdaniem na dzień 31 grudnia 2004 roku.
Pozostałe spółki zależne i stowarzyszone nie są konsolidowane ze względu na ich małą istotność dla sprawozdania finansowego Grupy.

b) Prezentacja udziałów w jednostkach współzależnych i stowarzyszonych

Udziały w spółkach współzależnych i stowarzyszonych wyceniane są według metody praw własności. Spółka dokonuje odpisu z tytułu na trwałej utraty wartości udziałów w jednostkach współzależnych i stowarzyszonych.

Rachunek zysków i strat odzwierciedla udział PGNiG S.A. w wyniku jednostek współzależnych i stowarzyszonych.

c) Wartości niematerialne i prawne

Wartości niematerialne i prawne są rozpoznawane, jeżeli jest prawdopodobne, że w przyszłości spowodują one wpływ do Spółki korzyści ekonomicznych, które mogą być bezpośrednio powiązane z tymi aktywami.
Wartości niematerialne i prawne są wyceniane według cen nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonych o umorzenie i odpisy z tytułu trwałej utraty wartości.
W przypadku wartości niematerialnych i prawnych wniesionych do Spółek Gazownictwa aportem, ich wartością początkową jest wartość zadeklarowana przez wnoszącego w Umowie Spółki, nie wyższa jednak od wartości godziwej.
Wartości niematerialne i prawne są umarzane metodą liniową, zgodnie z ustawą z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości, drogą systematycznego, planowego rozłożenia ich wartości na ustalony okres przewidywanej ekonomicznej użyteczności.

W przypadku, gdy ich wartość początkowa jest równa lub niższa niż 3.500 zł podlegają jednorazowemu umorzeniu w miesiącu oddania ich do użytkowania.
Stosowane stawki amortyzacji dla wartości niematerialnych i prawnych są następujące:

Inne wartości niematerialne i prawne	10,0 – 50,0%

d) *Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze*

Koszty związane z badaniami geofizycznymi i geosejsmicznymi ujmowane są w rachunku zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione.

Koszty prac poszukiwawczych i rozpoznawczych ropy i gazu fazy przedprodukcyjnej są księgowane na podstawie metody sukcesu geologicznego. Koszty prac poszukiwawczych i rozpoznawczych księgowane są jako wartości niematerialne i prawne od momentu określenia przemysłowej przydatności odwiertu.

Jeżeli, w konsekwencji dalszych badań, dany obszar okaże się nieprzydatny do przemysłowego wykorzystania, koszty nakładów na badania i rozpoznanie są spisywane w rachunek zysków i strat danego okresu. W wyniku przekazania środków trwałych do używania koszty te są zaewidencjonowane, najczęściej jako cześć wartości budowli odwiertu wydobywczego i podlegają amortyzacji. Okres ekonomicznej użyteczności odwiertów jest określany przez Zarząd Spółki na każdą datę bilansową.

Koszty prac poszukiwawczo-rozpoznawczych są weryfikowane pod kątem ewentualnej utraty wartości, jeśli składnik aktywów nie został jeszcze oddany do użytkowania, lub gdy zaistniały zdarzenia bądź zaszły zmiany wskazujące na to, że ich wartość bilansowa może nie być możliwa do odzyskania.

e) *Środki trwałe*

Składniki rzeczowego majątku trwałego zostały wykazane według cen nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonych o dotychczasowe umorzenie.

Wartość początkowa środków trwałych obejmuje ich cenę nabycia powiększoną o wszystkie koszty bezpośrednio związane z zakupem i przystosowaniem składnika majątku do stanu zdatnego do używania. Koszty poniesione po dacie oddania środka trwałego do używania, takie jak koszty konserwacji i napraw obciążają rachunek zysków i strat w momencie ich poniesienia. W przypadkach, kiedy poniesione wydatki powodują, że wartość użytkowa środka trwałego po zakończeniu ulepszenia przewyższa wartość użytkową posiadaną przy przyjęciu do używania, wydatki te są kapitalizowane w wartości odpowiedniego środka trwałego. W przypadku, gdy wartość początkowa środków trwałych jest równa lub niższa niż 3.500 zł o przewidywanym okresie użytkowania poniżej jednego roku (za wyjątkiem sieci gazowej) podlegają one amortyzacji jednorazowej w miesiącu oddania ich do użytkowania.

Przeszacowania środków trwałych były przeprowadzane w Polsce na podstawie przepisów wydawanych przez Ministra Finansów i miały na celu odzwierciedlenie skutków inflacji. Zostały one wykonane przy zastosowaniu metody odtworzeniowej i wskaźników opublikowanych przez Główny Urząd Statystyczny („GUS") dla poszczególnych grup środków trwałych. Jak to opisano w nocie 5, przeszacowania nie spełniły wymogów MSR 29, który wymaga zastosowania wskaźników ogólnego wzrostu cen.

Ostatnie przeszacowanie zostało przeprowadzone na dzień 1 stycznia 1995 roku i miało na celu doprowadzenie wartości środków trwałych do poziomu cen z września 1994 roku. W rezultacie tego przeszacowania zarówno wartość księgowa, jak i podatkowa tych aktywów została zwiększona powodując wzrost kapitału z przeszacowania środków trwałych, a zatem również wzrost kapitałów własnych.

Grupa PGNiG S.A. nie dokonała przeszacowania środków trwałych na dzień 31 grudnia 1996 roku co jest niezgodne z MSR 29, który wymaga aby środki trwałe zostały skorygowane na koniec okresu hiperinflacji według cen bieżących. Inwestycje rozpoczęte nie podlegały przeszacowaniom. Amortyzacja środków trwałych jest oparta o wartości po przeszacowaniu. Grupa PGNiG S.A. nie zamierza ujmować w swoich skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych sporządzonych zgodnie z MSSF efektów ewentualnych dalszych przeszacowań, chyba że polska gospodarka znajdzie się ponownie z warunkach hiperinflacji.

Środki trwałe amortyzowane są przez określony z góry okres użytkowania przy użyciu metody liniowej z wyjątkiem środków trwałych wykorzystywanych do wydobycia ropy i gazu ziemnego, które są amortyzowane przy użyciu metody amortyzacji proporcjonalnej do wielkości wydobycia („metoda jednostki produkcyjnej"). Okres użytkowania środków trwałych i metody amortyzacji podlegają okresowym przeglądom w celu określenia czy metody amortyzacji oraz okres amortyzacji jest spójny z oczekiwanym okresem uzyskiwania korzyści ekonomicznych ze środków trwałych.
Na dzień 31 grudnia 2001 dla celów PSR Spółka dokonała przeglądu okresu ekonomicznej użyteczności środków trwałych i wartości niematerialnych i prawnych. Wyniki tego przeglądu zostały wprowadzone do rejestru środków trwałych i wartości niematerialnych i prawnych oraz do sprawozdania według MSSF w roku 2003. W rezultacie tego procesu skorygowano amortyzację środków trwałych i wartości niematerialnych i prawnych za 2002 i 2003 rok uwzględniając ustalony dla potrzeb PSR okres ekonomicznej użyteczności. Wynik korekty za 2002 rok ustalony w kwocie 18 mln zł odniesiono w bieżący rachunek wyników.

Grupa stosuje następujące stawki amortyzacji:

	Roczna stawka w %	Szacowany okres użytkowania w latach
		Okres umowy
Prawo wieczystego użytkowania gruntów	1,0% - 20,0%	5-99
Budynki i budowle	2,5% - 10,0%	10-40
Urządzenia techniczne i maszyny	4,5% - 30,0%	3-23
Środki transportu	14,0% - 20,0%	5-8
Pozostałe środki trwałe	10,0% - 25,0%	4-10

Zgodnie z „Założeniami Koncepcyjnymi Sporządzania i Prezentacji Sprawozdań Finansowych" opracowanymi przez Radę ds. Międzynarodowych Standardów Rachunkowości, aktywo jest to zasób kontrolowany przez jednostkę w wyniku zdarzeń z przeszłości, z którego, według przewidywań, jednostka osiągnie w przyszłości korzyści ekonomiczne. Grunty oddane w wieczyste użytkowanie spółkom Grupy na mocy przepisów prawa spełniają definicję aktywów. Wartość takiego aktywa powinna zostać ujęta w sprawozdaniu finansowym według wartości godziwej na dzień nabycia. Na dzień zastosowania po raz pierwszy MSSF jako podstawy rachunkowości oraz na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania finansowego spółki Grupy nie były w stanie wiarygodnie ustalić tej wartości, dlatego grunty w wieczystym użytkowaniu nie zostały ujęte w niniejszym sprawozdaniu.

Koszt nabycia prawa wieczystego użytkowania gruntów wykazywany jest według kosztów poniesionych przy jego zakupie. Prawa wieczystego użytkowania wygasają po 95 lub 99 latach. Prawo wieczystego użytkowania ma formę leasingu operacyjnego i dlatego nadwyżka zapłacona za prawo wieczystego użytkowania gruntu jest traktowana jako przedpłata na poczet przyszłych opłat z tytułu użytkowania wieczystego.

Przedpłata jest wykazywana w pozycji grunty i amortyzowana metodą liniową przez cały okres ważności prawa wieczystego użytkowania gruntu. Dodatkowa roczna opłata z tytułu dzierżawy jest płatna zgodnie z umową dzierżawy w wysokości 3% wartości gruntu według wyceny.

f) Środki trwałe w budowie

Środki trwałe w budowie są wyceniane w wysokości ogółu kosztów pozostających w bezpośrednim związku z ich nabyciem lub wytworzeniem, w tym kosztów finansowych, pomniejszonych o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości. Do środków trwałych w budowie Jednostka Dominująca zalicza również gaz buforowy oraz gaz stanowiący pierwsze napełnienie gazociągów.
Środki trwałe w budowie nie są amortyzowane do momentu zakończenia ich budowy i oddania do użytkowania.

g) Inwestycje długoterminowe

- Inwestycje w nieruchomości

Grupa Kapitałowa nie prowadzi działalności inwestycyjnej mającej na celu pozyskiwanie korzyści ekonomicznych z obrotu nieruchomościami lub ich najmu.

- Inwestycje w jednostkach podporządkowanych

Inwestycje w jednostkach zależnych oraz w jednostkach stowarzyszonych, które nie podlegają konsolidacji, są wyceniane według ceny nabycia pomniejszonej o odpisy aktualizujące z tytułu trwałej utraty wartości.

- Inwestycje w pozostałych jednostkach

Inwestycje w pozostałych jednostkach są wyceniane według ceny nabycia pomniejszonej o odpisy aktualizujące z tytułu trwałej utraty wartości.

h) Inwestycje krótkoterminowe

Inwestycje krótkoterminowe wykazane w bilansie obejmują krótkoterminowe raty udzielonej pożyczki podmiotom powiązanym, wycenę instrumentów finansowych oraz środki pieniężne. Stosowane metody ewidencji przedstawiono w poszczególnych zasadach dotyczących każdej pozycji.

i) Amortyzacja środków trwałych działalności wydobywczej

Skapitalizowane koszty prac rozpoznawczych oraz próbnych odwiertów są umarzane przy zastosowaniu metody jednostki produkcyjnej. Stosunek faktycznej produkcji w danym okresie do przewidywanej, całkowitej produkcji danego obszaru wydobywczego wyznacza część umorzenia za dany okres.

j) Remonty gazociągów

Koszty związane z remontami gazociągów obciążają rachunek zysków i strat okresu w którym zostały poniesione.

k) Zasoby

Zasoby są udokumentowanymi zasobami ropy i gazu. Zasoby te zostały oszacowane przez wewnętrznych i zewnętrznych ekspertów Spółki. Jeżeli rozpoznane rezerwy okażą się mniejsze niż zakładano kalkulacja amortyzacji metodą jednostki produkcyjnej ulega zmianie. Amortyzacja zostaje rozłożona na nowy przewidywany okres eksploatacji danego złoża.
Oszacowana wielkość zasobów jest używana do szacunków zdyskontowanych przyszłych przychodów osiąganych z tych złóż w celu wyliczenia odpisu aktualizującego na trwałą utratę wartości oraz rezerwy na koszty likwidacji odwiertów.

l) Aktywa finansowe

Inne aktywa finansowe

Grupa rozpoznaje następujące kategorie aktywów finansowych:

a) kredyty i wierzytelności własne,
b) aktywa finansowe utrzymywane do upływu terminu zapadalności,
c) aktywa finansowe przeznaczone do obrotu,
d) aktywa finansowe dostępne do sprzedaży.

Wartość początkowa aktywów finansowych ustalona jest według kosztu (ceny nabycia), tj. w wartości godziwej uiszczonej zapłaty. Koszty transakcji zwiększają wartość początkową wszystkich aktywów finansowych. Zakupy i sprzedaż składników aktywów finansowych na rynku regulowanym są ujmowane na dzień rozliczenia transakcji. Grupa wycenia aktywa finansowe, łącznie z instrumentami pochodnymi, według wartości godziwej, nie potrącając kosztów transakcji, jakie mogą być poniesione przy sprzedaży lub innej formie zbycia aktywów finansowych. Wyjątek stanowią kredyty przez Grupę i wierzytelności własne, inwestycje utrzymywane do upływu terminu zapadalności, oraz wszelkie aktywa finansowe, które nie są notowane na aktywnym rynku oraz których wartości godziwej nie można wiarygodnie wycenić. Aktywa o ustalonym terminie zapadalności wyceniane są w wysokości zamortyzowanego kosztu (ceny nabycia) przy zastosowaniu metody efektywnej stopy procentowej. Aktywa bez ustalonego terminu zapadalności wyceniane są według kosztu (ceny nabycia).

Zmiany wartości godziwej aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej ujmowane są jako zysk lub strata netto okresu sprawozdawczego. Zmiany wartości bilansowej aktywów finansowych wycenianych według zamortyzowanego kosztu ujmowane są jako zysk lub strata netto okresu sprawozdawczego.

Wszystkie aktywa finansowe są poddawane weryfikacji pod kątem utraty wartości.

m) Udziały i akcje przeznaczone do sprzedaży

Akcje, udziały i inne papiery wartościowe (aktywa finansowe dostępne do sprzedaży) wykazuje się według wartości godziwych. Zmiany wartości godziwej są rozpoznawane w rachunku zysków i strat. Są one korygowane o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości.

n) Utrata wartości aktywów

Na każdy dzień bilansowy podmioty wchodzące w skład Grupy Kapitałowej oceniają, czy istnieją obiektywne dowody wskazujące na trwałą utratę wartości składnika bądź grupy aktywów. Jeśli dowody takie istnieją, Spółki ustalają szacowaną możliwą do odzyskania wartość składnika aktywów i dokonują odpisu aktualizującego z tytułu utraty wartości, w kwocie równej różnicy między wartością możliwą do odzyskania i wartością bilansową. Strata wynikająca z utraty wartości jest ujmowana w rachunku zysków i strat za bieżący okres. W przypadku, gdy uprzednio dokonano przeszacowania aktywów to strata pomniejsza wysokość

kapitałów z przeszacowania a następnie jest odnoszona na rachunek zysków i strat bieżącego okresu.

W przypadku kapitalizowanych kosztów prac poszukiwawczych i rozpoznawczych oraz dla aktywów przemysłu wydobywczego gazu i ropy naftowej za ośrodek wypracowujący środki pieniężne uznaje się grupę środków trwałych tworzących jeden obszar wydobywczy.
Wartość możliwa do uzyskania z obszarów wydobywczych, zarówno produkcyjnych jak i w przygotowaniu, jest porównywana do szacowanych przyszłych zdyskontowanych przychodów netto możliwych do uzyskania z pozostałych szacowanych zasobów Jednostki Dominującej. Przyszłe przychody netto są szacowane przy użyciu poziomu cen, wysokości kosztów oraz kursów walutowych z końca roku. Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości ośrodka wypracowującego środki pieniężne ujmuje się w przypadku, gdy wartość ekonomiczna ośrodka jest niższa od jego wartości bilansowej.

o) Leasing

Jednostki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej są stroną umów leasingowych, na podstawie których przyjmuje do odpłatnego używania lub pobierania pożytków obce środki trwałe lub wartości niematerialne i prawne przez uzgodniony okres.
W przypadku umów leasingu finansowego, na mocy których następuje przeniesienie zasadniczo całego ryzyka i pożytków wynikających z tytułu posiadania aktywów będących przedmiotem umowy, przedmiot leasingu jest ujmowany w aktywach jako środek trwały według wartości bieżącej minimalnych opłat leasingowych ustalonej na dzień rozpoczęcia leasingu. Opłaty leasingowe są dzielone między koszty finansowe i spłatę salda zobowiązania w sposób umożliwiający uzyskanie stałej stopy odsetek w stosunku do pozostałego do spłaty zobowiązania. Koszty finansowe ujmowane są bezpośrednio w rachunku zysków i strat.
Środki trwałe używane na podstawie umów leasingu są amortyzowane przez przewidywany okres użytkowania.
Opłaty leasingowe z tytułu umów, które nie spełniają warunków umowy leasingu finansowego, ujmowane są jako koszty w rachunku zysków i strat przez okres trwania leasingu.

p) Zapasy

Zapasy są wyceniane według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia nie wyższych niż cena sprzedaży netto. Cena sprzedaży netto oparta jest o możliwą do uzyskania cenę sprzedaży bez podatku od towarów i usług i podatku akcyzowego, pomniejszoną o rabaty, upusty oraz koszty związane z przystosowaniem składnika majątku do sprzedaży i doprowadzenia transakcji do skutku.
W skład wykazywanych w bilansie zapasów materiałów wchodzą zapasy gazu oraz pozostałych materiałów. Zapas gazu wyceniany jest według średnioważonej ceny nabycia gazu z importu, rzeczywistego kosztu wytworzenia gazu pozyskiwanego ze źródeł krajowych oraz kosztów odazotowania.
Wycena gazu z importu odbywa się wg kursu zastosowanego w dokumencie SAD.

Jednostki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej tworzą odpisy aktualizujące na przestarzałe, nadmierne i wolnorotujące zapasy.

q) *Należności krótko- i długoterminowe*

Należności są wykazywane w kwocie wymaganej zapłaty pomniejszonej o odpisy aktualizujące. Wartość należności aktualizuje się uwzględniając stopień prawdopodobieństwa ich zapłaty.
Odpisy aktualizujące należności z tytułu dostaw gazu dla odbiorców drobnych, o małym zużyciu gazu, rozliczanych według grup taryfowych 1-4, kalkulowane są statystycznie. Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności w okresie roku. Na bazie analizy wyliczane są wskaźniki spłacalności, które służą ustaleniu odpisów według struktury wiekowej należności. Na należności przeterminowane powyżej 365 dni, a także na wszystkie zarachowane odsetki tworzony jest odpis aktualizujący w wysokości 100 %. Odpisy aktualizujące z tytułu dostaw gazu dla klientów z grup taryfowych 5-7 tworzone są na należności przeterminowane powyżej 90 dni. Odpisy te są kalkulowane indywidualnie, w oparciu o wiedzę o sytuacji finansowej dłużników.
Odpisy aktualizujące wartość należności zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub do kosztów finansowych - zależnie od rodzaju należności, której dotyczy odpis aktualizujący.
Spisanie lub umorzenie należności z powodu przedawnienia lub nieściągalności powoduje zmniejszenie odpisów aktualizujących utworzonych uprzednio dla tych należności.
Należności umorzone lub spisane z powodu przedawnienia lub nieściągalności, od których nie dokonano odpisów aktualizujących ich wartość lub dokonano odpisów w niepełnej wysokości, zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych.

r) *Papiery wartościowe trzymane do terminu wymagalności*

Papiery wartościowe trzymane do terminu wymagalności wykazuje się według zamortyzowanego kosztu.

s) *Środki pieniężne*

Środki pieniężne obejmują gotówkę w banku i w kasie oraz lokaty krótkoterminowe o pierwotnym okresie zapadalności nie dłuższym niż trzy miesiące, obarczone niskim ryzykiem utraty wartości. Wyceniane są według wartości nominalnej.

t) *Rezerwy*

Rezerwy są tworzone w przypadku, kiedy w następstwie przeszłych zdarzeń powstaje potencjalne, możliwe do oszacowania zobowiązanie (obowiązek prawny lub obowiązek zwyczajowy), które w przyszłości może z dużym prawdopodobieństwem spowodować wypływ ze Spółki aktywów generujących korzyści ekonomiczne. Wysokość utworzonych rezerw jest weryfikowana na dzień bilansowy w celu ich skorygowania do wysokości bieżącej prognozy. W przypadku, gdy wpływ zmian wartości pieniądza w czasie jest istotny, wysokość rezerwy ustalana jest na poziomie bieżącej wartości spodziewanych

przyszłych wydatków koniecznych do uregulowania zobowiązania, zaś stopą dyskontową jest w tym przypadku oszacowana stopa zwrotu z lokat wolnych od ryzyka.

W przypadku gdy rezerwy dotyczą aktywów związanych z wydobyciem początkowa wartość rezerwy zwiększa wartość odpowiedniego środka trwałego. Późniejsze korekty wysokości rezerwy będące skutkiem zmian szacunków są również traktowane jako korekta wartości środka trwałego.

u) Rezerwa na koszt niewykorzystanych urlopów

Pracownikom Spółek Grupy Kapitałowej przysługuje prawo do urlopów na warunkach określonych w przepisach Kodeksu Pracy. Spółki uznają koszt urlopów pracowniczych na bazie memoriałowej. Zobowiązanie z tytułu urlopów pracowniczych ustalane jest w oparciu o szacunkowy koszt niewykorzystanych dni urlopowych na koniec roku obrotowego.

v) Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne

Jednostki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej prowadzą program wypłaty nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych. Wypłaty z powyższych tytułów programu odpisywane są w koszty rachunku zysków i strat w sposób umożliwiający rozłożenie kosztów nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych na cały okres zatrudnienia pracowników w poszczególnych spółkach. Koszty z tytułu ww. świadczeń są ustalane aktuarialną metodą wyceny prognozowanych uprawnień jednostkowych.

w) Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych

Spółki Grupy Kapitałowej tworzą rezerwę na wypłatę osłon socjalnych wypłacaną pracownikom zwalnianym w związku z realizacją programu restrukturyzacji zatrudnienia. Rezerwa ta wyliczona jest w oparciu o planowaną redukcję zatrudnienia oraz kwoty jednorazowych wypłat odpraw osłonowych.

x) Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

Rezerwa ta wyliczona jest oparciu o koszt stanowiący średni koszt likwidacji odwiertów w poszczególnych zakładach wydobywczych w ciągu ostatnich trzech lat, skorygowany o prognozowany wskaźnik wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych oraz zmianę wartości pieniądza w czasie. Uwzględnienie trzyletniego horyzontu czasowego wiąże się ze zróżnicowaniem ilości likwidowanych odwiertów a ich kosztu likwidacji w poszczególnych latach.

y) Deputat gazowy dla byłych pracowników

Spółka jest zobowiązana do wypłacania deputatu gazowego dla byłych pracowników zatrudnionych do końca 1995 roku. Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zawiera rezerwę na przyszłe koszty z tytułu wypłat tych świadczeń. Wysokość rezerwy na koszty deputatów jest ustalona zgodnie z zasadami wyceny

aktuarialnej stosowanej do wyliczenia rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne. Wypłaty deputatów odpisywane są w koszty rachunku zysków i strat.

z) Zobowiązania finansowe

W momencie początkowego ujęcia, zobowiązania finansowe są ujmowane według kosztu, stanowiącego wartość otrzymanych środków pieniężnych i obejmującego koszty uzyskania. Następnie, wszystkie zobowiązania finansowe, z wyjątkiem zobowiązań przeznaczonych do obrotu, są wyceniane według skorygowanej ceny nabycia (zamortyzowanego kosztu), przy zastosowaniu efektywnej stopy procentowej.

Zobowiązania przeznaczone do obrotu są wyceniane według wartości godziwej. Zysk lub strata z tytułu przeszacowania do wartości godziwej są ujmowane w rachunku zysków i strat bieżącego okresu.

aa) Fundusze specjalne

Na fundusze specjalne składa się Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych (ZFŚS) i Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego.
Fundusz socjalny jest tworzony z dobrowolnych odpisów z zysku netto i obowiązkowych odpisów. Obowiązkowe odpisy są tworzone przez pracodawcę zgodnie ze wzorem określonym w prawie, który uwzględnia liczbę zatrudnionych i miesięczną minimalną płacę w Polsce. W niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym odpisy te traktowane są jako koszt. Fundusz socjalny może być wykorzystany tylko na świadczenia dla pracowników.
Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego tworzony jest na podstawie Ustawy z dnia 27 lipca 2001 roku o zmianie ustawy Prawo Geologiczne i Górnicze. Odpisy na fundusz dokonywane są w korespondencji z pozostałymi kosztami operacyjnymi.

bb) Rozliczenia międzyokresowe

Spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej dokonują czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów, jeżeli dotyczą one przyszłych okresów sprawozdawczych.
Bierne rozliczenia międzyokresowe kosztów dokonywane są w wysokości prawdopodobnych zobowiązań przypadających na bieżący okres sprawozdawczy.
Jednostki Grupy Kapitałowej rozpoznają rozliczenia międzyokresowe przychodów w celu zaliczenia tych przychodów do przyszłych okresów sprawozdawczych, w momencie, kiedy przychody te zostaną zrealizowane.
Do rozliczeń międzyokresowych przychodów Jednostka Dominująca oraz Spółki Gazownictwa zaliczają nieodpłatnie przyjętą infrastrukturę gazową (przyjmowana do roku 1998) oraz opłatę przyłączeniową. Przychody z tych tytułów realizowane są wraz z dokonywanymi odpisami amortyzacyjnymi od powyższych przyłączy.

cc) Przychody

Przychody ze sprzedaży są rozpoznawane w momencie kiedy jest prawdopodobne, iż Spółka będzie w posiadaniu korzyści ekonomicznych związanych z transakcją oraz wartość przychodu może być wiarygodnie oceniona. Przychód jest rozpoznawany w wartości pomniejszonej o podatek i upusty w momencie przeniesienia ryzyk i korzyści na kupującego. Niezafakturowana sprzedaż gazu jest rozpoznawana w oparciu o szacunek ilości gazu dostarczonego w okresie sprawozdawczym.

dd) Dotacje rządowe

Jeżeli istnieje uzasadniona pewność, że dotacja zostanie uzyskana oraz spełnione zostaną wszystkie związane z nią warunki, wówczas dotacje państwowe są ujmowane według ich wartości godziwej. Grupa Kapitałowa nie otrzymuje dotacji rządowych.

ee) Kredyty bankowe i pożyczki

W momencie początkowego ujęcia, kredyty bankowe i pożyczki są ujmowane według kosztu, stanowiącego wartość otrzymanych środków pieniężnych i obejmującego koszty uzyskania kredytu/pożyczki. Następnie, wszystkie kredyty bankowe i pożyczki są wyceniane według skorygowanej ceny nabycia (zamortyzowanego kosztu), przy zastosowaniu efektywnej stopy procentowej.
Zobowiązania przeznaczone do obrotu są wyceniane według wartości godziwej. Zysk lub strata z tytułu przeszacowania do wartości godziwej są ujmowane w rachunku zysków i strat bieżącego okresu.

ff) Transakcje w walutach obcych

Transakcje przeprowadzone w walutach obcych są księgowane po przeliczeniu na walutę polską przy zastosowaniu kursu obowiązującego w dniu zawarcia transakcji, w przypadku zakupu gazu transakcje te wyceniane są według kursu waluty z dokumentu SAD z dnia odprawy celnej.
Na dzień bilansowy aktywa i pasywa wyrażone w walutach innych niż polski złoty są przeliczane na złote polskie przy zastosowaniu średniego kursu NBP ustalonego na ten dzień. Powstałe z przeliczenia różnice kursowe ujmowane są w odpowiednio w pozycji przychodów lub kosztów finansowych.
Dla potrzeb wyceny na dzień 31 grudnia 2004 roku przyjęte zostały średnie kursy walut ustalone przez Narodowy Bank Polski i ogłoszone w dniu 31 grudnia 2004 roku w Tabeli Nr 256/A/NBP/2004:
1 USD 2,9904 zł
1 EUR 4,0790 zł
1 GBP 5,7699 zł

gg) Podatek dochodowy

Bieżące zobowiązania z tytułu podatku dochodowego od osób prawnych są naliczane zgodnie z obowiązującymi przepisami podatkowymi.

hh) Odroczony podatek dochodowy

Jednostki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej dokonują wyceny aktywa i pasywa z tytułu podatku odroczonego ujmując w sprawozdaniu zarówno saldo aktywa jak i rezerwę z tytułu podatku odroczonego. Za podstawę do wyliczenia odroczonego podatku dochodowego Spółki przyjmują zestawienie wszystkich ujemnych i dodatnich tytułów różniących wynik finansowy i podatkowy.
Składnik aktywów z tytułu podatku odroczonego ujmowany jest w odniesieniu do wszystkich ujemnych różnic przejściowych, niewykorzystanych strat podatkowych przeniesionych na następne lata, w takiej wysokości, w jakiej jest prawdopodobne, że zostanie osiągnięty dochód do opodatkowania, który pozwoli wykorzystać ww. różnice i straty.

Wartość bilansowa składnika aktywów z tytułu odroczonego podatku jest weryfikowana na każdy dzień sprawozdawczy i ulega stosownemu obniżeniu o tyle, o ile przestało być prawdopodobne osiągnięcie dochodu do opodatkowania wystarczającego do częściowego lub całkowitego zrealizowania składnika aktywów z tytułu odroczonego podatku.
Aktywo z tytułu odroczonego podatku oraz rezerwa na podatek odroczony wyceniane są z zastosowaniem stawek podatkowych, które według przewidywań będą obowiązywać w okresie, gdy składnik aktywów zostanie zrealizowany lub rezerwa rozwiązana.
Aktywo i rezerwa z tytułu podatku odroczonego są prezentowane oddzielnie w odpowiednich pozycjach bilansu.

ii) Różnice z przeliczenia

Podczas przeliczania danych ze sprawozdań finansowych zagranicznych oddziałów przyjęto, w odniesieniu do aktywów i pasywów, kurs wymiany walut z końca roku oraz – w odniesieniu do kosztów i przychodów – średni kurs z danego okresu. Różnice kursowe wynikające z przyjętej metodologii są klasyfikowane w kapitałach jako różnice z przeliczenia.

jj) Instrumenty pochodne

Grupa zawiera transakcje dotyczące instrumentów pochodnych takich jak swap, walutowe kontrakty forward oraz opcje, walutowe strategie opcyjne i cross currency interest rate swap, w celu zabezpieczenia przed ryzykiem wynikającym z wahań kursów walut oraz zmian stóp procentowych mających wpływ na pewne aktywa, zobowiązania i transakcje w walutach obcych. Główną przyczyną zawierania transakcji na instrumentach pochodnych jest zabezpieczenie przed ryzykiem stóp procentowych i ryzykiem walutowym.

Wartość instrumentów pochodnych nie stanowiących instrumentów zabezpieczających jest korygowana do wartości godziwej poprzez rachunek zysków i strat. Jeżeli instrument pochodny jest instrumentem zabezpieczającym – w zależności od rodzaju zabezpieczenia – zmiany w wartości godziwej takich instrumentów są albo kompensowane zmianami wartości godziwych aktywów,

pasywów lub uprawdopodobnionych przyszłych zobowiązań poprzez rachunek zysków i strat, albo ujmowane jako osobny składnik kapitału własnego do czasu, kiedy zabezpieczona pozycja zostanie ujęta w rachunku zysków i strat. Zmiana wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego dotycząca nieefektywnej części zabezpieczenia wyznaczonego na instrument zabezpieczający jest zaliczona do rachunku zysków i strat.

Zabezpieczenia stosowane przez Spółkę nie spełniają kryteriów pozwalających na zastosowanie specjalnych zasad rachunkowości dotyczących zabezpieczeń. W związku z tym, zyski i straty powstałe z tytułu zmian w wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego są ujmowane w rachunku zysków i strat za okres obrotowy.

Wartość godziwa walutowych transakcji terminowych typu forward jest obliczana na podstawie kursu wymiany przewidywanego na dzień bilansowy dla transakcji typu forward o podobnym profilu wymagalności.

Wartość godziwa transakcji zamiany (swap) stóp procentowych jest określona na podstawie zdyskontowanych przepływów środków pieniężnych do wygaśnięcia transakcji.

kk) Ujemna wartość firmy

Ujemna wartość firmy stanowi nadwyżkę wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania aktywów netto jednostki zależnej lub stowarzyszonej na dzień przejęcia, nad ceną nabycia. W przypadku, gdy dotyczy ona zidentyfikowanych przyszłych strat nabytej jednostki zależnej lub stowarzyszonej, jest ona odraczana w bilansie i ujmowana w przychodach w momencie wystąpienia strat.
W przypadku, gdy ujemna wartość firmy nie dotyczy zidentyfikowanych przyszłych strat, kwota nie przekraczająca wartości umarzalnych środków trwałych jest w bilansie odraczana i ujmowana jako przychód w tych samych okresach, co ich amortyzacja. Nadwyżka ujemnej wartości firmy ponad wartość środków trwałych jest ujmowana w pozostałych przychodach operacyjnych w okresie, w którym miało miejsce przejęcie. Od wartości firmy dokonywane są odpisy amortyzacyjne przez okres 5 lat.

ll) Kapitały własne udziałowców mniejszościowych

Kapitały własne udziałowców mniejszościowych stanowią tę część wyników netto uzyskanych z działalności oraz aktywów netto spółki zależnej, które nie znajdują się w posiadaniu, bezpośrednio lub pośrednio, jednostki dominującej. Kapitały własne udziałowców mniejszościowych są rozpoznawane w momencie nabycia jako ta część wartości bilansowej możliwych do zidentyfikowania aktywów netto spółki zależnej istniejących w momencie nabycia, która przypada na udziałowców mniejszościowych.

7) Zmiana zasad rachunkowości

W 2004 roku nie wprowadzono zmian zasad rachunkowości, które miałby znaczący wpływ na dane zawarte w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym sporządzonym zgodnie z MSSF.

8) Informacja o segmentach działalności

a) Segmenty działalności

Przyjęto, że podstawowym podziałem na segmenty działalności jest podział wg segmentów branżowych. Grupa PGNiG S.A. prowadzi działalność w czterech, następujących segmentach:

- wydobycie i produkcja
- przesył
- dystrybucja
- pozostałe

Aktywa segmentu obejmują wszystkie aktywa operacyjne wykorzystywane przez segment na które składają się głównie - gotówka, należności, zapasy, środki trwałe w wartości pomniejszonej o odpisy aktualizujące. Podczas gdy większość aktywów może być bezpośrednio przyporządkowana do poszczególnych segmentów, wartość aktywów użytkowanych przez dwa lub więcej segmentów alokowana jest do poszczególnych segmentów na podstawie stopnia wykorzystania tych aktywów przez odpowiednie segmenty.

Zobowiązania segmentu obejmują wszelkie zobowiązania operacyjne, głównie zobowiązania handlowe, zobowiązania z tytułu wynagrodzeń i podatków, zarówno wymagalne jak i naliczone. Zarówno aktywa jak i zobowiązania segmentu nie obejmują podatku odroczonego.

Transakcje wewnętrzne w ramach segmentu zostały wyeliminowane.

Wszystkie transakcje pomiędzy segmentami realizowane są na podstawie wewnętrznie ustalonych cen.

Dane finansowe dotyczące działalności poszczególnych segmentów zostały przedstawione w tabeli 2.

b) Informacje o działalności segmentów w ujęciu geograficznym.

Grupa realizuje około 96% przychodów na terytorium Polski.

9) Rzeczowy majątek trwały

Rzeczowy majątek trwały przedstawia tabela 3, natomiast zmiany wartości środków trwałych zostały zaprezentowane w tabeli 4.

Rzeczowy majątek trwały użytkowany na podstawie leasingu finansowego obejmuje budynki i budowle, urządzenia techniczne i maszyny, środki transportu oraz inne środki trwałe. Wartość środków trwałych używanych na podstawie leasingu finansowego zaprezentowana została w tabeli 5.

Tabela 6 przedstawia inwestycje w toku w podziale na zadania inwestycyjne.

10) Wartości niematerialne i prawne

Tabela 7 przedstawia wartości niematerialne i prawne natomiast tabela 8 pokazuje zmiany ich wartości.

11) Finansowy majątek trwały

Finansowy majątek trwały został przedstawiony w tabeli 9.

12) Akcje i udziały w jednostkach konsolidowanych metodą praw własności

W tabeli 10 zostały przedstawione akcje i udziały jednostek stowarzyszonych i współzależnej prezentowanych metodą praw własności.

SGT EUROPOL GAZ S.A. jest spółką współzależną PGNiG S.A. Zarząd Spółki Dominującej uważa, że nie istnieją żadne ograniczenia, które wyłączałyby swobodne dysponowanie aktywami spółki, dlatego wycena inwestycji w SGT EUROPOLGAZ S.A. dokonywana jest metodą praw własności z uwzględnieniem odpisów aktualizujących z tytułu trwałej utraty wartości.

Jednostka Dominująca dokonała szacunku udziału w kapitałach własnych EuRoPol Gaz S.A. opierając się na wartości tych kapitałów wynikających ze zbadanego sprawozdania finansowego EuRoPol Gaz S.A. na dzień 31 grudnia 2004 skorygowanego o różnice stosowanych w Grupie zasad rachunkowości oraz wyniki na transakcjach wewnątrz Grupy. Różnice zasad rachunkowości dotyczyły ujęcia kosztów odsetek w wartości netto środków trwałych. Grupa, stosuje podejście wzorcowe ujmowania kosztów finansowania (MSR 23), w którym wartości początkowa środków trwałych nie obejmuje kosztów finansowania. Następnie Zarząd przeprowadził analizę pod kątem trwałej utraty wartości wycenianych akcji EuRoPol Gaz S.A.. stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych opierając wyliczenia na danych zawartych w planie finansowym EUROPOL GAZ S.A. na lata 2005 – 2019. Zdyskontowane przepływy obejmują wszystkie przepływy gotówkowe generowane przez EUROPOL GAZ S.A., w tym również przepływy związane z obsługą oprocentowanych obcych źródeł finansowania (koszty odsetkowe oraz spłatę kapitału kredytów i pożyczek). Na dzień 31 grudnia 2004 roku, używając metody praw własności, Jednostka Dominująca wyliczyła wartość udziału w kapitale własnym spółki współzależnej w wysokości 542 milionów PLN. Wyniki przeprowadzonych testów na trwałą utratę wartości wykazują znaczne różnice w zależności od przyjętych założeń.

Założenia przyjęte do wyceny wartości akcji zawierają, z przyczyn od Spółki niezależnych, duży element niepewności wynikający przede wszystkim z dużych zmian kursów walut obcych, polityki taryfowej, a także niepewności, co do rozstrzygnięcia sporu z jednym z akcjonariuszy, który toczy się przed Sądem Arbitrażowym w Moskwie.
Biorąc pod uwagę powyższe, oraz zastrzeżenie audytora w opinii do sprawozdania finansowego EUROPOL GAZ S.A. odnośnie niepewności, co do poprawności części wykazanych w sprawozdaniu finansowym przychodów ze sprzedaży, przychodów finansowych oraz należności z tytułu dostaw i usług od jednego z akcjonariuszy, Zarząd Spółki zadecydował się na dokonanie odpisu aktualizującego wartość inwestycji w EUROPOL GAZ S.A. co prezentuje tabela 36 b.

13) Pozostałe aktywa długoterminowe

Pozostałe aktywa długoterminowe zawierają udzielone pożyczki i należności długoterminowe. Aktywa te wykazane są w bilansie według wartości bieżącej netto.
Pozostałe aktywa długoterminowe prezentuje tabela 11, natomiast w tabeli 12 zostały przedstawione odpisy aktualizujące aktywa długoterminowe.

14) Zapasy

Zapasy prezentuje tabela 13.

Odpisy aktualizujące wartość zapasów do ceny sprzedaży netto wyniosły 6 milionów PLN oraz 7 milionów PLN odpowiednio na 31 grudnia 2004 oraz 2003 roku.

Na dzień 31 grudnia 2004 i 2003 roku zapasy o wartości odpowiednio 5 milionów PLN oraz 6 milionów PLN stanowiły zabezpieczenie zobowiązań Grupy PGNiG S.A.

15) Należności

Stan należności prezentuje tabela 14, natomiast odpisy aktualizujące należności wątpliwe tabela 14a.

Należności na 31 grudnia 2004 oraz 2003 roku obejmują należności denominowane w walutach obcych w wysokości odpowiednio 72 miliony PLN oraz 38 milionów PLN. Należności z tytułu dostaw i usług wynikają głównie ze sprzedaży gazu oraz usług przesyłowych i dystrybucyjnych.

16) Krótkoterminowe papiery wartościowe

Krótkoterminowe papiery wartościowe prezentuje tabela 15.

17) Pozostałe aktywa krótkoterminowe

Pozostałe aktywa krótkoterminowe w tym rozliczenia międzyokresowe czynne prezentuje tabela 16.

18) Środki pieniężne

Pozycje składające się na środki pieniężne prezentuje tabela 17 natomiast środki pieniężne w podziale na waluty tabela 18.

Spółki Grupy PGNiG S.A. lokują środki pieniężne w renomowanych polskich i międzynarodowych bankach, w efekcie wystąpienie koncentracji ryzyka związanego z lokowaniem środków pieniężnych jest ograniczone.

19) Kapitał własny

Kapitał akcyjny na 31 grudnia 2003 roku reprezentowany jest przez kapitał akcyjny Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. i wynosi 5.000 milionów PLN. Podzielony jest na 5.000.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 PLN każda. Wszystkie akcje zostały objęte przez Skarb Państwa.

Jednostka Dominująca może wypłacać dywidendę (zgodnie z prawem polskim) w kwocie nie przekraczającej zysku za ostatni rok obrotowy, powiększonego o niepodzielone zyski z lat ubiegłych oraz o kwoty przeniesione z utworzonych z zysku kapitałów zapasowego i rezerwowych. Na dzień 31 grudnia 2004 roku, zgodnie z polskim prawem, Jednostka Dominująca wykazała w jednostkowym sprawozdaniu finansowym 999 milionów kapitałów rezerwowych podlegających podziałowi.

W roku 2004 zysk finansowy netto Grupy Kapitałowej według PSR wyniósł 1.110 milionów PLN. Wykaz korekt do skonsolidowanego sprawozdania finansowego przygotowanego zgodnie z PSR jest prezentowany w Tabeli 42.

20) Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych

Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych obejmuje część aktywów netto podmiotów zależnych, które nie są w sposób bezpośredni lub pośredni własnością Spółki.

Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych i jego zmiany prezentuje tabela 19.

21) Kredyty, pożyczki i papiery wartościowe

Wartość kredytów, pożyczek i papierów wartościowych przedstawia tabela 20 natomiast zapadalność na dzień 31 grudnia 2004 oraz 2003 roku przedstawia tabela 21.

a) Kredyty bankowe w podziale na waluty

Kredyty bankowe w podziale na waluty przedstawia tabela 21a., natomiast oprocentowanie kredytów w podziale na poszczególne waluty przedstawiają tabele 21a.i, 21a.ii, 21a.iii, 21a.iv.

Umowy kredytowe zawarte przez PGNiG S.A. zobowiązują Spółkę do utrzymywania wybranych wskaźników finansowych na określonym poziomie. Zapisy takie znajdują się w umowach kredytowych podpisanych z ABN AMRO Bank N.V. (kredyt konsorcjalny), Credit Siusse First Boston International, Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. (kredyt konsorcjalny), Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited (kredyt konsorcjalny) oraz w Umowie Powierniczej zawartej w związku z emisją euroobligacji.
Wyliczenie wskaźników podlega sprawdzeniu przez audytora na koniec roku i jest osobno raportowane do zainteresowanych banków.

Na dzień 31 grudnia 2004 roku wskaźniki wyliczone zgodnie z poszczególnymi obowiązującymi umowami kredytowymi z bankami są spełnione.

b) Obligacje

W październiku 2001 roku zostały wyemitowane obligacje PGNiG S.A. na kwotę 800 milionów EUR. Emitentem obligacji jest spółka PGNiG Finance B.V. (spółka w 100% zależna od PGNiG S.A.), PGNiG S.A. jest gwarantem emisji obligacji.

Na mocy umowy pożyczki z dnia 30 października 2001 roku zawartej pomiędzy PGNiG S.A. a PGNiG Finance B.V., PGNiG Finance B.V. odpożyczyła środki uzyskane z emisji obligacji spółce PGNiG S.A. Termin spłaty pożyczki został ustalony w dacie wykupu obligacji. Wykup obligacji został ustalony na dzień 30 października 2006 roku.

W październiku 2002 roku Spółka PGNiG S.A. dokonała wykupu części obligacji na wartość 354,9 milionów PLN (100 milionów EUR). We wrześniu 2003 roku w ramach wykupu II transzy euroobligacji w wysokości 94 miliony PLN (21,3 milionów EURO) zadłużenie z tytułu kwoty głównej zmniejszyło się do kwoty 678,7 milionów EURO

Warunki emisji obligacji nakładają na PGNiG S.A., jako gwaranta emisji obligacji, szereg zobowiązań finansowych, które okresowo powinny być sprawdzane, odpowiednie współczynniki wyliczane i prezentowane obligatariuszom. Zobowiązania powinny być ustalane na podstawie skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy Kapitałowej, przygotowywanych zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF).

Do daty sporządzenia jednostkowego sprawozdania finansowego PGNiG S.A., Spółka skalkulowała wartość kapitałów własnych Grupy Kapitałowej PGNiG według MSSF oraz wyliczyła współczynniki. Na podstawie dokonanych wyliczeń stwierdza się, że wszystkie wymagane współczynniki finansowe zawarte w umowie obligacyjnej zostały spełnione.

Umowa emisji obligacji zawiera warunki dotyczące "dozwolonej reorganizacji" i "późniejszej reorganizacji". Zgodnie z warunkami „dozwolonej reorganizacji" z dniem 1 stycznia 2003 roku wydzielono sześć Spółek Dystrybucyjnych. Zarząd, zawiadomił Powiernika Obligacji o zamierzonym przeniesieniu majątku do spółek zależnych w przewidzianym umową terminie. Każda ze spółek gazownictwa została

gwarantem zobowiązań Emitenta wynikających z Obligacji. Powiernik był zaangażowany w proces negocjowania gwarancji i był jednym z jej sygnatariuszy.
Proces powyższy odbywał się zgodnie z warunkiem 11(b) umowy Euroobligacji. Warunek ten zakłada, że w niektórych okolicznościach Powiernik obligacji ma prawo we własnym zakresie decydować, czy należy uzyskać formalną zgodę obligatariuszy na proponowane zmiany warunków obligacji lub umowy powierniczej. Jeżeli powiernik obligacji, korzystając z tej możliwości postanowi, iż formalna zgoda obligatariuszy nie jest konieczna może zawrzeć ze Spółką ważne i skuteczne porozumienie w imieniu obligatariuszy.

Zgodnie z przyjętym w dniu 5 października 2004 roku przez Radę Ministrów „Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG S.A." przewidującym rozdzielenie działalności sieciowej PGNiG S.A. od działalności produkcyjno – handlowej utworzona została, w wyniku prawnego wydzielenia, z dniem 1 lipca 2004 Spółka PGNiG Przesył Sp. z o.o. Na obecnym etapie realizacji Programu, PGNiG Przesył Sp. z o.o. ma zostać wyposażona w majątek przesyłowy na podstawie umowy leasingu.
W wyniku ograniczeń zawartych w umowach związanych z emisją obligacji Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. zdecydowało się na dokonanie, w dniu 6 kwietnia 2005 roku, przedterminowego wykupu obligacji wyemitowanych przez PGNiG Finance B.V zapadających w dniu 30 października 2006. Obligatariuszom, którzy wyrazili zgodę na wcześniejszy wykup, wypłacona została premia w wysokości 0,5% nominalnej kwoty posiadanych przez nich obligacji.
Środki na przedterminowy wykup obligacji firma pozyskała z uruchomienia linii kredytowej w wysokości 600 milionów EUR, udostępnionej Spółce w dniu 12 grudnia 2003 roku przez konsorcjum banków.

22) Rezerwy

Tabela 22 przedstawia stan rezerw na 31 grudnia 2004 i 2003 roku. Tabela 23 prezentuje zmiany stanu rezerw w podziale na tytuły.

Zmiany stanu rezerwy na koszty likwidacji odwiertów przedstawia tabela 24.

Strukturę rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne przedstawia tabela 25.

Zmiany stanu rezerwy na nagrody jubileuszowe przedstawia tabela 26.

Zmiany stanu rezerw na odprawy emerytalne przedstawia tabela 27.

23) Podatek dochodowy

Wartość podatku dochodowego prezentuje tabela 28.

Grupa Kapitałowa PGNiG S.A. nie stanowi grupy podatkowej według polskich przepisów. Każdy z podmiotów wchodzących w jej skład jest oddzielnym podatnikiem.
Zgodnie z polskimi przepisami podatkowymi, stawki podatku dochodowego w latach 2003 i 2004 wynosiły odpowiednio 27% oraz 19%.

Różnicę pomiędzy kwotą podatku wykazanego w rachunku zysków i strat a kwotą obliczoną według stawki od zysku przed opodatkowaniem przedstawia tabela 29.

Rezerwa netto na podatek odroczony na dzień 31 grudnia 2004 i 2003 roku oraz pozycje, które na nią wpływają prezentuje tabela 30.

Salda aktywa i pasywa z tytułu podatku odroczonego prezentowane w sprawozdaniu finansowym są pomniejszone o korektę wyceny dla różnic przejściowych, których realizacja dla celów podatkowych może nie być uprawdopodobniona.

24) Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe bierne

Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe bierne prezentuje tabela 31.

25) Rozliczenia międzyokresowe przychodów

Rozliczenia międzyokresowe przychodów prezentuje tabela 32.

26) Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży prezentuje tabela 33.

27) Świadczenia dla pracowników

Świadczenia dla pracowników prezentuje tabela 34.

28) Pozostałe koszty operacyjne, netto

Pozostałe koszty operacyjne, netto prezentuje tabela 35.

29) Odsetki i pozostałe przychody i koszty finansowe, netto

Odsetki i pozostałe przychody i koszty finansowe, netto prezentuje tabela 36.

Natomiast w tabeli 36a zostały zaprezentowane zyski (straty) na inwestycjach.

30) Zobowiązania finansowe

Zobowiązania finansowe i zobowiązania nie ujęte w bilansie prezentuje tabela 37.

a) Leasing finansowy (wykazany w zobowiązaniach)

Tabela 37a przedstawia zapadalność zobowiązań z tytułu leasingu finansowego.

Spółka zawarła umowy leasingu finansowego sieci przesyłu gazu. Zobowiązania z tytułu umów leasingowych są denominowane w polskich złotych (PLN). Umowy leasingu zawarte są na okresy od 9 do 12 lat. Spółka ma prawo nabycia leasingowanych aktywów po zakończeniu umów leasingu. Spółka rozpoznała w księgach początkową wartość środków trwałych będących przedmiotem leasingu oraz zobowiązań z tytułu leasingu w wartości bieżącej przyszłych minimalnych płatności leasingowych. Przyszłe minimalne płatności leasingowe zostały zdyskontowane według stop z przedziału od 10,07% do 20,73%. Zobowiązania z tytułu leasingu są przedstawione w bilansie w wysokości zamortyzowanego kosztu.

b) Leasing operacyjny (nie ujęty w zobowiązaniach)

Leasing operacyjny (nie ujęty w zobowiązaniach) prezentuje Tabela 37b.

c) Zobowiązania z tytułu zakupów (nie ujęte w zobowiązaniach)

Tabela 37c prezentuje zobowiązania z tytułu zakupów, nie ujęte w zobowiązaniach.

31) Obowiązkowa wypłata z zysku

Spółka, podobnie jak inne jednoosobowe spółki Skarbu Państwa, których 100% akcji jest własnością Skarbu Państwa, jest zobowiązana do dokonywania wypłat z zysku. Podstawę kalkulacji kwoty wypłaty stanowi jednostkowe sprawozdanie finansowe Spółki sporządzone zgodnie z PSR. Kwota wypłaty z zysku wynosi 15% zysku netto uzyskanego w danym roku obrotowym.

32) Transakcje z podmiotami powiązanymi

Od momentu powstania Spółki do końca 2004 roku jedynym właścicielem Spółki jest Skarb Państwa. Transakcje pomiędzy Grupą PGNiG S.A. a Skarbem Państwa i innymi organizacjami rządowymi były zawierane na warunkach rynkowych.
Transakcje z jednostkami stowarzyszonymi i nie konsolidowanymi jednostkami zależnymi prezentuje tabela 38.

33) Instrumenty pochodne

W roku 2004 Spółka zawarła szereg transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe oraz ryzyko stopy procentowej. Wszystkie zawarte transakcje mają charakter zabezpieczający, co oznacza że są wskazane konkretne zobowiązania, których wartość ma być za pomocą tych transakcji zabezpieczana (kredyty w walutach obcych EUR, USD, których oprocentowanie oparte jest na zmiennych stopach procentowych - Wibor, Libor, Euribor oraz płatności handlowe, wynikające z zawartych umów dotyczących dostaw gazu).
Na dzień 31 grudnia 2004 roku, spółka PGNiG S.A. była stroną transakcji zamiany stóp procentowych w odniesieniu do kredytów udzielonych przez: ABN Amro Konsorcjum (teoretyczna kwota 180 milionów EURO) oraz PGNiG Finance BV (teoretyczna kwota 800 milionów EURO). W ramach powyższej umowy swap odsetki zmienne oparte o Euribor, zostały zastąpione odsetkami stałymi. W ramach swap przez połowę okresu pożyczki odsetki wg stałej stopy w EURO zostały

zastąpione odsetkami wg stałej stopy w złotych, a przez pozostałą część okresu, odsetki zostały zastąpione w 50% przez odsetki wg zmiennej stopy w złotych i w 50% wg stałej stopy w złotych.

Na dzień 31 grudnia 2004 roku, PGNiG S.A. była stroną transakcji typu cross currency swap, które zostały zawarte w celu zabezpieczenia spłat rat kapitałowych zobowiązań kredytowych.

Poziom zabezpieczenia kredytów na dzień 31 grudnia 2004 roku:
kredyt konsorcjalny zorganizowany przez ABN Amro Bank – zabezpieczono w całości przypadające do zapłacenia raty kapitałowe.
kredyt udzielony przez CSFB – zabezpieczono w całości przypadające do zapłacenia raty kapitałowe.
pożyczka od PGNiG Finance BV – zabezpieczono 395 milionów EUR kwoty spłaty kapitału pożyczki.

▪ kredyt konsorcjalny zorganizowany przez ABN Amro Bank – zabezpieczono łącznie 36 mln EURO z dwóch ostatnich rat kapitałowych kredytu (strona transakcji

Podczas roku zakończonego 31 grudnia 2004 Grupa zrealizowała 580,5milionów PLN kosztów finansowych oraz 297,8 milionów PLN przychodów finansowych na transakcjach pochodnych. Na 31 grudnia 2004 roku Spółka wyceniła i ujęła w sprawozdaniu wartość pochodnych instrumentów finansowych według MSR 39. Standard ten wymaga, by jednostka wszystkie instrumenty pochodne wykazywała według wartości godziwej. Wycena wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego na dzień 31 grudnia 2004:
- negatywna na kwotę 238 milionów PLN;
- pozytywna na kwotę 233 milionów PLN.

Wartość godziwa transakcji zamiany (swap) stóp procentowych jest określona jako różnica pomiędzy wartością zdyskontowanych przyszłych przepływów pieniężnych płaconych w złotówkach przez Spółkę a wartością zdyskontowanych przyszłych przepływów pieniężnych płaconych przez bank określonych w walucie.

Zabezpieczenia stosowane przez Spółkę nie spełniają kryteriów pozwalających na zastosowanie specjalnych zasad rachunkowości dotyczących zabezpieczeń. W związku z tym, zyski i straty powstałe z tytułu zmian w wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego są ujmowane w rachunku zysków i strat za okres obrotowy.

Tabela 39 prezentuje informacje finansowe na temat wyżej wymienionych transakcji.

34) Zarządzanie ryzykiem finansowym.

a) Ryzyko kursowe

Główne zobowiązania Spółki są denominowane w walutach obcych (EUR i USD). Zarządzanie ryzykiem finansowym ma na celu zarówno minimalizowanie zmienności przepływów pieniężnych, w złotych polskich (PLN), wynikających ze

zmian kursów złotówki do innych walut jak i minimalizowanie negatywnych efektów zmian kursów na dochody i wartość Spółki określonych w PLN.

Ryzyko kursowe może mieć dwojaki charakter: ryzyko transakcyjne oraz ryzyko walutowe.

Ryzyko transakcyjne występuje, gdy Spółka generuje przepływy finansowe w walutach innych niż polski złoty. Dział Kredytów i Operacji Bankowych zarządza ryzykiem transakcyjnym na podstawie prognoz przepływów pieniężnych w walutach obcych.

Głównym celem podejmowanych przez Spółkę działań zabezpieczających przed ryzykiem walutowym jest ochrona przed wahaniami kursów wymiany, które towarzyszą realizowanym w obcych walutach spłatach rat kapitałowych, odsetek od kredytów oraz płatnościom za gaz. Do zabezpieczenia swoich zobowiązań Spółka wykorzystuje przede wszystkim transakcje forward, opcyjne oraz cross currency swap o terminie realizacji do 5 lat.

b) Ryzyko stopy procentowej

Spółka jest narażona na ryzyko stopy procentowej w odniesieniu do krótko i długookresowych pożyczek i kredytów oraz, w mniejszym stopniu, w odniesieniu do inwestycji krótkoterminowych. Ryzyko stopy procentowej występuje gdy Spółka posiada zewnętrzne źródła finansowania denominowane, zarówno w walucie krajowej, jak i walutach zagranicznych. Spółka zaciąga kredyty i pożyczki o zmiennej stopie procentowej.

Zobowiązania kredytowe oparte na zmiennej stopie procentowej są zaprezentowane w Nocie 21.

Ryzyko stopy procentowej wynika z ryzyka wzrostu krótkoterminowych stóp procentowych, który powoduje wzrost kosztów finansowania a także z ryzyka spadku stóp procentowych co powoduje spadek rentowności inwestycji finansowych.

Ryzyko stopy procentowej jest kontrolowane przez:

- zarządzanie terminami zapadalności pożyczek i inwestycji,
- różnicowaniem proporcji długu o stałym i zmiennym oprocentowaniu

c) Ryzyko kredytowe

i) <u>Kredyt kupiecki</u>

Spółka prowadzi działalność w dwóch obszarach:

a) wydobycia gazu i ropy oraz przesyłu,
b) dystrybucji gazu.

Praktycznie wszyscy dłużnicy Spółki to polskie osoby fizyczne i prawne.

Koncentracja ryzyka, w związku z należnościami z tytułu dostaw jest ograniczona z powodu dużej liczby odbiorców gazu. Bieżąca sytuacja finansowa dłużników jest monitorowana na bieżąco. Dodatkowe zabezpieczenia nie są wymagane. Spółka tworzy rezerwy na potencjalne straty spowodowane nie uregulowaniem zobowiązań przez odbiorców gazu, straty te nie przekraczają założeń Zarządu Spółki. Żaden indywidualny odbiorca nie stanowi więcej niż 10% przychodu.

ii) Ryzyko kredytowe

Ryzyko kredytowe spowodowane jest faktem, iż jedna ze stron umowy dotyczącej instrumentu finansowego nie wypełni ciążącego na niej obowiązku (zobowiązania) i spowoduje poniesienie straty finansowej przez drugą ze stron. Ryzyko kredytowe jest monitorowane i szacowane przez Dział Kredytów i Rozliczeń. W celu ograniczenia ryzyka Spółka ograniczyła grupę organizacji finansowych do banków i instytucji finansowych o najwyższych ratingach niezależnych instytucji ratingowych.

Bezpośrednie ryzyko kredytowe to ryzyko straty wynikającej z niewypełnionych zobowiązań przez drugą stronę wpływającej w bezpośredni sposób na przedstawione w sprawozdaniu finansowym pozycje. Dział Kredytów i Rozliczeń Spółki jest zdania, że nie zagraża mu ryzyko kredytowe ze strony instytucji finansowych, z którymi współpracuje.

35) Szacowanie wartości godziwej

Tabela 40 prezentuje wartość bilansową i wartość godziwą instrumentów finansowych Spółki ciągle wymagalnych. Wartość bilansowa poszczególnych instrumentów w tabeli jest równa wartości zaprezentowanej w odpowiednich pozycjach bilansu. Wartość godziwa to wartość po której instrument mógłby być wymieniony w transakcji z innym podmiotem w normalnych warunkach obrotu.

a) Należności i zobowiązania z tytułu dostaw i usług

Wartość bilansowa może być podstawą do szacowania wartości godziwej ze względu na jej krótki termin zapadalności lub wymagalności.

b) Środki pieniężne

Wartość bilansowa środków pieniężnych określa ich wartość godziwą.

c) Pożyczki i kredyty długoterminowe

Wartość godziwa długookresowego długu o stałym oprocentowaniu jest szacowana na podstawie zdyskontowanych przyszłych płatności finansowych. Wartość godziwa długu dopuszczonego do obrotu publicznego jest wyznaczana przez jego cenę rynkową. Wartość godziwa długu o zmiennym oprocentowaniu jest zbliżona do ich wartości bilansowej.

36) Struktura zatrudnienia

Średnie zatrudnienie w podziale na grupy w poszczególnych okresach prezentuje tabela 41.

37) Informacje dodatkowe do sprawozdań finansowych wg MSSF

Grupa PGNiG S.A. prowadzi swoje księgi zgodnie z zasadami i praktyką rachunkowości przyjętą przez przedsiębiorstwa w Polsce tak, jak to jest wymagane przepisami ustawy o rachunkowości z dnia 29 września 1994 roku.
Przedstawione sprawozdania finansowe za lata 2003 oraz 2004 zawierają korekty, nie przedstawione w statutowych księgach spółek objętych skonsolidowanym sprawozdaniem tak, aby przedstawić niniejsze sprawozdania finansowe zgodnie z MSSF, za wyjątkiem MSR 29.

Korekty do skonsolidowanych sprawozdań finansowych sporządzonych zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości zostały przedstawione w tabeli 42.

Poniżej opisane zostały podstawowe różnice między PAS i MSSF występujące w niniejszym sprawozdaniu finansowym:

a) Limit amortyzacji

W wyniku przeszacowania środków trwałych zgodnie z rozporządzeniem Ministra Finansów dokonanego w Polsce 1 stycznia 1995 roku Spółka w latach 1995 –1997 stosowała stawki amortyzacji podatkowej dla celów księgowych. W roku 2003 Spółka dokonała analizy ekonomicznej użyteczności środków trwałych i na jej podstawie uznała okres ekonomicznej użyteczności stosowany dla ksiąg polskich za właściwy, za wyjątkiem środków trwałych służących wydobyciu. Korekta amortyzacji dostosowuje okres ekonomicznego użytkowania środków trwałych wg MSR do tego, który stosowany jest w księgach polskich.

b)Koszty likwidacji odwiertów

W sprawozdaniu finansowym przygotowanym zgodnie z PSR koszty likwidacji odwiertów są spisywane w rachunek zysków i strat w ciągu szacowanego okresu produkcji używając metody liniowej, osobno dla każdego obszaru wydobywczego. Przyszłe koszty likwidacji odwiertów są dyskontowane z zastosowaniem stopy dyskontowej w wysokości 4%.

W tym sprawozdaniu finansowym koszty likwidacji odwiertów odnoszone są w rachunek zysków i strat używając metody jednostki produkcyjnej, osobno dla każdego obszaru wydobywczego. Przyszłe koszty likwidacji odwiertów są dyskontowane z zastosowaniem stopy dyskontowej w wysokości 4%.

c) Amortyzacja – zastosowanie metody kosztu na jednostkę produkcji

W sprawozdaniach finansowych zgodnie z polskimi standardami rachunkowości środki trwałe służące działalności wydobywczej są amortyzowane przy zastosowaniu metody liniowej. W tym sprawozdaniu finansowym składniki rzeczowego majątku trwałego wykorzystywane podczas prac wydobywczych są amortyzowane przy zastosowaniu metody jednostki produkcyjnej.

d) Kapitalizacja kosztów pożyczek

Zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości koszty pożyczek są uwzględniane w rachunku zysków i strat w okresach, w których zostały poniesione oprócz kwot skapitalizowanych dotyczących pożyczek i kredytów przyporządkowanych bezpośrednio do określonych nakładów inwestycyjnych. Koszty pożyczek poniesione w ramach określonych projektów inwestycyjnych są kapitalizowane jako część wartości właściwego składnika majątku do dnia oddania go do używania, a następnie odpisywane w ciężar kosztów w takim samym okresie, w którym amortyzuje się składnik majątku, którego dotyczą.

W niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym koszty pożyczek ujmowane są w całości w rachunku zysków i strat.

38) Zdarzenia po dacie bilansu nie ujęte w sprawozdaniu finansowym

Do momentu sporządzenia sprawozdania finansowego za bieżący rok obrotowy nie wystąpiły zdarzenia, które powinny być ujęte w księgach rachunkowych bieżącego roku.

Zdarzenia dotyczące procesów restrukturyzacyjnych, które nastąpiły po dacie 31 grudnia 2004 roku zostały przedstawione w Nocie 3c.

39) Zobowiązania warunkowe i ryzyka

a) Gwarancje i inne zobowiązania warunkowe

Na dzień 31 grudnia 2004 i 2003 roku spółki Grupy Kapitałowej udzieliły gwarancji i poręczeń na kwotę odpowiednio 8.451 milionów PLN i 9.901 milionów PLN.

Na dzień 31 grudnia 2004 roku Jednostka Dominująca Grupy PGNiG S.A. udzieliła spółkom Grupy gwarancji i poręczeń na łączna kwotę 6.193 milionów PLN, w tym 5.605 milionów gwarancja terminowej spłaty obligacji wyemitowanych przez PGNiG Finance B.V.

b) Podatek od nieruchomości

Uchwała Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie z dnia 2 lipca 2001 roku w składzie 7 sędziów zadecydowała, że podziemne wyrobiska górnicze nie podlegają podatkowi od nieruchomości. Ponieważ dla górnictwa nafty i gazu wyrobiskiem górniczym jest odwiert wiertniczy, urzędy gmin z rejonu działania Zielonogórskiego Zakładu Górnictwa Nafty i Gazu (ZZGNiG) odstąpiły od egzekucji podatku od nieruchomości z tego tytułu, natomiast niektóre z nich uznały, że przedmiotem opodatkowania jest system składający się na uzbrojenie tych odwiertów.
Obowiązek podatkowy od rurociągów istnieje od 2001 roku. Jednostka Dominująca utworzył rezerwy na roszczenia gmin z tytułu podatku od nieruchomości w wysokości 4.567,2 tysięcy złotych, natomiast gminy Podkarpacia nie występowały do chwili obecnej z roszczeniami z tego tytułu. Zakłady górnicze zlokalizowane na terenie Podkarpacia nie deklarowały i nie zarachowały podatku od nieruchomości od wyrobisk górniczych za lata 2001 - 2004. Ewentualne zobowiązanie z tego tytułu, wraz z odsetkami, nie wykazane w sprawozdaniu finansowym, wynosi na dzień 31 grudnia 2004 roku 56.971,2 tysięcy złotych.

c) Regulacje podatkowe w Polsce

Przepisy dotyczące podatku od towarów i usług, podatku dochodowego od osób prawnych, fizycznych, czy składek na ubezpieczenia społeczne podlegają częstym zmianom. Brak odniesienia do utrwalonych regulacji prawnych oraz krótka praktyka stosowania nowego systemu podatkowego powodują występowanie w obowiązujących przepisach niejasności i niespójności. Często występujące różnice w opiniach co do interpretacji prawnej przepisów podatkowych zarówno wewnątrz organów państwowych, jak i pomiędzy organami państwowymi i przedsiębiorstwami, powodują powstawanie obszarów niepewności i konfliktów. Rozliczenia podatkowe oraz inne obszary działalności podlegające regulacjom (na przykład kontroli celnej czy dewizowej) mogą być przedmiotem kontroli odpowiednich władz, które uprawnione są do nakładania wysokich kar i sankcji wraz z odsetkami karnymi. Zjawiska te powodują, że ryzyko podatkowe w Polsce jest znacząco wyższe niż istniejące zwykle w krajach o bardziej rozwiniętym systemie podatkowym.

W Polsce nie istnieją formalne procedury dotyczące uzgadniania ostatecznego poziomu wymiaru podatku. Rozliczenia podatkowe mogą być przedmiotem kontroli przez okres pięciu lat. Istnieje ryzyko, że odpowiednie władze zajmą odmienne niż jednostki wchodzące w skład Grupy PGNiG S.A. stanowisko w zakresie interpretacji przepisów, co mogłoby mieć znaczący wpływ na zobowiązania podatkowe Grupy PGNiG S.A.

d) Kontrakty długoterminowe na dostawy gazu

W roku 2004 Jednostka Dominująca zawarła dziesięć Umów sprzedaży paliwa gazowego, w tym osiem Umów na gaz ziemny wysokometanowy dostarczany z

systemu przesyłowego PGNiG S.A. i dwie Umowy, w których gaz będzie dostarczany bezpośrednio ze złóż krajowych.
Umowy na gaz z systemu przesyłowego są umowami opartymi o zasady taryfowe zawarte z odbiorcami końcowymi. Horyzont czasowy obowiązywania tych dokumentów kształtuje się od jednego roku do czasu nieokreślonego. Umowy sprzedaży paliwa gazowego bezpośrednio ze złóż są zawarte na okresy dwudziestoletnie, rozliczane w oparciu o rzeczywiste koszty ponoszone podczas procesu wydobycia i przesyłu tego gazu.

e) Kontrakty na zakup gazu z Rosji

Dostawy gazu wysokometanowego z Rosji odbywały się na podstawie wieloletniego kontraktu Nr 2102-14/RZ-1/25/96 z dnia 25 września 1996 roku (tzw. Kontrakt jamalski). Dnia 23 czerwca 2003 roku po długotrwałych negocjacjach został podpisany Aneks nr 20 do kontraktu jamalskiego.

Uzgodnienia zawarte w Aneksie nr 20 są zgodne z ustaleniami międzyrządowego Protokołu Dodatkowego z dnia 12 lutego 2003 roku i tym samym obniżają poziom dostaw z Federacji Rosyjskiej do Polski w stopniu umożliwiającym rozszerzenie zakresu dywersyfikacji dostaw zarówno z importu, jak i ze zwiększonego wydobycia krajowego oraz zwiększają stopień bezpieczeństwa energetycznego kraju.
Jednocześnie Aneks reguluje sprawę podziału ilości kontraktowych na poszczególne punkty zdawczo – odbiorcze.
Kontrakt jamalski przed jego renegocjacją przewidywał w 2003 roku dostawę na łączną sumę 8,64 mld m3 (wg GOST).
Natomiast w I połowie 2004 faktyczny odbiór wyniósł 6,18 mld m^3 (wg GOST) i był wyższy od wymagalnego minimalnego poziomu (take or pay) i w związku z tym Spółka nie poniosła żadnych skutków finansowych. Było to możliwe właśnie dzięki renegocjacji kontraktu jamalskiego.

Informacje dotyczące kontraktu:

- okres obowiązywania kontraktu – do 2022 roku,
- minimalne i maksymalne roczne ilości nabywanego przez PGNiG S.A. gazu - stopniowe narastanie ilości od 6,6 mld m^3 w 2003 roku do poziomu 9,0 mld m^3 rocznie w roku 2015 oraz w latach następnych (wg GOST), z opcją zmiany +/- 10 % do 2009 roku,
- ceny gazu – indeksowane miesięcznie w powiązaniu z cenami uzgodnionych wyrobów ropopochodnych na giełdzie w Rotterdamie,

40) Płynność i restrukturyzacja finansowania

PGNiG S.A. posiada środki pieniężne zapewniające bieżące i terminowe regulowanie zobowiązań finansowych wobec kredytodawców handlowych wobec dostawców gazu oraz budżetowych. Spółka zamierza pozyskać refinansowanie na potrzeby spłaty części zobowiązań wobec banków, które przypadają do zapłaty w drugiej połowie 2005 roku.

Zarząd prowadzi proces redukcji kosztów, miedzy innymi w drodze restrukturyzacji źródeł finansowania. Długoterminowym celem Spółki jest zmniejszenie ogólnego poziomu zadłużenia, co pozwoli znacząco obniżyć koszty finansowe.

W dniu 12 grudnia 2003 roku podpisana została także umowa kredytowa z dwuletnim okresem zapadalności w wysokości 600 milionów EURO zorganizowana przez konsorcjum banków. Środki pochodzące z kredytu przeznaczone są na finansowanie kwoty głównej euroobligacji należnej w przypadku ewentualnej realizacji opcji put przez obligatariuszy lub potencjalnie wcześniejszego refinansowania euroobligacji.

W roku 2004 zostały podpisane także, po uzyskaniu stosownych Uchwał Rady Nadzorczej PGNiG S.A., umowy na udostępnienie PGNiG S.A. linii kredytowych:
- Deutsche Bank Polska S.A. w wysokości 10.000 tysięcy EUR,
- Societe Generale w wysokości 40.000 tysięcy PLN,
- Pekao S.A. w wysokości 40.000 tysięcy PLN,
- BNP Paribas w wysokości 18.000 tysięcy EUR,
- Bank Handlowy w Warszawie S.A. w wysokości 50.000 tysięcy PLN,
- Bank Millennium S.A. w wysokości 40.000 tysięcy PLN.

Do dnia 31 grudnia 2004 roku linie kredytowe nie były wykorzystywane.

41) Pozostałe informacje

a) Dnia 27 sierpnia 2004 roku Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy zatwierdziło skonsolidowane sprawozdanie finansowego Grupy Kapitałowej sporządzone zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości za rok kończący się 31 grudnia 2003 roku.

b) W 2004 roku obowiązywała umowa DF/35/95 z 25 września 1995 roku wraz z pięcioma kolejnymi aneksami, zawarta pomiędzy PGNiG a spółką EuRoPol Gaz S.A., w sprawie pożyczki i gwarancji na sfinansowanie budowy systemu gazociągów tranzytowych przez terytorium Polski.

Na dzień 31 grudnia 2004 roku stan pożyczki – część kapitałowa- wynosi 235 milionów PLN (78,6 milionów USD w tym kapitał przeterminowany 78,6 milionów USD) natomiast stan odsetek to 28,1 miliony PLN (9,4 miliony USD). Stan utworzonego odpisu aktualizującego na dzień bilansowy wynosi 257,9 miliony PLN.

W dniu 27 lutego 2004 roku PGNiG S.A. wniosło do Sądu Okręgowego w Warszawie Sąd Gospodarczy Wydział Gospodarczy pozew o zasądzenie od SGT EuRoPol Gaz S.A. równowartości w złotych polskich 8,3 milionów USD z tytułu naliczonych na dzień 27 lutego 2004 roku odsetek za zwłokę, wraz z ustawowymi odsetkami od dnia wniesienia pozwu do dnia zapłaty.

Zarząd PGNiG S.A. na posiedzeniu w dniu 8 marca 2004 roku pozytywnie zaopiniował Projekt Aneksu nr 5 do Umowy pożyczki Nr DF/35/95 w sprawie restrukturyzacji zadłużenia SGT EuRoPol Gaz S.A. Aneks ten przewiduje restrukturyzację zadłużenia w wysokości nie większej niż 80 milionów USD. Ostateczna wartość zadłużenia zostanie określona po uzyskaniu rozstrzygnięcia sądu w sprawie sposobu naliczania odsetek od kapitału oraz odsetek karnych.
Zgodnie z projektem Aneksu pożyczka zostaje rozłożona na 96 równych miesięcznych rat płatnych ostatniego dnia roboczego każdego miesiąca począwszy od 31 stycznia 2005 roku. Ponadto do chwili wyroku sądu, odsetki od kapitału będą płacone zaliczkowo na koniec miesiąca w kwocie stanowiącej równowartość w złotych polskich 0,6 miliona USD. Aneks nr 5 przewiduje również, jako zabezpieczenie spłaty zadłużenia, zastaw rejestrowy na rzecz PGNiG S.A. na rachunku specjalnym, na który będą wpływały należności SGT EuRoPol Gaz S.A. z tytułu usługi transportu gazu od PGNiG S.A

Strony pracują aktualnie nad treścią Umowy Zabezpieczenia.
Do momentu sporządzenia niniejszego sprawozdania spółka SGT EuRoPol Gaz S.A. zgodnie z aneksem nr 5 dokonała spłaty dwóch rat kapitałowych po 0,8 miliona USD oraz dwóch rat odsetek po 0,6 miliona USD.

42) Informacje o znaczących zdarzeniach dotyczących lat ubiegłych ujętych w sprawozdaniu finansowym roku obrotowego

Do dnia sporządzenia sprawozdania finansowego za rok obrotowy nie wystąpiły zdarzenia, które nie zostały, a powinny być ujęte w księgach rachunkowych roku obrotowego.

W niniejszym sprawozdaniu finansowym ujęto zwiększenie wartości odwiertów poszukiwawczych i rozpoznawczych na kwotę 8,2 milionów PLN, które przed 1998 rokiem zostały sklasyfikowane, (zgodnie z ówczesnymi zasadami rachunkowości obowiązującymi w Grupie Kapitałowej), jako koszty w rachunku zysków i strat. W 2004 roku kontynuowane prace odnośnie tych odwiertów zakończono sukcesem. Dlatego też koszty rozpoznane w rachunku zysków i strat przed rokiem 1998 należało dodać do wartości początkowej tych odwiertów.

Zdarzenia te nie są błędami podstawowymi, gdyż w 2004 roku Jednostka Dominująca kontynuowała przyjęte zasady rachunkowości odnośnie sposobu rozliczenia wydatków poniesionych na prace poszukiwawczo – rozpoznawcze przed rokiem 1998.

Przyjęty sposób rozliczania wydatków na prace poszukiwawczo – rozpoznawcze stosowany będzie przez jednostkę Dominującą do momentu rozliczenia wszystkich wydatków poniesionych przed 1998 rokiem.

Warszawa, 14 kwietnia 2005 roku.

Prezes Zarządu	Wiceprezes Zarządu
……..	……..
Wiceprezes Zarządu	Wiceprezes Zarządu
……..	……..
Wiceprezes Zarządu	Wiceprezes Zarządu
……..	……..

Tabele do informacji dodatkowej do sprawozdania finansowego Grupy PGNiG S.A. wg Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej za rok kończący się 31 grudnia 2004 roku.

Tabela 1. Wykaz spółek zależnych, współzależnych i stowarzyszonych PGNiG S.A., które objęte skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 2004 i 2003 rok
Tabela 2. Informacje o segmentach działalności
Tabela 3. Rzeczowy majątek trwały
Tabela 4. Zmiany wartości środków trwałych
Tabela 5.Wartość środków trwałych używanych na podstawie umów leasingu finansowego
Tabela 6. Środki trwałe w budowie
Tabela 7. Wartości niematerialne i prawne
Tabela 8. Zmiany wartości niematerialnych i prawnych
Tabela 9. Finansowy majątek trwały
Tabela 10. Akcje i udziały w jednostkach stowarzyszonych i współzależnych prezentowanych przy użyciu metody praw własności
Tabela 11. Pozostałe aktywa długoterminowe
Tabela 12. Odpisy aktualizujące aktywa długoterminowe
Tabela 13. Zapasy
Tabela 14. Należności
Tabela 14a. Odpis aktualizujący należności wątpliwe
Tabela 15a. Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu
Tabela 15b. Zobowiązania finansowe przeznaczone do obrotu
Tabela 16. Pozostałe aktywa krótkoterminowe
Tabela 17. Środki pieniężne
Tabela 18. Środki pieniężne w podziale na waluty
Tabela 19. Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych
Tabela 20. Kredyty, pożyczki i papiery wartościowe
Tabela 21. Zapadalność kredytów, pożyczek i pozostałych zobowiązań
Tabela 21a. Kredyty bankowe w podziale na waluty
Tabela i. Kredyty w USD
Tabela ii. Kredyty w PLN
Tabela iii. Kredyty w EUR
Tabela iv. Kredyty w CHF
Tabela 22. Pozostałe rezerwy
Tabela 23. Zmiany stanu rezerw
Tabela 24. Zmiany stanu rezerwy na koszty likwidacji odwiertów
Tabela 25. Struktura rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne
Tabela 26. Zmiana stanu rezerw na nagrody jubileuszowe
Tabela 27. Zmiana stanu rezerw na odprawy emerytalne
Tabela 28. Podatek dochodowy
Tabela 29. Zobowiązania z tytułu bieżącego podatku dochodowego od osób prawnych
Tabela 30. Rezerwa netto na podatek odroczony
Tabela 31. Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe
Tabela 32. Rozliczenia międzyokresowe przychodów
Tabela 33. Przychody ze sprzedaży

Tabela 34. Świadczenia dla pracowników
Tabela 35. Pozostałe koszty operacyjne, netto
Tabela 36. Odsetki i pozostałe przychody i koszty finansowe, netto
Tabela 36a. Zyski (straty) na inwestycjach
Tabela 36b. Udział w wyniku finansowym jednostki współzależnej konsolidowanej metodą praw własności
Tabela 37. Zobowiązania finansowe i zobowiązania nie ujęte w bilansie
Tabela 37a. Leasing finansowy (wykazany w zobowiązaniach)
Tabela 37b. Leasing operacyjny (nie ujęty w zobowiązaniach)
Tabela 37c. Zobowiązania z tytułu zakupów (nie ujęte w zobowiązaniach)
Tabela 38. Transakcje z podmiotami powiązanymi
Tabela 39. Opcje, kontrakty walutowe typu Forward (Delivery oraz Non-Delivery)
Tabela 40. Wartość bilansową i wartość godziwą instrumentów finansowych Spółki ciągle wymagalnych
Tabela 41. Średnie zatrudnienie w podziale na grupy
Tabela 42. Korekty do skonsolidowanych sprawozdań finansowych sporządzonych zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości
Tabela 43. Kredyty zabezpieczone aktywami

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

Tabela 1. Wykaz spółek zależnych, współzależnych i stowarzyszonych PGNiG S.A., które objęte skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 2004 i 2003 rok

		2004		2003	
Nazwa	Kraj	Udział własnościowy (%)	Ilość posiadanych głosów (%)	Udział własnościowy (%)	Ilość posiadanych głosów (%)
Spółki zależne					
Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Geofizyka Toruń Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
PNiG Jasło Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
PNiG Kraków Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
PNiG Piła Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z.o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Gornośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Gazobudowa Zabrze Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Naftomet Krosno Sp. Z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Diament Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Gazoprojekt S.A.	Polska	75,00%	75,00%	75,00%	75,00%
PGNiG Finance B.V.	Holandia	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Geovita Sp. z o.o. Warszawa*	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
PGNiG-Przesył Sp. z o.o. Warszawa**	Polska	100,00%	100,00%	-	-
Spółki zależne od spółki zależnej Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.					
Naft-Trans Krosno Sp. z o.o.	Polska	99,70%	99,70%	99,70%	99,70%
Naft-Stal Krosno Sp. z o.o.	Polska	98,50%	98,50%	98,50%	98,50%
Spółki współzależne i stowarzyszone					
EUROPOL GAZ S.A.	Polska	49,74%	49,74%	49,74%	49,74%
Gas-Trading S.A.	Polska	43,41%	43,41%	43,41%	43,41%
INVESTGAS S.A.*	Polska	49,00%	49,00%	49,00%	49,00%

*Konsolidowane od 2004 roku
**Spółka powstała w 2004 roku.
Pozostałe spółki zależne i stowarzyszone nie są konsolidowane ze względu na ich małą istotność dla sprawozdania finansowego Grupy.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

Tabela 2. Informacje o segmentach działalności

2004	Wydobycie i produkcja	Przesył	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat za rok 2004						
Sprzedaż zewnętrzna	1 210	2 918	6 707	75		**10 910**
Sprzedaż międzysegmentowa	842	4 659	39	160	(5 700)	-
Amortyzacja	(247)	(316)	(474)	(9)		**(1 046)**
Wynik na działalności operacyjnej	514	1 016	299	(27)	15	**1 817**
Odsetki i inne koszty finansowe, netto						**(270)**
Udział w wyniku jednostek stowarzyszonych		140				**140**
Podatek dochodowy						**(315)**
Wynik finansowy akcjonariuszy mniejszościowych						-
Dywidenda						**(146)**
Zysk / strata netto						**1 226**
Bilans						
Nakłady inwestycyjne	(302)	(468)	(395)	(4)		**(1 169)**
Aktywa segmentu	4 182	5 926	6 742	215	(1 160)	**15 905**
Udziały w jednostkach stowarzyszonych		463				**463**
Aktywa nie przypisane						**254**
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						**542**
Suma aktywów						**17 164**
Odpisy aktualizujące aktywa	(262)	(1 946)	(273)	(42)		**(2 523)**
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						**(69)**
Zobowiązania segmentu	1 103	1 186	2 178	88	(1 160)	**3 395**
Zobowiązania nie przypisane						**4 972**
Rezerwa na podatek odroczony						**232**
Suma zobowiązań						**8 599**
Przepływy środków pieniężnych						
Działalność operacyjna	650	1 242	745	(10)		**2 627**
Działalność inwestycyjna	(380)	(420)	(396)	(3)		**(1 199)**
Działalność finansowa	(150)	(1 071)	(9)	4		**(1 226)**

2003	Wydobycie i produkcja	Przesył	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat za rok 2003						
Sprzedaż zewnętrzna	912	2 656	6 554	67	-	**10 189**
Sprzedaż międzysegmentowa	1 163	4 734	117	227	(6 241)	-
Amortyzacja	(225)	(299)	(455)	(12)	-	**(991)**
Wynik na działalności operacyjnej	904	700	126	5	21	**1 756**
Odsetki i inne koszty finansowe, netto						**(683)**
Udział w wyniku jednostek stowarzyszonych		259				**259**
Podatek dochodowy						**(581)**
Wynik finansowy akcjonariuszy mniejszościowych						-
Dywidenda						**(74)**
Zysk / strata netto						**677**
Bilans						
Nakłady inwestycyjne	(569)	(250)	(325)	(4)		**(1 148)**
Aktywa segmentu	3 985	6 581	6 655	254	(1 699)	**15 776**
Udziały w jednostkach stowarzyszonych		322				**322**
Aktywa nie przypisane						**492**
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						**625**
Suma aktywów						**17 215**
Odpisy aktualizujące aktywa	(121)	(1 574)	(240)	(31)		**(1 966)**
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						**(130)**
Zobowiązania segmentu	1 085	1 371	2 605	136	(1 699)	**3 498**
Zobowiązania nie przypisane						**6 155**
Rezerwa na podatek odroczony						**184**
Suma zobowiązań						**9 837**
Przepływy środków pieniężnych						
Działalność operacyjna	648	1 534	279	18		**2 479**
Działalność inwestycyjna	(521)	(649)	(325)	(3)		**(1 498)**
Działalność finansowa	(103)	(1 193)	-	(7)		**(1 303)**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

Tabela 3. Rzeczowy majątek trwały

	31 grudnia	
	2004	2003
Grunty	20	17
Budynki i budowle	9 168	9 140
Urządzenia techniczne i maszyny	1 401	1 471
Środki transportu	58	43
Pozostałe	74	61
Środki trwałe w budowie	577	691
Razem	**11 298**	**11 423**

Tabela 4. Zmiany wartości środków trwałych

	Grunty i prawo wieczystego użytkowania	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu	Pozostałe	Razem
Wartość brutto						
1 stycznia 2004	254	22 692	3 431	274	357	**27 008**
Zwiększenia*	10	962	258	38	41	**1 309**
Zmniejszenia	(4)	(59)	(229)	(8)	(10)	**(310)**
31 grudnia 2004	**260**	**23 595**	**3 460**	**304**	**388**	**28 007**
Umorzenie						
1 stycznia 2004	29	13 454	1 933	231	295	**15 942**
Amortyzacja	14	722	249	21	29	**1 035**
Zwiększenia	-	148	9	1	2	**160**
Zmniejszenia	-	(49)	(162)	(7)	(13)	**(231)**
31 grudnia 2004	**43**	**14 275**	**2 029**	**246**	**313**	**16 906**
Odpisy aktualizujące na 1 stycznia 2004	(208)	(98)	(27)	-	(1)	**(334)**
Odpisy aktualizujące na 31 grudnia 2004**	(197)	(152)	(30)	-	(1)	**(380)**
Wartość księgowa netto na 1 stycznia 2004	**17**	**9 140**	**1 471**	**43**	**61**	**10 732**
Wartość księgowa netto na 31 grudnia 2004	**20**	**9 168**	**1 401**	**58**	**74**	**10 721**

Przeniesienia pomiędzy środkami trwałymi w budowie [inwestycje w toku] a innymi kategoriami środków trwałych zostały wyeliminowane dla celów powyższej prezentacji.
* Zawierają przeniesienia z środków trwałych w budowie w kwocie 961 mln i przeniesienia z nakładów na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze (prezentowane w WNiP) w kwocie 81 mln
**Zwiększenie odpisu wynosi 46 mln, na które składa się zmniejszenie o (10) mln rozliczone w korespondencji z rozliczeniami międzyokresowymi przychodów oraz zwiększenie 56 mln trafiło do rachunku zysków i strat do pozycji pozostałych kosztów operacyjnych netto

Tabela 5. Wartość środków trwałych używanych na podstawie umów leasingu finansowego*

	31 grudnia	
	2004	2003
Wartość brutto	118	94
Umorzenie	(38)	(25)
Wartość netto	**80**	**69**

*Środki trwałe użytkowane na podstawie leasingu prezentowane są w pozycji: budynki i budowle; urządzenia techniczne i maszyny; środki transportu, w rzeczowym majatku trwałym (w 2004 roku jest to odpowiednio 47 mln, 27 mln i 6 mln)

Tabela 6. Środki trwałe w budowie

	31 grudnia	
	2003	2003
Kopalnie ropy i gazu	80	109
Sieć przesyłowa gazu	351	422
Magazyny gazu	90	119
Pozostałe	56	41
Razem	**577**	**691**

Tabela 7. Wartości niematerialne i prawne

	31 grudnia	
	2004	2003
Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze	765	740
Pozostałe brutto	111	83
Umorzenie	(73)	(64)
Pozostałe netto	38	19
Wartości niematerialne i prawne netto	**803**	**759**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

Tabela 8. Zmiany wartości niematerialnych i prawnych

	Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze	Pozostałe	**Razem**
Wartość brutto			
1 stycznia 2004	740	83	**823**
Zwiększenia	284	52	**336**
Zmniejszenia	(178)	(24)	**(202)**
Transfery*	(81)	-	**(81)**
31 grudnia 2004	765	111	**876**
Umorzenie			
1 stycznia 2004	-	64	**64**
Amortyzacja	-	11	**11**
Zmniejszenia	-	(2)	**(2)**
			-
31 grudnia 2004	-	73	**73**
Wartość księgowa netto na 1 stycznia 2004	**740**	**19**	**759**
Wartość księgowa netto na 31 grudnia 2004	**765**	**38**	**803**

*Przeniesienie nakładów na środki trwałe

Tabela 9. Finansowy majątek trwały

	Wartość wg kosztu nabycia na 31 grudnia		Udział Grupy PGNiG w kapitale spółki na 31 grudnia 2004	Podstawowa działalność
	2004	2003		
Huta Szkła Okiennego Szczakowa S.A.	14	14	33%	Produkcja szkła
Walcownia Rur Huty Jedność Sp. z o.o.	18	18	8%	Produkcja rur
Huta Ostrowiec S.A.	13	13	4%	Produkcja rur
Huta Stalowa Wola S.A.	5	5	2%	Produkcja maszyn budowlanych, wyrobów hutniczych, wyrobów zbrojeniowych
HSW – Zakład Mechaniczny Sp. z o.o.	4	4	5%	Produkcja części i podzespołów do maszyn budowlanych
Huta Jedność S.A.	-	3	17%	Produkcja rur
Huta Batory S.A.	-	3	12%	Produkcja blach i rur
Huta Gliwice S.A.	-	1	4%	Produkcja rur i zespołów metalowych
Pozostałe	9	33		
Razem	**64**	**96**		
Minus odpisy aktualizujące	(46)	(76)		
Wartość netto	**18**	**19**		

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

Tabela 10. Akcje i udziały w jednostkach stowarzyszonych i współzależnych prezentowanych przy użyciu metody praw własności

	Wartość bilansowa na 31 grudnia		Udział Grupy PGNiG w kapitale spółki na 31 grudnia 2004	Podstawowa działalność
	2004	2003		
Akcje i udziały w jednostkach współzależnych i stowarzyszonych	**463**	**322**		
w tym:				
EUROPOL GAZ S.A.	445	298	49,74%	Przesył gazu
Gas-Trading S.A.	18	24	43,41%	Handel
INVESTGAS S.A.	-	-	49,00%	Roboty inwestycyjne dot. podziemnych magazynów gazu

Tabela 11. Pozostałe aktywa długoterminowe

	31 grudnia	
	2004	2003
Pozostałe aktywa długoterminowe brutto	1	1
Odpis aktualizujący pozostałe aktywa długoterminowe	-	-
Pozostałe aktywa długoterminowe netto	**1**	**1**

Tabela 12. Odpisy aktualizujące aktywa długoterminowe

	Za rok zakończony	
	31 grudnia 2004	31 grudnia 2003
Odpisy aktualizujące na początek okresu	-	-
Utworzenie odpisów	-	-
Wykorzystanie odpisów	-	-
Transfery pomiędzy częścią krótkoterminową a długoterminową	-	-
Odpisy aktualizujące na koniec okresu	-	-

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

Tabela 13. Zapasy

	31 grudnia	
	2004	2003
Materiały (wartość brutto)	638	554
Materiały (wartość netto)*	632	547
Półprodukty i produkty w toku	21	20
Wyroby gotowe	5	5
Towary	2	2
Zapasy netto	**660**	**574**

*Pomniejszone o odpis aktualizujący

Tabela 14. Należności

	31 grudnia	
	2004	2003
Należności z tytułu dostaw i usług	2 607	2 673
Należności z tytułu VAT i innych podatków	165	158
Wymagalna część udzielonych pożyczek	275	334
Pozostałe należności	179	165
Razem należności brutto	**3 226**	**3 330**
Odpis aktualizujący należności wątpliwe (tabela 14a)	(1 281)	(1 272)
Razem należności netto	**1 945**	**2 058**
w tym:		
Należności z tytułu dostaw i usług	1 659	1716
Należności z tytułu VAT i innych podatków	164	157
Wymagalna część udzielonych pożyczek	5	76
Pozostałe należności	117	109

Tabela 14a. Odpis aktualizujący należności wątpliwe

	Za rok zakończony	
	31 grudnia 2004	31 grudnia 2003
Odpis aktualizujący, bilans otwarcia	1 272	1 237
Utworzenie odpisu	238	483
Wykorzystanie odpisu	(229)	(448)
Transfery pomiędzy częścią krótkoterminową a długoterminową	-	-
Odpis aktualizujący na koniec okresu	**1 281**	**1 272**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

Tabela 15. Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu

	31 grudnia	
	2004	2003
Udziały i akcje przeznaczone do sprzedaży (wartość brutto)	25	127
Udziały i akcje przeznaczone do sprzedaży (wartość netto)*	3	73
Wartość instrumentów pochodnych	233	400
Bony skarbowe	254	229
Razem netto	**490**	**702**

*Pomniejszone o odpis aktualizujący

Tabela 15b. Zobowiązania finansowe przeznaczone do obrotu

	31 grudnia	
	2004	2003
Wartość instrumentów pochodnych	238	90
Razem netto	**238**	**90**

Tabela 16. Pozostałe aktywa krótkoterminowe

	31 grudnia	
	2004	2003
Ubezpieczenie rozliczane w czasie	3	5
Opłaty za ustanowienie użytkowania górniczego	2	-
Wycena kontraktów długoterminowych	2	-
Pozostałe koszty rozliczane w czasie	20	18
Lokata krótkoterminowa	11	-
Razem	**39**	**23**

Tabela 17. Środki pieniężne

	31 grudzień	
	2004	2003
Rachunki bankowe	162	179
Gotówka w kasie	3	2
Inne	741	528
Razem	**906**	**709**
w tym środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	36	54

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

Tabela 18. Środki pieniężne w podziale na waluty

	31 grudnia	
	2004	2003
Złoty polski	824	673
Waluty obce	82	36
Razem	**906**	**709**

Tabela 19. Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych

	Za okres zakończony	
	31 grudnia 2004	31 grudnia 2003
Początek okresu	5	5
Podwyższenie kapitału Spółek	-	-
Inne zwiększenia (zmniejszenia)	-	-
Koniec okresu	**5**	**5**

Tabela 20. Kredyty, pożyczki i papiery wartościowe

		31 grudnia	
	Tabela	2004	2003
Obligacje		**2 801**	**3 193**
Kredyty bankowe	21 a)	1 504	2 363
Pozostałe pożyczki		1	1
Pozostałe		74	100
Pożyczki, kredyty i pozostałe razem		**1 579**	**2 464**
Razem		**4 380**	**5 657**
Część krótkoterminowa		**(4 057)**	**(811)**
Część długoterminowa		**323**	**4 846**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

Tabela 21. Zapadalność kredytów, pożyczek i pozostałych zobowiązań

	31 grudnia	
Termin zapadalności w ciągu:	2004	2003
Roku	4 058	811
w tym:		
krótkoterminowe	73	51
bieżąca część zobowiązań długoterminowych	3 985	760
Dwóch lat	243	712
Trzech lat	76	4 033
Czterech lat	3	84
Pięciu lat	-	10
Po upływie pięciu lat	-	7
Razem	**4 380**	**5 657**

Tabela 21a. Kredyty bankowe w podziale na waluty

		31 grudnia	
		2004	2003
USD	(i)	524	992
PLN	(ii)	684	684
EUR	(iii)	296	685
CHF	(iv)	-	2
Razem		**1 504**	**2 363**

Tabela 21a.i. Kredyty w USD

	31 grudnia	
	2004	2003
poniżej 3,5%	159	922
od 3,5% do 6,5%	325	-
od 6,5% do 7,5%	40	70
powyżej 7,5%	-	-
Razem	**524**	**992**

Tabela 21a.ii. Kredyty w PLN

	31 grudnia	
	2004	2003
poniżej 6,5%	-	674
od 6,5% do 8,0%	681	10
od 8,0% do 13,0%	3	-
od 13,0% do 15,0%	-	-
Razem	**684**	**684**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

Tabela 21a.iii. Kredyty w EUR

	31 grudnia	
	2004	2003
poniżej 3,5%	296	685
od 3,5% do 4,0%	-	-
Razem	**296**	**685**

Tabela 21a.iv. Kredyty w CHF

	31 grudnia	
	2004	2003
poniżej 2,7%	-	2
Razem	-	**2**

Tabela 22. Pozostałe rezerwy

	31 grudnia	
	2004	2003
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	539	544
Rezerwa na deputaty gazowe	112	134
Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych	85	95
Rezerwa na osłony socjalne	14	29
Fundusz likwidacji zakładów górniczych	17	9
Rezerwa na karę UOKiK*	53	-
Rezerwa na zobowiązania solidarne wobec podwykonawców spółki zależnej	29	-
Rezerwa na smołę pogazową	28	-
Pozostałe	73	68
Razem	**950**	**879**

*UOKiK - Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

Tabela 23. Zmiany stanu rezerw

	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	Rezerwa na deputaty gazowe	Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych	Rezerwa na osłony socjalne	Fundusz likwidacji zakładów górniczych	Rezerwa na karę UOKiK	Rezerwa na zobowiązania solidarne wobec podwykonawców spółki zależnej	Rezerwa na smołę pogazową	Pozostałe	**Razem**
31 grudnia 2003	544	313	134	95	29	9	-	-	-	68	**1 192**
Zwiększenie	24	20	3	56	1	8	53	29	28	54	**276**
Wykorzystanie	(29)	(24)	(25)	(66)	(16)	-	-	-	-	(49)	**(209)**
31 grudnia 2004	**539**	**309**	**112**	**85**	**14**	**17**	**53**	**29**	**28**	**73**	**1 259**

Tabela 24. Zmiany stanu rezerwy na koszty likwidacji odwiertów

	31 grudnia	
	2004	2003
Rezerwa na początek okresu	544	611
Zwiększenie rezerwy	2	9
Dyskonto rezerwy na likwidację odwiertów	16	(9)
Amortyzacja	5	9
Zmniejszenie	(29)	(76)
Rezerwa na koniec okresu	**539**	**544**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

Tabela 25. Struktura rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne

	31 grudnia	
	2004	2003
Nagrody jubileuszowe	213	216
Odprawy emerytalne	96	97
Razem	**309**	**313**
w tym		
część długoterminowa	265	269
część krótkoterminowa	44	44
Przyjęte do wyliczeń stopy procentowe		
Stopa wzrostu średniego miesięcznego wynagrodzenia	3,0%	2,5%
Realna roczna stopa dyskonta	3,8%	4,0%
Razem stopa procentowa do wyliczeń odsetek	6,8%	6,5%

Tabela 26. Zmiana stanu rezerw na nagrody jubileuszowe

	Rok kończący się	
	31 grudnia 2004	31 grudnia 2003
Bieżąca wartość zobowiązań na początku okresu	216	249
Koszt odsetek	8	16
Koszt bieżącego zatrudnienia	14	14
Koszt przeszłego zatrudnienia	-	-
Świadczenie wypłacone	(39)	(37)
Zysk (Strata) aktuarialną	14	(26)
Inne zwiększenia (zmniejszenia)	-	-
Bieżąca wartość zobowiązań na koniec okresu	**213**	**216**

Tabela 27. Zmiana stanu rezerw na odprawy emerytalne

	Rok kończący się	
	31 grudnia 2004	31 grudnia 2003
Bieżąca wartość zobowiązań na początku okresu	97	95
Koszt odsetek	4	7
Koszt bieżącego zatrudnienia	5	5
Koszt przeszłego zatrudnienia	-	-
Świadczenie wypłacone	(10)	(10)
Zysk (Strata) aktuarialną	-	-
Inne zwiększenia (zmniejszenia)	-	-
Bieżąca wartość zobowiązań na koniec okresu	**96**	**97**

Tabela 28. Podatek dochodowy

	Za rok zakończony			
	31 grudnia 2004	%	31 grudnia 2003	%
Zysk brutto	**1 687**	**19%**	**1 332**	**27%**
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej	(321)		(360)	
Różnice trwałe pomiędzy wynikiem brutto a podstawą opodatkowania	137		80	
Obciążenie podatkowe i efektywna stopa podatkowa	(184)	11%	(280)	21%
Podatek odroczony	(131)		(301)	19%
Podatek dochodowy	**(315)**		**(581)**	

Tabela 29. Zobowiązania z tytułu bieżącego podatku dochodowego od osób prawnych

	Za rok zakończony	
	31 grudnia 2004	31 grudnia 2003
Saldo otwarcia	153	115
Koszt za rok	184	280
Płatności w ciągu roku netto	(333)	(242)
Saldo zamknięcia	**4**	**153**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

Tabela 30. Rezerwa netto na podatek odroczony

	31 grudnia	
	2004	2003
Podatek odroczony – aktywo:		
Rezerwa na deputaty gazowe	21	25
Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	59	59
Rezerwa na wycenę transakcji terminowych	45	17
Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych	3	6
Rezerwa na koszty likwidacji	102	104
Odpisy aktualizujące środki trwałe	52	21
Odpis aktualizujący udziały i akcje	13	24
Odpisy aktualizujące odsetki od pożyczek	6	6
Odpisy aktualizujące wartość należności wątpliwych	163	166
Niezrealizowane różnice kursowe	57	159
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	4	4
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	1	2
Wydatki związane z transakcjami zabezpieczającymi ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	11	38
Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	28	27
Opłata przyłączeniowa	25	14
Limity amortyzacji	73	85
Kapitalizacja kosztów finansowych	17	20
Pozostałe	39	21
Razem	719	798
Przejściowe różnice, których realizacja nie jest prawdopodobna ("korekta wyceny") *	(177)	(173)
Razem aktywa z tytułu podatku odroczonego	**542**	**625**

* korekta wyceny obejmuje odpisy aktualizujące wartość należności wątpliwych oraz RMP z tytułu otrzymanej opłaty przyłączeniowej

Podatek odroczony – rezerwa		
Naliczone odsetki	(34)	(33)
Niezrealizowane dodatnie różnice kursowe	(40)	(34)
Wycena instrumentów finansowych	(44)	(76)
Zastosowanie metody jednostki produkcyjnej amortyzacji	(26)	(18)
Doszacowanie sprzedaży gazu	(6)	(18)
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	(60)	-
Rezerwa na naliczone odsetki od pożyczki	(9)	-
Pozostałe	(13)	(5)
Rezerwa na podatek dochodowy	**(232)**	**(184)**
Podatek odroczony	**310**	**441**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

Tabela 31. Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe

	31 grudnia	
	2004	2003
Zobowiązania wobec spółek stowarzyszonych	58	52
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	608	725
Zobowiązania z tytułu podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	403	347
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	38	38
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	20	21
Rozliczenia międzyokresowe bierne i zaliczki na dostawy	11	7
Pozostałe	130	123
Razem	**1 272**	**1 313**

Tabela 32. Rozliczenia miedzyokresowe przychodów

	31 grudnia	
	2004	2003
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	893	1 018
Opłata przyłączeniowa	314	229
Pozostałe	8	1
Razem	**1 215**	**1 248**

Tabela 33. Przychody ze sprzedaży

	Za rok zakończony	
	31 grudnia 2004	31 grudnia 2003
Sprzedaż krajowa	10 438	9 813
Sprzedaż eksportowa	471	376
Razem	**10 909**	**10 189**

Tabela 34. Świadczenia dla pracowników

	Za rok zakończony	
	31 grudnia 2004	31 grudnia 2003
Wynagrodzenia	1 190	1 137
Inne świadczenia	385	384
Razem	**1 575**	**1 521**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

Tabela 35. Pozostałe koszty operacyjne, netto

	Za rok zakończony	
	31 grudnia 2004	31 grudnia 2003
Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze	60	57
Zmiana stanu rezerw i odpisów aktualizujących netto	(265)	22
Podatki i opłaty	(396)	(381)
Pozostałe	(38)	(48)
Razem	**(639)**	**(350)**

Tabela 36. Odsetki i pozostałe przychody i koszty finansowe, netto

	Za rok zakończony	
	31 grudnia 2004	31 grudnia 2003
Koszty operacji forward i swap	(936)	(492)
Koszty z tytułu odsetek	(298)	(326)
Ujemne różnice kursowe	(175)	(715)
Dyskonto rezerwy na likwidację odwiertów	(16)	9
Przychody z tytułu wyceny operacji forward i swap	298	727
Przychody z tytułu odsetek	152	210
Dodatnie różnice kursowe	782	163
Pozostałe, netto	(81)	(190)
Razem	**(274)**	**(614)**

Tabela 36a. Zyski (straty) na inwestycjach

	Za rok zakończony	
	31 grudnia 2004	31 grudnia 2003
Zysk ze zbycia inwestycji	4	2
Zysk (strata) na sprzedaży całości lub części udziałów jednostek podporządkowanych	-	1
Aktualizacja aktywów finansowych przeznaczonych do sprzedaży	-	(72)
Razem	**4**	**(69)**

Tabela 36b. Udział w wyniku finansowym jednostki współzależnej konsolidowanej metodą praw własności

	Za rok zakończony	
	31 grudnia 2004	31 grudnia 2003
Wycena udziałów metodą praw własności, w tym:	542	425
- cena nabycia	38	38
- udział w zmianie kapitałów	580	387
Odpis z tytułu trwałej utraty wartości	(434)	(128)
Wartość bilansowa udziałów	**146**	**259**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

Tabela 37. Zobowiązania finansowe i zobowiązania nie ujęte w bilansie

		31 grudnia	
	Tabela	2004	2003
Leasing finansowy (wykazany w zobowiązaniach)	a	90	89
Leasing operacyjny (nie ujęty w zobowiązaniach)	b	4	2
Zobowiązania z tytułu zakupów (nie ujęte w zobowiązaniach)	c	145	192
Razem		**239**	**283**

Tabela 37a. Leasing finansowy (wykazany w zobowiązaniach)

	31 grudnia 2004		
Zapadalność w terminie:	Przyszła wartość	Odsetki	Wartość z dyskontem
Do jednego roku	69	15	54
Do dwóch lat	11	-	11
Do trzech lat	7	-	7
Do czterech lat	3	-	3
Do pięciu lat	-	-	-
Po pięciu latach	-	-	-
Razem	**90**	**15**	**75**

	31 grudnia 2003		
Zapadalność w terminie:	Przyszła wartość	Odsetki	Wartość z dyskontem
Do jednego roku	20	7	13
Do dwóch lat	19	7	12
Do trzech lat	17	5	12
Do czterech lat	12	4	8
Do pięciu lat	13	3	10
Po pięciu latach	8	2	6
Razem	**89**	**28**	**61**

Tabela 37b. Leasing operacyjny (nie ujęty w zobowiązaniach)

	31 grudnia	
Zapadalność w terminie:	2004	2003
Do jednego roku	2	2
Do dwóch lat	1	-
Do trzech lat	1	-
Do czterech lat	-	-
Do pięciu lat	-	-
Po pięciu latach	-	-
Razem	**4**	**2**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

Tabela 37c. Zobowiązania z tytułu zakupów (nie ujęte w zobowiązaniach)

	31 grudnia	
	2004	2003
Zatwierdzone i objęte kontraktami	145	192
Zatwierdzone i nie objęte kontraktami	-	-
Razem	**145**	**192**

Tabela 38. Transakcje z podmiotami powiązanymi*

	Podmioty stowarzyszone konsolidowane metodą praw własności	Podmioty zależne i stowarzyszone nie konsolidowane
Sprzedaż		
2003	28	24
2004	29	22
Zakupy		
2003	142	173
2004	148	177
Należności netto		
31 grudnia 2003	75	23
31 grudnia 2004	8	24
Zobowiązania		
31 grudnia 2003	52	46
31 grudnia 2004	58	41

* Transakcje przeprowadzane są na warunkach rynkowych

Tabela 39. Opcje, kontrakty walutowe typu Forward (Delivery oraz Non-Delivery)

Wartość nominalna w walucie	Data wymagalności	Wartość godziwa 31 grudnia 2004 mln PLN
	Forward	
5 mln USD	10 stycznia 2005	(3,3)
5 mln USD	20 stycznia 2005	(2,9)
		(6,2)
	Call	
5 mln USD	18 lutego 2005	-
5 mln USD	10 marca 2005	-
5 mln USD	21 marca 2005	-
5 mln USD	20 stycznia 2005	-
		-
	Collar	
5 mln USD	10 stycznia 2005	(2,7)
5 mln USD	20 stycznia 2005	(2,7)
5 mln USD	10 stycznia 2005	(2,4)
5 mln USD	20 stycznia 2005	(2,4)
5 mln USD	10 lutego 2005	(2,3)
5 mln USD	10 lutego 2005	(2,1)
5 mln USD	10 lutego 2005	(2,0)
5 mln USD	18 lutego 2005	(1,6)
5 mln USD	18 lutego 2005	(1,5)
5 mln USD	10 marca 2005	(1,4)
5 mln USD	10 marca 2005	(1,3)
5 mln USD	21 marca 2005	(1,1)
5 mln USD	21 marca 2005	(1,2)
5 mln USD	20 stycznia 2005	(1,2)
5 mln USD	18 lutego 2005	(1,1)
5 mln USD	20 stycznia 2005	(1,2)
5 mln USD	21 marca 2005	(1,1)
5 mln USD	20 stycznia 2005	(1,2)
5 mln USD	18 lutego 2005	(1,1)
5 mln USD	10 stycznia 2005	(1,2)
5 mln USD	10 lutego 2005	(1,1)
5 mln USD	21 marca 2005	(1,0)
5 mln USD	18 lutego 2005	(1,0)
5 mln USD	10 marca 2005	(0,9)
5 mln USD	21 marca 2005	(0,9)
5 mln USD	20 stycznia 2005	(0,9)
5 mln USD	18 lutego 2005	(0,7)
5 mln USD	21 marca 2005	(0,7)
5 mln USD	20 stycznia 2005	(0,7)
5 mln USD	10 lutego 2005	(0,7)
5 mln USD	10 stycznia 2005	(0,8)
5 mln USD	10 marca 2005	(0,5)
5 mln USD	18 lutego 2005	(0,3)
		(43,0)

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

Tabela 39. Opcje, kontrakty walutowe typu Forward (Delivery oraz Non-Delivery) (cd.)

Wartość nominalna w walucie	Data wymagalności	Wartość godziwa 31 grudnia 2004 mln PLN
	Cross Currency Interest Rate Swap	
90 mln EUR *	22 Sierpień 2005	(7,6)
800 mln EUR **	30 Październik 2006	220,0
		212,4
	Cross Currency Rate Swap	
18 mln EUR****	22 Sierpień 2005	3,3
18 mln EUR****	22 Luty 2005	3,2
100 mln USD	22 Czerwiec 2006	(51,6)
100 mln USD	6 Wrzesień 2006	(76,1)
25 mln EUR	26 Październik 2006	2,7
25 mln EUR	26 Październik 2007	3,4
25 mln EUR	26 Październik 2007	(4,8)
25 mln EUR	26 Październik 2007	(3,8)
25 mln EUR	26 Październik 2010	(7,7)
25 mln EUR	26 Październik 2010	(4,6)
25 mln EUR	26 Październik 2010	(6,7)
25 mln EUR	26 Październik 2010	(6,1)
25 mln EUR	26 Październik 2010	(1,3)
25 mln EUR	26 Październik 2010	(9,8)
25 mln EUR	26 Październik 2010	(9,1)
		(169,0)
	Razem	**(5,8)**

* Zawierając transakcje PGNiG i druga strona transakcji nie dokonały wymiany wartości nominalnej swapa. Wartość nominalna swapa jest amortyzowana w pięciu płatnościach po 18 mln co w sumie daje 90 milionów EUR co odpowiada 359 milionom PLN (PGNiG płaci w PLN otrzymuje EUR).
** Zawierając transakcję PGNIG i druga strona nie dokonały wymiany wartości nominalnej swapa. Wartość nominalna w części zabezpieczonej będzie podlegała wymianie w październiku 2006. Transakcja zabezpiecza spłatę odsetek w oparciu o formułę stałej stopy procentowej i zmiennej stopy procentowej:
- od 30.11.2001 do 30.10.2004 - stała stopa 10,98 %,
- od 30.11.2004 do 30.10.2006 - 50 % według stałej 7,37% i 50 % według stopy zmiennej WIBOR 1M-3,88%
**** Zawierając transakcje PGNiG i druga strona transakcji nie dokonały wymiany wartości nominalnej swapa. Wartość nominalna swapa będzie podlegała wymianie (PGNiG płaci w PLN otrzymuje EUR).

Tabela 40. Wartość bilansowa i wartość godziwa instrumentów finansowych Spółki ciągle wymagalnych

	31 grudnia 2004	
	Wartość bilansowa	Wartość godziwa
Aktywa		
Środki pieniężne	906	906
Należności	1 945	1 945
Pochodne instrumenty finansowe*	233	233
Finansowy majątek trwały	18	18
Zobowiązania		
Zobowiązania krótkoterminowe**	6 786	6 786
Pożyczki i kredyty długoterminowe	326	326

* Część pozostałych aktywów krótkoterminowych prezentowanych w tabeli 16.
**W tym zobowiązania z tytułu wyceny kontraktów terminowych w kwocie 238 mln prezentowane w tabeli 31.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2004 rok
(w milionach złotych)

Tabela 41. Średnie zatrudnienie w podziale na grupy (dane w tyś)

	31 grudnia	
	2004	2003
Stanowiska robotnicze	15,8	17,4
Stanowiska nierobotnicze	11,5	12,0
Stanowiska kierownicze	2,9	3,0
Razem	**30,2**	**32,4**

Tabela 42. Korekty do skonsolidowanych sprawozdań finansowych sporządzonych zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości (PSR)

	Zysk netto za rok	
	2004	2003
Zysk netto wg PSR	**1 110**	**611**
Korekta limitu amortyzacji	64	99
Korekta rezerwy na koszty likwidacji odwiertów	-	33
Korekta amortyzacji – metoda jednostki produkcyjnej	42	47
Korekta skapitalizowanych kosztów	18	18
Korekta podatku odroczonego	(27)	(112)
Korekta utraty wartości aktywów	19	(23)
Pozostałe	-	4
Zysk netto wg MSSF	**1 226**	**677**

	Aktywa netto na 31 grudnia	
	2004	2003
Kapitały własne wg PSR	**8 798**	**7 728**
Korekta limitu amortyzacji	(383)	(447)
Korekta amortyzacji – metoda jednostki produkcyjnej	136	94
Korekta kosztów skapitalizowanych kosztów	(89)	(108)
Korekta podatku odroczonego	56	83
Korekta utraty wartości aktywów	46	27
Pozostałe	(4)	(4)
Kapitały własne wg MSSF	**8 560**	**7 373**

Tabela 43. Kredyty zabezpieczone aktywami

Rodzaj zabezpieczenia	**Wartość zabezpieczanego kredytu**
Cesja należności, zastaw na środkach trwałych, cesja wierzytelności, przewłaszczenie majątku kompleksu kopalni Dębno, weksle in blanco cesja praw z polisy ubezpieczeniowej na Dębno	440
Hipoteka, przewłaszczenie środków trwałych powstałych w wyniku inwestycji, zastaw rejestrowy na środkach trwałych	210
Pozostałe	7
Suma	**657**

GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2003

SPORZĄDZONE WEDŁUG MIĘDZYNARODOWYCH STANDARDÓW SPRAWOZDAWCZOŚCI FINANSOWEJ

WARSZAWA
1 czerwca 2004 roku

Spis treści

Skonsolidowany Bilans na 31 grudnia 2003 roku (w milionach złotych) **1**

Skonsolidowany Rachunek Zysków i Strat za rok zakończony 31 grudnia 2003 roku (w milionach złotych) **2**

Skonsolidowany Rachunek Przepływów Pieniężnych za rok zakończony 31 grudnia 2003 roku (w milionach złotych) **3**

Skonsolidowane Zestawienie Zmian w Kapitale Własnym za rok zakończony 31 grudnia 2003 roku.. (w milionach złotych) **4**

1) Utworzenie Spółki i podstawowy przedmiot jej działalności **5**

2) Pracownicy – wielkość zatrudnienia **5**

3) Podstawa prezentacji i przygotowania sprawozdania finansowego **5**

A) WALUTA SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO 6

B) STANDARDY RACHUNKOWOŚCI 6

C) REORGANIZACJA GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNIG S.A. 6

D) DZIAŁALNOŚĆ POZA GRANICAMI POLSKI 11

i) Pakistan *12*

ii) Indie *13*

iii) Ukraina *13*

iv) Inne kraje *14*

4) Stosowanie danych szacunkowych **14**

5) Hiperinflacja (MSR 29) **14**

6) Podstawowe zasady polityki rachunkowości **15**

A) ZASADY KONSOLIDACJI METODĄ PEŁNĄ 15

B) PREZENTACJA UDZIAŁÓW W JEDNOSTKACH WSPÓŁZALEŻNYCH I STOWARZYSZONYCH 16

C) WARTOŚCI NIEMATERIALNE I PRAWNE 16

D) NAKŁADY NA PRACE POSZUKIWAWCZE I ROZPOZNAWCZE 16

E) ŚRODKI TRWAŁE 17

F) ŚRODKI TRWAŁE W BUDOWIE 19

G) INWESTYCJE DŁUGOTERMINOWE 19

I) AMORTYZACJA ŚRODKÓW TRWAŁYCH DZIAŁALNOŚCI WYDOBYWCZEJ 19

J) REMONTY GAZOCIĄGÓW 20

K) ZASOBY 20

L) AKTYWA FINANSOWE 20

M) UDZIAŁY I AKCJE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY 21

n) Utrata wartości aktywów 21
o) Leasing 22
p) Zapasy 22
q) Należności krótko- i długoterminowe 22
r) Papiery wartościowe trzymane do terminu wymagalności 23
s) Środki pieniężne 23
t) Rezerwy 23
u) Rezerwa na koszt niewykorzystanych urlopów 23
v) Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne 24
w) Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych 24
x) Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów 24
y) Deputat gazowy dla byłych pracowników 24
z) Zobowiązania finansowe 24
aa) Fundusze specjalne 25
bb) Rozliczenia międzyokresowe 25
cc) Przychody 25
dd) Dotacje rządowe 25
ee) Kredyty bankowe i pożyczki 25
ff) Transakcje w walutach obcych 26
gg) Podatek dochodowy 26
hh) Odroczony podatek dochodowy 26
ii) Różnice z przeliczenia 27
jj) Instrumenty pochodne 27
kk) Ujemna wartość firmy 28
ll) Kapitały własne udziałowców mniejszościowych 28
7) Zmiana zasad rachunkowości 28
8) Informacja o segmentach działalności 28
a) Segmenty działalności 28
b) Informacje o działalności segmentów w ujęciu geograficznym. 29
9) Rzeczowy majątek trwały 29
10) Wartości niematerialne i prawne 29

11) Finansowy majątek trwały 29
12) Akcje i udziały w jednostkach konsolidowanych metodą praw własności 29
13) Pozostałe aktywa długoterminowe 31
14) Zapasy 31
15) Należności 31
16) Krótkoterminowe papiery wartościowe 31
17) Pozostałe aktywa krótkoterminowe 31
18) Środki pieniężne 31
19) Kapitał własny 31
20) Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych 32
21) Kredyty, pożyczki i papiery wartościowe 32
A) KREDYTY BANKOWE W PODZIALE NA WALUTY 32
B) OBLIGACJE 33
22) Rezerwy 34
23) Podatek dochodowy 34
24) Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe bierne 34
25) Rozliczenia międzyokresowe przychodów 34
26) Przychody ze sprzedaży 34
27) Świadczenia dla pracowników 34
28) Pozostałe koszty operacyjne, netto 35
29) Odsetki i pozostałe przychody i koszty finansowe, netto 35
30) Zobowiązania finansowe 35
A) LEASING FINANSOWY (WYKAZANY W ZOBOWIĄZANIACH) 35
B) LEASING OPERACYJNY (NIE UJĘTY W ZOBOWIĄZANIACH) 35
C) ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU ZAKUPÓW (NIE UJĘTE W ZOBOWIĄZANIACH) 35
31) Obowiązkowa wypłata z zysku 35
32) Transakcje z podmiotami powiązanymi 35
33) Instrumenty pochodne 36
34) Zarządzanie ryzykiem finansowym 37
A) RYZYKO KURSOWE 37
B) RYZYKO STOPY PROCENTOWEJ 38
C) RYZYKO KREDYTOWE 38
i) Kredyt kupiecki 38
ii) Ryzyko kredytowe 39
35) Szacowanie wartości godziwej 39
A) NALEŻNOŚCI I ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG 39

B) ŚRODKI PIENIĘŻNE 39

C) POŻYCZKI I KREDYTY DŁUGOTERMINOWE 39

36) Struktura zatrudnienia 40

37) Informacje dodatkowe do sprawozdań finansowych wg MSSF 40

A) LIMIT AMORTYZACJI 40

B) KOSZTY LIKWIDACJI ODWIERTÓW 40

C) AMORTYZACJA – ZASTOSOWANIE METODY KOSZTU NA JEDNOSTKĘ PRODUKCJI 40

D) KAPITALIZACJA KOSZTÓW POŻYCZEK 41

38) Zdarzenia po dacie bilansu nie ujęte w sprawozdaniu finansowym 41

39) Zobowiązania warunkowe i ryzyka 41

A) GWARANCJE I INNE ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE 41

B) PODATEK OD NIERUCHOMOŚCI 41

C) REGULACJE PODATKOWE W POLSCE 42

D) KONTRAKTY DŁUGOTERMINOWE NA DOSTAWY GAZU 42

E) KONTRAKTY NA ZAKUP GAZU Z ROSJI 43

40) Płynność i restrukturyzacja finansowania 43

41) Pozostałe informacje 44

42) Informacje o znaczących zdarzeniach dotyczących lat ubiegłych ujętych w sprawozdaniu finansowym roku obrotowego 45

Tabele do informacji dodatkowej do sprawozdania finansowego Grupy PGNiG S.A. wg Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej za rok kończący się 31 grudnia 2003 roku. 47

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Skonsolidowany Bilans na 31 grudnia 2003 roku
(w milionach złotych)

		31 grudnia	
W milionach złotych na koniec roku obrotowego	Tabela	2003	2002
AKTYWA			
Aktywa długoterminowe			
Wartości niematerialne i prawne	7	759	666
Rzeczowy majątek trwały	3-6	11 423	11 382
Finansowy majątek trwały	9	19	34
Akcje i udziały w jednostkach konsolidowanych metodą praw własności	10; 36b	322	66
Pozostałe aktywa długoterminowe	11	1	88
Aktywo z tytułu odroczonego podatku	30	625	885
Aktywa długoterminowe razem		**13 149**	**13 121**
Aktywa krótkoterminowe			
Zapasy	13	574	588
Należności	14	2 058	2 037
Pozostałe aktywa krótkoterminowe	16	423	49
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	15	302	-
Środki pieniężne	17	709	1 025
Aktywa krótkoterminowe razem		**4 066**	**3 699**
Suma Aktywów		**17 215**	**16 820**
PASYWA			
Kapitał własny			
Kapitał akcyjny		5 000	5 000
Kapitał zapasowy		2 127	1 728
Różnice kursowe z przeliczenia oddziałów zagranicznych		(1)	-
Zyski (straty) zatrzymane		247	(25)
Kapitał własny Jednostki Dominującej razem		**7 373**	**6 703**
Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych	**19**	**5**	**5**
Zobowiązania długoterminowe			
Obligacje	20	3 193	2 839
Kredyty i pożyczki	20	1 653	2 042
Rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	25-27	313	344
Pozostałe rezerwy	22-24	879	934
Rezerwa na podatek odroczony	30	184	143
Zobowiązania długoterminowe razem		**6 222**	**6 302**
Zobowiązania krótkoterminowe			
Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe bierne	31	1 403	1 305
Kredyty i pożyczki	20	811	1 128
Zobowiązania z tytułu bieżącego podatku dochodowego od osób prawnych	29	153	115
Przychody przyszłych okresów	32	1 248	1 262
Zobowiązania krótkoterminowe razem		**3 615**	**3 810**
Suma Pasywów		**17 215**	**16 820**

Załączona informacja dodatkowa jest integralną częścią niniejszych bilansów
1

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Skonsolidowany Rachunek Zysków i Strat za rok zakończony 31 grudnia 2003 roku
(w milionach złotych)

W milionach złotych	Tabela	Rok zakończony 31 grudnia 2003	31 grudnia 2002
Przychody ze sprzedaży	**33**	**10 189**	**9 485**
Zmiana stanu zapasów		15	1
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		571	537
Zużycie surowców i materiałów		(5 058)	(3 999)
Wynagrodzenia i inne świadczenia na rzecz pracowników	34	(1 521)	(1 550)
Amortyzacja		(991)	(994)
Usługi obce		(1 099)	(1 076)
Pozostałe koszty operacyjne, netto	35	(350)	(974)
Zysk na działalności operacyjnej		**1 756**	**1 430**
Koszty finansowe, netto	36	(614)	(620)
Zyski (straty) na inwestycjach	36a	(69)	7
Udział w wyniku finansowym jednostek konsolidowanych metodą praw własności	36b	259	1
Zysk przed opodatkowaniem		**1 332**	**818**
Podatek dochodowy od osób prawnych	28	(581)	(201)
Zyski udziałowców mniejszościowych		-	-
Zysk (Strata) netto przed obowiązkową wypłatą z zysku		**751**	**617**
Wypłata z zysku		(74)	(26)
Zysk (Strata) netto		**677**	**591**
Zysk (strata) netto (zanualizowany) w mln PLN		677	591
Średnia ważona liczba akcji zwykłych w mln PLN		5 000	5 000
Zysk (strata) na jedną akcję zwykłą w PLN		0,14	0,12
Zysk (strata) na jedną akcję rozwodniony w PLN		0,14	0,12

Załączona informacja dodatkowa jest integralną częścią niniejszych rachunków zysków i strat
2

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Skonsolidowany Rachunek Przepływów Pieniężnych za rok zakończony 31 grudnia 2003 roku (w milionach złotych)

	Rok zakończony	
W milionach złotych	31 grudnia 2003	31 grudnia 2002
Przepływy Środków Pieniężnych z Działalności Operacyjnej		
Wynik finansowy netto	677	591
Korekty o pozycje:	**1 571**	**1 857**
Udział w wyniku finansowym jednostek konsolidowanych metodą praw własności	(259)	(1)
Amortyzacja	991	994
Zmiana stanu rezerwy na należności wątpliwe	34	607
Zmiana stanu pozostałych rezerw i funduszy specjalnych	(79)	-
Różnice kursowe ujemne/(dodatnie), netto	533	62
Wynik na sprzedaży i likwidacji składników działalności inwestycyjnej	167	9
Koszty odsetek, netto	275	238
Pozostałe	(91)	(52)
Środki pieniężne z działalności operacyjnej przed zmianą stanu majątku obrotowego i zobowiązań krótkoterminowych	**2 248**	**2 448**
(Zwiększenie) / zmniejszenie stanu zapasów	16	21
(Zwiększenie) / zmniejszenie stanu należności handlowych i rozliczeń międzyokresowych czynnych	41	(737)
Zwiększenie / (zmniejszenie) stanu zobowiązań	162	(191)
Środki pieniężne z działalności operacyjnej	**2 467**	**1 541**
Odsetki uzyskane	19	43
Odsetki zapłacone	(281)	(293)
Podatek dochodowy w rachunku zysków i strat	581	201
Podatek dochodowy zapłacony	(307)	(325)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	**2 479**	**1 167**
Przepływy Środków Pieniężnych z Działalności Inwestycyjnej		
Nabycie wartości niematerialnych i prawnych	(293)	(160)
Nabycie składników rzeczowego majątku trwałego	(855)	(1 253)
Nabycie udziałów i akcji w innych podmiotach	(2)	-
Wpływy ze sprzedaży wartości niematerialnych i prawnych	-	-
Wpływy ze sprzedaży rzeczowego majątku trwałego	7	342
Wpływy ze sprzedaży akcji i udziałów w innych podmiotach	-	27
Nabycie krótkoterminowych papierów wartościowych	(749)	(157)
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych	399	158
Dywidendy otrzymane	2	9
Pozostałe	(7)	86
Wypływy środków pieniężnych netto na działalność inwestycyjną	**(1 498)**	**(948)**
Przepływy Środków Pieniężnych z Działalności Finansowej		
Zaciągnięcie długoterminowych kredytów i pożyczek	562	773
Spłata długoterminowych kredytów i pożyczek	(1 381)	(550)
Emisja długoterminowych papierów dłużnych	-	-
Wykup długoterminowych papierów dłużnych	(118)	(408)
Zaciągnięcie krótkoterminowych kredytów i pożyczek	19	17
Spłata krótkoterminowych kredytów i pożyczek	(17)	(48)
Dywidendy zapłacone	(88)	-
Pozostałe	(280)	(399)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	**(1 303)**	**(615)**
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	**(322)**	**(396)**
Środki pieniężne netto na początku okresu	**1 031**	**1 427**
Środki pieniężne na koniec okresu	**709**	**1 031**
-zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	-	**(6)**
Środki pieniężne na koniec okresu w bilansie	**709**	**1 025**

Załączona informacja dodatkowa jest integralną częścią niniejszych zestawień zmian w kapitale własnym
3

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Skonsolidowane Zestawienie Zmian w Kapitale Własnym za rok zakończony 31 grudnia 2003 roku (w milionach złotych)

	Kapitał akcyjny	Kapitał zapasowy	Różnice kursowe z przeliczenia oddziałów zagranicznych	Zyski (straty) zatrzymane	Kapitał własny
31 grudnia, 2001	**5 000**	**1 596**	**(2)**	**(410)**	**6 184**
Różnice kursowe z przeliczenia oddziałów zagranicznych	-	-	2	-	2
Transfery	-	132	-	(132)	-
Zakumulowany wynik z lat ubiegłych	-	-	-	(74)	(74)
Zysk netto za rok 2002	-	-	-	591	591
31 grudnia, 2002	**5 000**	**1 728**	-	**(25)**	**6 703**
Różnice kursowe z przeliczenia oddziałów zagranicznych	-	-	(1)	-	(1)
Transfery	-	399	-	(399)	-
Zakumulowany wynik z lat ubiegłych	-	-	-	(6)	(6)
Zysk netto za rok 2003	-	-	-	677	677
31 grudnia, 2003	**5 000**	**2 127**	**(1)**	**247**	**7 373**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2003 rok
(w milionach złotych)

1) Utworzenie Spółki i podstawowy przedmiot jej działalności

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (zwane dalej „PGNiG S.A.", „Spółką" lub „Jednostką Dominującą"), Jednostka Dominująca Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. (zwanej dalej „Grupą PGNiG S.A." lub „Grupą") z siedzibą w Polsce w Warszawie, kod pocztowy 00-537, przy ulicy Kruczej 6/14, jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa.

Jednostka Dominująca powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. Akt przekształcenia oraz statut zostały podpisane w formie aktu notarialnego dnia 21 października 1996 roku.

Minister Skarbu Państwa podpisując wyżej wymieniony akt przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego w spółkę akcyjną wykonał postanowienia rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 30 września 1996 roku w sprawie przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa (Dz.U. Nr 116 z 1996 r., poz. 553).

Dnia 30 października 1996 roku Spółka została wpisana do rejestru handlowego pod numerem RHB 48382. Od dnia rejestracji Spółka nabyła osobowość prawną. Dnia 27 grudnia 2001 roku PGNiG S.A. została wpisana do Krajowego Rejestru Sądowego (Rejestr Przedsiębiorców) pod numerem KRS: 0000059492.

Spółka akcyjna jest prawnym następcą przedsiębiorstwa państwowego. Aktywa i pasywa przedsiębiorstwa państwowego zostały wniesione do spółki akcyjnej i ujęte w księgach według wartości z bilansu zamknięcia przedsiębiorstwa państwowego.

Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest poszukiwanie i wydobycie ropy i gazu, import gazu, przesył i dystrybucja gazu.

2) Pracownicy – wielkość zatrudnienia

Średnioroczne zatrudnienie w Grupie Kapitałowej na dzień 31 grudnia 2003 roku wynosi 32.027 pracowników i w stosunku do roku ubiegłego uległo zmniejszeniu o 1.269 osób.

3) Podstawa prezentacji i przygotowania sprawozdania finansowego

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe jest zgodne z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF) obowiązującymi na dzień 31 grudnia 2003 roku z wyjątkiem skutków hiperinflacji przedstawionych w Nocie 5. Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe jest sporządzone zgodnie z zasadą kosztu historycznego, z wyłączeniem wyceny pochodnych instrumentów finansowych i środków trwałych.

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy założeniu kontynuacji działalności gospodarczej przez jednostki wchodzące w skład

Grupy w okresie 12 miesięcy po dniu bilansowym, czyli 31 grudnia 2004 roku. Zarząd Jednostki Dominującej nie stwierdza na dzień podpisania sprawozdania finansowego istnienia faktów i okoliczności, które wskazywałyby na zagrożenia dla możliwości kontynuacji działalności przez Spółkę na skutek zamierzonego lub przymusowego zaniechania bądź istotnego ograniczenia przez nią dotychczasowej działalności. Ponadto sprawozdania finansowe, stanowiące podstawę do sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, zostały sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez jednostki powiązane w okresie 12 miesięcy po dniu bilansowym, czyli do 31 grudnia 2004 roku.

a) *Waluta sprawozdania finansowego*

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone w milionach polskich złotych (PLN).

b) *Standardy rachunkowości*

Spółka oraz inne podmioty Grupy prowadzą księgi rachunkowe zgodnie z zasadami rachunkowości i praktyką stosowaną w Polsce i zgodnie z wymogami Polskich Standardów Rachunkowości („PSR") określonych Ustawą o rachunkowości z dnia 29 września 1994 roku oraz przepisami wydanymi na jej podstawie („Ustawa o Rachunkowości"). Niniejsze sprawozdanie finansowe zawiera korekty, nie odzwierciedlone w księgach rachunkowych Spółki oraz spółek Grupy PGNiG S.A., a które mają na celu przedstawienie tego sprawozdania zgodnie ze Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF) z wyjątkiem kwestii dotyczącej środków trwałych, jak opisano w Nocie 5.

Korekty wynikające z zastosowania Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej („MSSF", do kwietnia 2001 roku Międzynarodowe Standardy Rachunkowości „MSR") oraz ich wpływ na wynik finansowy netto oraz aktywa netto w latach zakończonych 31 grudnia 2003 i 2002 roku zostały przedstawione w Nocie 37, tabela 42.

c) *Reorganizacja Grupy Kapitałowej PGNiG S.A.*

Grupa Kapitałowa PGNiG powstała w wyniku realizacji „Programu Restrukturyzacji organizacyjnej pp. PGNiG" uchwalonego przez Radę Ministrów dnia 2 kwietnia 1996 roku. Na majątku oddziałów PGNiG S.A. zostały wtedy utworzone spółki prawa handlowego. W skład Grupy Kapitałowej PGNiG S.A.(zwanej dalej „Grupą Kapitałową") wchodzą następujące podmioty:

Jednostka Dominująca (Spółka):
- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna w Warszawie

Jednostki zależne:
- Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Spółka z o.o. (PNiG Jasło Sp. z o.o.)
- Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Spółka z o.o. (PNiG Kraków Sp. z o.o.)

- Poszukiwania Naftowe „Diament" Spółka z o.o. w Zielonej Górze („Diament" Sp. z o.o.)
- Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Spółka z o.o. w Pile (NAFTA Sp. z o.o.)
- GEOFIZYKA Kraków Spółka z o.o.
- GEOFIZYKA Toruń Spółka z o.o.
- Budownictwo Urządzeń Gazowniczych Gazobudowa Sp. z o.o. w Zabrzu (BUG Gazobudowa Sp. z o.o.)
- Budownictwo Naftowe Naftomontaż Spółka z o.o. w Krośnie (BN Naftomontaż Sp. z o.o.)
- Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Spółka z o.o. w Krośnie (ZUN Naftomet Sp. z o.o.)
- Zakład Remontowy Urządzeń Gazowniczych Spółka z o.o. w Pogórskiej Woli (ZRUG Sp. z o.o.)
- Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa „Gazoprojekt" Spółka Akcyjna we Wrocławiu (B.S. i P.G. „Gazoprojekt" S.A.)
- PGNiG Finance B. V. (Holandia)
- „NYSAGAZ" Spółka z o.o." w Zgorzelcu („NYSAGAZ Sp. z o.o.")
- Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe i Handlowe „TURGAZ" Spółka z o.o. w Krośnie (PPUiH „TURGAZ" Sp. z o.o.)
- „Bud-Gaz Przedsiębiorstwo Produkcyjno - Usługowo – Handlowe Spółka z o.o." w Warszawie („BUD – GAZ" Sp. z o.o.)
- Mazowiecka Spółka Gazownictwa Spółka z o.o. w Warszawie
- Wielkopolska Spółka Gazownictwa Spółka z o.o. w Poznaniu
- Górnośląska Spółka Gazownictwa Spółka z o.o. w Zabrzu
- Karpacka Spółka Gazownictwa Spółka z o.o. w Tarnowie
- Dolnośląska Spółka Gazownictwa Spółka z o.o. we Wrocławiu
- Pomorska Spółka Gazownictwa Spółka z o.o.
- Górnictwo Naftowe Spółka z o.o. w Warszawie
- Geovita Spółka z o.o. w Warszawie

Jednostka współzależna:
- System Gazociągów Tranzytowych EUROPOL GAZ Spółka Akcyjna w Warszawie (EUROPOL GAZ S.A.)

Jednostki zależne od Jednostek zależnych:
- „NAFT-TRANS" Krosno Spółka z o.o.
- „NAFT-STAL" Krosno Spółka z o.o.
- Geofizyka Toruń Germany GmbH Schwarmstedt,
- Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. Piła.

Jednostka zależna pośrednio:
- ZRUG Warszawa Spółka Akcyjna

Ponadto podmiot dominujący posiadał udziały i akcje w następujących podmiotach powiązanych:

Jednostki stowarzyszone:
- GAS-TRADING Spółka Akcyjna w Warszawie (GAS - TRADING S.A.)
- „ZRUG" Spółka z o.o. w Poznaniu („ZRUG" Sp. z o.o.)

- „ZRUG TORUŃ" Spółka Akcyjna („ZRUG TORUŃ" S.A.)
- ZRUG Zabrze Spółka z o.o.
- „GAZOMONTAŻ" Spółka Akcyjna w Wołominie
- Sahara Petroleum Technology LLc w Omanie
- PRZEDSIĘBIORSTWO FINASOWO – KONSULTINGOWE „GASKON" Spółka Akcyjna w Warszawie (PFK GASKON S.A.)
- Zakład Wytwórczy Urządzeń Gazowniczych „INTERGAZ" Spółka z o.o. w Tarnowskich Górach
- Zamknięta Spółka Akcyjna „Dewon" w Kijowie
- Huta Szkła „Szczakowa" Spółka Akcyjna w upadłości w Jaworznie
- „IZOSTAL" Spółka Akcyjna w Zawadzkiem („IZOSTAL" S.A.)
- Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „MED – FROZ" Spółka Akcyjna w likwidacji w Zielonej Górze
- „TE-MA" Wolny Obszar Celny Małaszewicze Terespol Spółka z o.o. w likwidacji
- „Gaztec Spółka z o.o." w likwidacji w Warszawie („Gaztec Sp. z o.o." w likwidacji)
- „GAZSTAL" Spółka Akcyjna w Zielonej Górze
- INVESTGAS Spółka Akcyjna w Warszawie
- „Polskie Elektrownie Gazowe" Spółka z o.o. w Warszawie
- Grespol – 7 Spółka z o.o. w Warszawie (znaczący wpływ w organach nadzorczych)

Jednostki stowarzyszone pośrednio:
- Gazobudowa Poznań Sp. z o.o.,
- Gazobudowa Kraków Sp. z o.o.,
- "Naftek" Sp. z o.o. w Krośnie,
- PPU "Pertomin" Wołomin,
- "Geotermia" Stargard Szczeciński,
- GAZSTAL S.A. Zielona Góra.

Ponadto Jednostka Dominująca posiada udziały lub akcje w 13 podmiotach (o niskim udziale kapitałowym) oraz w 27 podmiotach uzyskane w drodze konwersji zadłużenia na kapitały.

Program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A. przyjęty przez Radę Ministrów 13 sierpnia 2002 roku tworzony był w oparciu o założenia i wytyczne odnośnie sektora gazowego, zawarte w następujących dokumentach rządowych:

a) „Strategii gospodarczej rządu" z 29 stycznia 2002 roku,

b) „Ocenie realizacji i korekcie Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 roku" z 2 kwietnia 2002 roku oraz na gruncie regulacji Unii Europejskiej Dyrektywy Gazowej 98/30/EC.

Realizując postanowienia Programu odnośnie sfery dystrybucyjnej od 1 stycznia 2003 roku rozpoczęło działalność gospodarczą 6 niżej wymienionych spółek gazownictwa stanowiących 100% własność PGNiG S.A.:

1. Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie
2. Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie
3. Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Zabrzu
4. Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu
5. Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu
6. Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku

Kapitał zakładowy nowo powstałych spółek został pokryty aportem w postaci zorganizowanej części przedsiębiorstwa w rozumieniu art. 55^1 k.c., składającej się z odpowiednich oddziałów – zakładów gazowniczych wraz z zatrudnionymi w nich 18 tysiącami pracowników. Dokonano również przeniesienia praw własności i praw wieczystego użytkowania nieruchomości do nowo powstałych spółek gazownictwa.
PGNiG S.A. zawarło ze spółkami gazownictwa długoterminowe umowy na dostawy gazu ziemnego. Za zgodą Ministra Finansów spółki przejęły zobowiązania z tytułu gwarancji udzielonych przez Skarb Państwa na kredyty bankowe zaciągnięte przez PGNiG S.A. w częściach wynikających z wykorzystania środków pochodzących z tych kredytów na inwestycje w poszczególne obszary działalności.

W pierwszej połowie 2003 roku prowadzone były prace zmierzające do przygotowania realizacji następnego etapu rządowego Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A. jakim jest utworzenie Spółki poszukiwawczo-wydobywczej. Prace te kontynuowano do połowy października 2003 roku po czym zostały czasowo zawieszone z uwagi na brak rozstrzygających decyzji związanych z korektą Programu rządowego. Istota, kierunki i harmonogram przekształceń sektora gazowego w Polsce określone w Programie rządowym z 13 sierpnia 2002 roku były opracowane w uwarunkowaniach formalno – prawnych roku 2002. Sytuacja uległa zasadniczej zmianie w związku z przyjęciem tzw. Nowej Dyrektywy Gazowej UE, która weszła w życie 4 sierpnia 2003 roku. Wprowadza ona fundamentalne zmiany w organizacji rynku i obrocie gazem w krajach Unii Europejskiej. Zgodnie z jej postanowieniami kraje członkowskie UE zobowiązane zostały do wyodrębnienia Operatorów Systemu Przesyłowego (OSP) od 1 lipca 2004 roku oraz Operatorów Systemu Dystrybucyjnego (OSD) od 1 lipca 2007 roku. Wejście Polski do UE nakłada na Polskę obowiązek dostosowania struktur i zasad funkcjonowania rynku gazowego do wymogów znowelizowanej Dyrektywy Gazowej. W wyniku czego niezbędną jest zmiana niektórych założeń rządowego Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNIG S.A. z dnia 13 sierpnia 2002 roku. Dotyczy to szczególnie założeń Programu rządowego mówiących o tym że podmiotem, który ma być prywatyzowany poprzez przeprowadzenie emisji publicznej, miała być spółka prowadząca działalność w obszarach przesyłu, magazynowania i obrotu hurtowego gazem, odpowiedzialna za obsługę kontraktów długoterminowych na import gazu, a więc podmiot posiadający duży majątek sieciowy oraz naturalny monopol w działalności przesyłowej. Równoległe zrealizowanie wymogów Programu rządowego (tj. wydzielenie sfery poszukiwawczo – wydobywczej) oraz wymogów Nowej Dyrektywy Gazowej (tj. wydzielenie operatora systemu przesyłowego) spowodowałoby, iż PGNiG S.A. pozostałaby jedynie spółką handlową z kontraktem take-or-pay na zakup gazu z importu oraz zobowiązaniami z tytułu euroobligacji i umów kredytowych. Spółka taka miałaby zdecydowanie mniejszą wiarygodność z punktu widzenia dostawców gazu i innych wierzycieli, a także przedstawiałaby mniejszą wiarygodność dla potencjalnych inwestorów.

Nagłe zachwianie pozycji finansowej PGNiG S.A. mogłoby zdestabilizować polski rynek gazu ziemnego. Mając na uwadze powyższe argumenty, konieczne jest dokonanie zmian założeń Programu Rządowego. Kierując się powyższym, Zarząd PGNiG S.A. uchwalił i zarekomendował właściwym organom konieczność zmian Programu rządowego obejmującą następujące kwestie:

- Wydzielenie operatora systemu przesyłowego (z dniem 1 lipca 2004 roku) zgodnie z wymogami Dyrektywy oraz

- Utrzymanie działalności poszukiwawczo – wydobywczej w strukturze PGNiG S.A.

W ramach dostosowywania struktur zarządzających do nowych uwarunkowań formalno – prawnych z dniem 1 grudnia 2003 roku, nastąpiło połączenie Oddziału Górnictwo Naftowe z dotychczasowym Oddziałem Głównym PGNiG S.A. Trzonem organizacyjnym Centrali Spółki, są m.in. departamenty odpowiadające za politykę: koncesyjną, poszukiwawczą, wydobywczą i magazynową. Zmiany te wynikają m.in. z przyjętej w dniu 3 września 2003 roku przez Zarząd PGNiG S.A. „Strategii rozwoju górnictwa naftowego do roku 2022", która zakłada znaczny wzrost krajowego wydobycia gazu ziemnego (i ropy naftowej) i utrzymanie stabilnego wydobycia gazu ziemnego na poziomie docelowo do ok. 6 mld m^3 rocznie a tym samym umacnia rolę i znaczenie służb sektora poszukiwawczo-wydobywczego w bezpośrednich strukturach PGNiG S.A.

Kwestie związane z aktualizacją Programu rządowego omawiała kilkakrotnie Rada Nadzorcza PGNiG S.A., w tym w dniu 13 listopada 2003 roku na posiedzeniu z udziałem właściwego Podsekretarza Stanu MSP oraz w dniu 27 listopada i 22 grudnia 2003 roku odnosząc się pozytywnie do przedłożonych propozycji Zarządu.

Sprawą zajmował się również Komitet Sterujący ds. restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A. przyjmując stosowne wytyczne odnośnie dalszych szczegółowych prac w tym zakresie.
Problemem tym zajmował się również Międzyresortowy Zespół ds. rynku energii (w tym gazu ziemnego).
Zgłoszone przez PGNiG S.A. zmiany Programu rządowego rozpatrywało również Kolegium MSP w dniu 12 grudnia 2003 roku.
Grupa Kapitałowa PGNiG kontynuuje działania kompleksowej restrukturyzacji wewnętrznej, zmierzające do poprawy efektywności operacyjnej Spółki i jej wyników finansowych, w celu wzrostu efektywności działania oraz podniesienia wartości Grupy Kapitałowej w kontekście planowanej prywatyzacji drogą giełdową. 26 maja 2003 roku Zarząd PGNiG podjął uchwałę przyjmującą „Koncepcję Programu restrukturyzacji wewnętrznej Grupy Kapitałowej PGNiG S.A.". Realizowane w ramach Programu restrukturyzacji wewnętrznej działania priorytetowe obejmują:

- dostosowywanie polityki taryfowej do działania na konkurencyjnym rynku energii, w tym wybór modelu systemu taryfowego dla PGNiG S.A., w szczególności taryfy przesyłowej,
- opracowanie koncepcji systemu kontrolingu oraz realizacja procesu wdrożenia zintegrowanego systemu informatycznego
- wdrażanie kompleksowej Strategii marketingowej dla Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. przez:
  - realizację działań marketingowych wspierających intensyfikację sprzedaży gazu,
  - budowę marki korporacyjnej PGNiG oraz marki produktowej „Gaz Ziemny"
- opracowanie i wdrożenie zasad stosowania rachunkowości zabezpieczeń w PGNiG S.A. w celu uniknięcia ryzyka związanego ze zmiennością stopy procentowej oraz kursu walutowego oraz uniknięcia znaczących wahań wyniku finansowego PGNiG S.A. na skutek zmian wyceny instrumentów pochodnych.

- kształtowanie, w nowych uwarunkowaniach organizacyjno – prawnych (obowiązywania nowej Dyrektywie Gazowej UE - 2003/55/EC z dnia 15 lipca 2003 roku), strategii, zasad funkcjonowania oraz organizacji Grupy Kapitałowej PGNiG szczególnie wydzielenia OSP (Operatora Systemu Przesyłowego), w tym określenie:
- docelowej struktury organizacyjnej Grupy Kapitałowej PGNiG
- niezbędnych funkcji zarządczych i nadzorczych w Grupie Kapitałowej oraz nowego podziału kompetencji i odpowiedzialności za realizację kluczowych funkcji i procesów w ramach Spółki w kontekście nowej struktury organizacyjnej Centrali Spółki PGNiG S.A.
- intensywne prace zmierzające do wydzielenia z dniem 1 lipca 2004 roku Spółki Operator Systemu Przesyłowego.

Nadal prowadzone są działania zmierzające do wyłączania z PGNiG S.A. tych działalności, które mogą zakłócać transparentność Spółki wymaganą przez Regulatora (URE) i obniżać jej konkurencyjność, jak np. serwisów specjalistycznych (Zakład Robót Górniczych - Krosno) czy ośrodków wypoczynkowo-sanatoryjnych (GEOVITA). Wszczęto procedury zawiązywania Spółki ZRG w Krośnie (w organizacji) na minimalnym kapitale wymaganym przez KSH. Jednocześnie realizowane są prace związane z wyborem optymalnego wariantu przekształcenia tego Oddziału serwisowego w Spółkę prawa handlowego. Aktualnie po uzyskaniu stosownych uchwał WZA PGNiG S.A. (MSP) zakończono proces wnoszenia do spółki GEOVITA majątku. W dniu 23 grudnia 2003 roku Zgromadzenie Wspólników GEOVITA Spółka z o.o. z siedzibą w Warszawie podjęło stosowne Uchwały dotyczące podwyższenia kapitału zakładowego Spółki GEOVITA, objęcia nowo ustanowionych udziałów przez wspólnika Spółki tj. PGNiG S.A. z siedzibą w Warszawie oraz zmiany aktu założycielskiego Spółki GEOVITA. Spółka Geovita rozpoczęła działalność gospodarczą z dniem 1 kwietnia 2004 roku.

Równolegle do realizacji działań priorytetowych kontynuowany jest również Program restrukturyzacji zatrudnienia w latach 2003-2006 (II etap), który po przeprowadzeniu negocjacji z Centralami Związków Zawodowych oraz zawarciu stosownych Porozumień pomiędzy Zarządem PGNiG S.A. i partnerami społecznymi w dniu 8 lipca 2003 roku, został pozytywnie zaopiniowany przez MSP (WZA PGNiG S.A.) uchwałą z dnia 4 września 2003 roku, co pozwoliło na jego wdrożenie. Programem tym, w pierwszym roku (2003) jego obowiązywania, miało być objętych 1519 pracowników Grupy Kapitałowej. Po stosownych korektach, ze względu m.in. na uzyskanie wymaganych formalnych akceptacji WZA PGNiG S.A. dopiero we wrześniu 2003 roku, opracowano skorygowany Plan restrukturyzacji zatrudnienia w 2003 roku. Założono w nim objęcie zróżnicowanymi formami restrukturyzacji 1135 pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG. Program zaprojektowany na lata 2003 – 2006 zakłada, że do końca 2006 roku, różnymi formami restrukturyzacji zatrudnienia objętych będzie kilka tysięcy pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG. W wyniku realizacji Programu zatrudnienie w Grupie Kapitałowej PGNiG S.A. w 2003 roku zmniejszyło się o ok. 700 osób.

d) *Działalność poza granicami Polski*

Wszelkie koszty ponoszone w zawiązku z działalnością poza granicami Polski są odnoszone w rachunek zysków i strat okresu sprawozdawczego, w którym zostały poniesione.

i) Pakistan

Prace poszukiwawcze w Pakistanie realizuje samobilansujący się Oddział Operatorski PGNiG S.A. w Pakistanie, który do 30 listopada 2003 podlegał Oddziałowi Górnictwo Naftowe, a od 1 grudnia 2003 roku podlega Centrali PGNiG S.A.
W latach 1998 – 2000 Spółka prowadziła działalność na terenie 3 bloków poszukiwawczych: Khanpur West, Mekhtar i Sabzal. Z uwagi na brak perspektywiczności tych dwu pierwszych bloków, co pokazały prace sejsmiczne i grawimetryczne, zrezygnowano z wiercenia otworu na Bloku Khanpur West, a zobowiązania koncesyjne z Bloku Mekhtar przeniesiono na Blok Nawabshah (sejsmika) oraz na Blok Sabzal South (wiercenia). Jeden otwór na terenie bloku Sabzal odwierciła PNiG NAFTA Piła Sp. z o.o., jednak z wynikiem negatywnym.
W latach 2000-2001 realizowane były prace poszukiwawcze na koncesji Nawabshah (udziałowcy – irlandzka firma Tullow Pakistan (Developments) Ltd., PGNiG S.A. oraz Rząd Pakistanu). Udział PGNiG S.A. wynosił 40%, udział w kosztach 42,11% (wspólnie z Tullow pokrywaliśmy 5%-towy udział Rządu Pakistanu w okresie poszukiwawczym). Umowa o nabyciu udziałów została zawarta 9 marca 2000 roku
I faza prac poszukiwawczych na Bloku Nawabshah zakończyła się wykonaniem prac sejsmicznych (ok. 225 km 2D w tym 105 km obligacje Tullow i 120 km obligacje PGNiG przeniesione z Bloku Mekhtar – wykonawca Geofizyka Kraków) oraz odwierceniem dwóch negatywnych otworów (Gupchani-1 i Laylian-1). W grudniu 2001 roku koncesja wygasła.
Do dnia 22 sierpnia 2003 roku prowadzone były prace na koncesji Sabzal South (Umowa z 22 sierpnia 2001 roku) – PGNiG S.A. posiadało 95%, Rząd Pakistanu – 5% udziałów. W okresie poszukiwawczym PGNiG S.A. poniosło 100% kosztów.
W ramach prac na tym bloku, Geofizyka Kraków wykonała processing i interpretację starych danych sejsmicznych oraz 105 km sejsmiki 2D. W wyniku tych prac nie odkryto odpowiednich struktur złożowych, które uzasadniałyby wiercenie otworu poszukiwawczego, wobec czego PGNiG S.A. zrezygnowało z dalszych prac na tym bloku i koncesja wygasła w dniu 22 sierpnia 2003 roku. Aby wykonać zaległe obligacje wiertnicze, przeniesione z bloku Mekhtar – odwiercenie otworu poszukiwawczego za kwotę nie mniejszą niż 2,3 mln USD – PGNiG S.A. uzyskało zgodę Rządu Pakistanu na odroczenie terminu wykonania tych prac do końca 2005 roku. Spółka wystąpiła o nową koncesję poszukiwawczą w Pakistanie, na której zamierza wykonać zaległe zobowiązania. W tym celu ważność gwarancji bankowej, wystawionej przez PGNiG S.A. na rzecz Rządu Pakistanu w kwocie 2.316 mln USD została przedłużona do 31 grudnia 2005 roku.
Na potencjalne zobowiązanie wobec Rządu Pakistanu (objęte gwarancją bankową), które wystąpi w przypadku odstąpienia od realizacji odwiertu, Spółka utworzyła rezerwę w pełnej kwocie w równowartości 2,3 mln. USD.

W sumie od początku swej działalności w roku 1997 (z czego na okres 2002 – 2003 przypada 1,1 mln USD) na prace poszukiwawcze w Pakistanie Oddział Operatorski w Pakistanie wydał kwotę ok., 17,1 mln USD. Z kwoty 17,1 mln USD 1,16 mln USD jest przedmiotem sporu sądowego z firmą Tullow.

ii) Indie

Na podstawie umowy o podziale udziałów podpisanej w dniu 29 września 1995 roku pomiędzy PGNiG a prywatną indyjską spółką Essar Oil Ltd. oraz umowy cesji (zawartej przy aprobacie rządu indyjskiego i Oil India Ltd.) z dnia 22 stycznia 1997 roku PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze na Pustyni Thar w stanie Radżastan (India). Licencja obejmuje dwa bloki poszukiwawcze RJ-ON-90/4 i RJ-ON-90/5 o powierzchni 16000 km^2 (blok 90/5) i 18000 km^2 (blok 90/4). We wspólnym przedsięwzięciu Essar Oil Ltd. objął 75% udziałów, a PGNiG S.A. – 25%. Na bloku 90/4 sejsmika nie zlokalizowała interesujących obiektów poszukiwawczych, więc strony zwolniły ten blok.

W drugim etapie prac poszukiwawczych, Essar odwiercił negatywny otwór Nanuwala-1 o gł. 1806 m ze śladami ropy, na jednej ze struktur Bloku RJ-ON 90/5, za kwotę 2 milionów USD. W ramach III fazy prac – Essar rozpoczął w listopadzie 2003 roku wiercenie drugiego otworu poszukiwawczego na tym bloku – Binjbayla 1, którego koszty ponosi Essar., jedynie zgodnie z warunkami umowy koncesyjnej PGNiG S.A. wystawił gwarancję bankową na kwotę 92 750 USD, ważna do 1 marca 2004 roku.
Zgodnie z postanowieniami umowy w przypadku odkrycia złóż o znaczeniu handlowym, rząd Indii ma prawo przystąpienia do umowy oraz objęcia do 30% udziałów w realizowanym przedsięwzięciu, w zamian za pokrycie kosztów prac poszukiwawczych, stosownie do objętych udziałów. Pozostałe strony umowy zachowają swoje udziały proporcjonalnie do obecnego poziomu.

iii) Ukraina

PGNiG S.A. jest udziałowcem spółki „Dewon S.A." o kapitale zakładowym 11 146 800 hrywien, która została zarejestrowana w Kijowie dnia 17 lutego 2000 roku. PGNiG S.A. posiada 36,38% udziału w kapitale zakładowym spółki „Dewon" S.A. Pozostałymi akcjonariuszami spółki są: NAK Naftogaz Ukraina, Internafta Invest, Alians Prawniczy, SZJu Ławа Sp. z o.o., Oszkander Walentyna.
Celem zawiązania spółki „Dewon" S.A. było tworzenie zasobów gazu ziemnego za granica Polski jak również stworzenie rynku na usługi świadczone przez polskie spółki wiertnicze, geofizyczne oraz budowlano - montażowe.
Obecnie spółka realizuje projekt zagospodarowania złóż „Sachalijskie" w oparciu o umowę o Wspólnej Działalności zawartą z „Połtawanaftogazgeologia" – właścicielem licencji na poszukiwanie i zagospodarowanie złoża „Sachalińskie" w obwodzie charkowskim.
Dotychczas spółka wykonała I etap prac na złożu „Sachalińskie" obejmujący:
– zakończenie budowy trzech odwiertów (nr 7, 18, 21); w listopadzie 2003 roku oddano do eksploatacji odwiert nr 21 (łącznie wydobyto 7,1 mln m^3 gazu oraz 659 ton kondensatu); zgodnie z zapewnieniami Zarządu z końcem lutego 2004 roku spółka rozpocznie wydobycie surowców z odwiertu nr 18;
– zakończenie budowy kopalni (UKPG) wraz z gazociągami przyłączeniowymi;
– zagospodarowanie terenu złoża poprzez budowę odpowiedniej infrastruktury (w tym dróg, linii energetycznych oraz innych obiektów);
– zakończenie budowy gazociągu przesyłowego łączącego kopalnię z systemem przesyłowym Ukrainy.

Prace realizowane w okresie 1997 – 2003 w spółce DEWON zostały sfinansowane ze środków pochodzących od akcjonariuszy (w tym z wkładu kapitałowego i pożyczki z PGNiG S.A.) i z banku. Głównymi wierzycielami spółki są: Miasto Bank oraz PGNiG S.A. (pożyczka w wysokości 3,1 mln USD).

iv) Inne kraje

Oman – PGNiG S.A. objęło 49% udziałów w spółce „Sahara Petroleum Technology Llc", o kapitale zakładowym 150000 riali omańskich, zarejestrowanej 23 listopada 2000 roku w Muscat (Oman). Drugim udziałowcem tej spółki jest Petroleum and Gas Technology Llc, posiadający 51 % udziałów.

ZRG w Krośnie, reprezentujący interesy PGNiG S.A. w spółce Sahara, przeszedł procedurę prekwalifikacyjną w Petroleum Development Oman (PDO) w zakresie wykonywania następujących prac: operacje obróbcze w odwiertach ropnych i gazowych, operacje wyciągiem drutowym w odwiertach ropnych i gazowych, konserwacja głowic eksploatacyjnych, wymiana wgłębnych pomp eksploatacyjnych, wiercenie otworów poszukiwawczych.

Aktualnie Spółka prowadzi działania marketingowe oraz bierze udział w przetargach ogłoszonych przez Petroleum Development Oman na wiercenia i rekonstrukcje otworów produkcyjnych. Od 23 czerwca 2003 roku spółka Sahara Petroleum Technology bierze udział w przetargu na usługi serwisowe dla PDO.

Ponadto, spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej podejmują własne inicjatywy gospodarcze umiejscawiając swoje oddziały na terenie Kazachstanu, Pakistanu, Słowacji, Czech, Indii i Litwy.

4) Stosowanie danych szacunkowych

Sporządzenie skonsolidowanego sprawozdania finansowego zgodnie z MSSF wymaga od Zarządu Spółki przyjęcia danych szacunkowych i założeń, które wpływają na wartości przedstawione w niniejszym sprawozdaniu finansowym oraz w notach do tego sprawozdania, w szczególności istnieją liczne uwarunkowania wpływające na wielkość oszacowanej wielkości zasobów. Rzeczywiste wyniki mogą różnić się od danych szacunkowych i założeń.

5) Hiperinflacja (MSR 29)

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie zawiera korekt odzwierciedlających skutki hiperinflacji, wymaganych przez Międzynarodowy Standard Rachunkowości 29 „Sprawozdawczość w warunkach hiperinflacyjnych" ("MSR 29").

MSR 29 wymaga, aby spółki, które sporządzają sprawozdania w walucie gospodarki hiperinflacyjnej korygowały wycenę aktywów i pasywów do ich cen bieżących na dzień bilansowy. Polska gospodarka przestała być uważana za hiperinflacyjną począwszy od 1997 roku, ponieważ skumulowana trzyletnia stopa inflacji pod koniec 1996 roku wyniosła poniżej 100%.

Poprzednik PGNiG S.A. (przedsiębiorstwo państwowe PGNiG) dokonało przeszacowania wartości środków trwałych po raz ostatni na dzień 1 stycznia 1995 roku, przy zastosowaniu metody odtworzeniowej i wskaźników opublikowanych przez Główny Urząd Statystyczny („GUS") w stosunku do części środków trwałych, w celu odzwierciedlenia wpływu inflacji na ich wartość bilansową. Przeszacowanie to nie zostało dokonane zgodnie z wymogami MSR 29, ponieważ Spółka nie korzystała ze wskaźników ogólnego wzrostu cen oraz nie doprowadziła ich wartości do cen bieżących na dzień 31 grudnia 1996 roku. 30 października 1996 roku przedsiębiorstwo państwowe PGNiG zostało przekształcone w spółkę akcyjną PGNiG będącą w pełni własnością Skarbu Państwa. Kapitał akcyjny PGNiG S.A. został pokryty aportem. Aport obejmował środki trwałe przedsiębiorstwa państwowego PGNiG wycenione według wartości księgowej w przedsiębiorstwie państwowym PGNiG.

W rezultacie, skumulowane salda środków trwałych na dzień 31 grudnia 2003 roku i 31 grudnia 2002 roku, które pochodzą sprzed 31 grudnia 1996 roku nie zostały wyrażone w jednostkach miary obowiązujących na dzień 31 grudnia 1996 roku. Grupa nie jest w stanie oszacować, jaki wpływ na niniejsze sprawozdanie finansowe miałoby spełnienie wymogów MSR 29. Przeszacowanie nie zostało dokonane zgodnie z wymogami MSR 16, ponieważ sposób dokonania przeszacowania nie zapewnił, aby przeszacowana wartość środków trwałych odpowiadała ich wartości godziwej na dzień przeszacowania.

6) Podstawowe zasady polityki rachunkowości

a) Zasady konsolidacji metodą pełną

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zawiera dane finansowe jednostki dominującej oraz istotnych jednostek zależnych, w których Spółka, bezpośrednio lub pośrednio, posiada akcje lub udziały dające prawo do ponad połowy głosów na walnym zgromadzeniu lub też w inny sposób sprawuje kontrolę nad ich działalnością. Spółki nabyte w ciągu okresu obrotowego są obejmowane konsolidacją od dnia objęcia przez Grupę kontroli nad ich działalnością.

Wyniki finansowe jednostek Grupy sprzedanych w okresie obrotowym są ujmowane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy jedynie do dnia ich sprzedaży.

W ramach konsolidacji zostały wyeliminowane wszystkie istotne transakcje wewnątrzgrupowe. Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone w oparciu o jednolite zasady rachunkowości zastosowane dla transakcji i zdarzeń gospodarczych o podobnym charakterze.

Tabela 1 przedstawia spółki zależne, współzależne i stowarzyszone PGNiG S.A., które zostały objęte skonsolidowanym sprawozdaniem na dzień 31 grudnia 2003 roku.
Pozostałe spółki zależne i stowarzyszone nie są konsolidowane ze względu na ich małą istotność dla sprawozdania finansowego Grupy.

b) *Prezentacja udziałów w jednostkach współzależnych i stowarzyszonych*

Udziały w spółkach współzależnych i stowarzyszonych wyceniane są według metody praw własności. Spółka dokonuje odpisu z tytułu na trwałej utraty wartości udziałów w jednostkach współzależnych i stowarzyszonych.

Rachunek zysków i strat odzwierciedla udział PGNiG S.A. w wyniku jednostek współzależnych i stowarzyszonych.

c) *Wartości niematerialne i prawne*

Wartości niematerialne i prawne są rozpoznawane, jeżeli jest prawdopodobne, że w przyszłości spowodują one wpływ do Spółki korzyści ekonomicznych, które mogą być bezpośrednio powiązane z tymi aktywami.
Wartości niematerialne i prawne są wyceniane według cen nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonych o umorzenie i odpisy z tytułu trwałej utraty wartości. W przypadku wartości niematerialnych i prawnych wniesionych do Spółek Gazownictwa aportem, ich wartością początkową jest wartość zadeklarowana przez wnoszącego w Umowie Spółki, nie wyższa jednak od wartości godziwej.
Wartości niematerialne i prawne są umarzane metodą liniową, zgodnie z ustawą z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości, drogą systematycznego, planowego rozłożenia ich wartości na ustalony okres przewidywanej ekonomicznej użyteczności.
W przypadku, gdy ich wartość początkowa jest równa lub niższa niż 3.500 zł podlegają jednorazowemu umorzeniu w miesiącu oddania ich do użytkowania.
Stosowane stawki amortyzacji dla wartości niematerialnych i prawnych są następujące:

Inne wartości niematerialne i prawne	10,0 – 50,0%

d) *Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze*

Koszty związane z badaniami geofizycznymi i geosejsmicznymi ujmowane są w rachunku zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione.

Koszty prac poszukiwawczych i rozpoznawczych ropy i gazu fazy przedprodukcyjnej są księgowane na podstawie metody sukcesu geologicznego. Koszty prac poszukiwawczych i rozpoznawczych księgowane są jako wartości niematerialne i prawne od momentu określenia przemysłowej przydatności odwiertu.

Jeżeli, w konsekwencji dalszych badań, dany obszar okaże się nieprzydatny do przemysłowego wykorzystania, koszty nakładów na badania i rozpoznanie są spisywane w rachunek zysków i strat danego okresu. W wyniku przekazania środków trwałych do używania koszty te są zaewidencjonowane, najczęściej jako cześć wartości budowli odwiertu wydobywczego i podlegają amortyzacji. Okres

ekonomicznej użyteczności odwiertów jest określany przez Zarząd Spółki na każdą datę bilansową.

Koszty prac poszukiwawczo-rozpoznawczych są weryfikowane pod kątem ewentualnej utraty wartości, jeśli składnik aktywów nie został jeszcze oddany do użytkowania, lub gdy zaistniały zdarzenia bądź zaszły zmiany wskazujące na to, że ich wartość bilansowa może nie być możliwa do odzyskania.

e) Środki trwałe

Składniki rzeczowego majątku trwałego zostały wykazane według cen nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonych o dotychczasowe umorzenie.

Wartość początkowa środków trwałych obejmuje ich cenę nabycia powiększoną o wszystkie koszty bezpośrednio związane z zakupem i przystosowaniem składnika majątku do stanu zdatnego do używania. Koszty poniesione po dacie oddania środka trwałego do używania, takie jak koszty konserwacji i napraw obciążają rachunek zysków i strat w momencie ich poniesienia. W przypadkach, kiedy poniesione wydatki powodują, że wartość użytkowa środka trwałego po zakończeniu ulepszenia przewyższa wartość użytkową posiadaną przy przyjęciu do używania, wydatki te są kapitalizowane w wartości odpowiedniego środka trwałego. W przypadku, gdy wartość początkowa środków trwałych jest równa lub niższa niż 3.500 zł o przewidywanym okresie użytkowania poniżej jednego roku (za wyjątkiem sieci gazowej) podlegają one amortyzacji jednorazowej w miesiącu oddania ich do użytkowania.

Przeszacowania środków trwałych były przeprowadzane w Polsce na podstawie przepisów wydawanych przez Ministra Finansów i miały na celu odzwierciedlenie skutków inflacji. Zostały one wykonane przy zastosowaniu metody odtworzeniowej i wskaźników opublikowanych przez Główny Urząd Statystyczny („GUS") dla poszczególnych grup środków trwałych. Jak to opisano w nocie 5, przeszacowania nie spełniły wymogów MSR 29, który wymaga zastosowania wskaźników ogólnego wzrostu cen.

Ostatnie przeszacowanie zostało przeprowadzone na dzień 1 stycznia 1995 roku i miało na celu doprowadzenie wartości środków trwałych do poziomu cen z września 1994 roku. W rezultacie tego przeszacowania zarówno wartość księgowa, jak i podatkowa tych aktywów została zwiększona powodując wzrost kapitału z przeszacowania środków trwałych, a zatem również wzrost kapitałów własnych.

Grupa PGNiG S.A. nie dokonała przeszacowania środków trwałych na dzień 31 grudnia 1996 roku co jest niezgodne z MSR 29, który wymaga aby środki trwałe zostały skorygowane na koniec okresu hiperinflacji według cen bieżących. Inwestycje rozpoczęte nie podlegały przeszacowaniom. Amortyzacja środków trwałych jest oparta o wartości po przeszacowaniu. Grupa PGNiG S.A. nie zamierza ujmować w swoich skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych sporządzonych zgodnie z MSSF efektów ewentualnych dalszych przeszacowań, chyba że polska gospodarka znajdzie się ponownie z warunkach hiperinflacji.

Środki trwałe amortyzowane są przez określony z góry okres użytkowania przy użyciu metody liniowej z wyjątkiem środków trwałych wykorzystywanych do wydobycia ropy i gazu ziemnego, które są amortyzowane przy użyciu metody amortyzacji proporcjonalnej do wielkości wydobycia („metoda jednostki produkcyjnej"). Okres użytkowania środków trwałych i metody amortyzacji podlegają okresowym przeglądom w celu określenia czy metody amortyzacji oraz okres amortyzacji jest spójny z oczekiwanym okresem uzyskiwania korzyści ekonomicznych ze środków trwałych.
Na dzień 31 grudnia 2001 dla celów PSR Spółka dokonała przeglądu okresu ekonomicznej użyteczności środków trwałych i wartości niematerialnych i prawnych. Wyniki tego przeglądu zostały wprowadzone do rejestru środków trwałych i wartości niematerialnych i prawnych oraz do sprawozdania według MSSF w roku 2003. W rezultacie tego procesu skorygowano amortyzację środków trwałych i wartości niematerialnych i prawnych za 2002 i 2003 rok uwzględniając ustalony dla potrzeb PSR okres ekonomicznej użyteczności. Wynik korekty za 2002 rok ustalony w kwocie 18 mln zł odniesiono w bieżący rachunek wyników.
Grupa stosuje następujące stawki amortyzacji:

	Roczna stawka w %	**Szacowany okres użytkowania w latach**
		Okres umowy
Prawo wieczystego użytkowania gruntów	1,0% - 20,0%	5-99
Budynki i budowle	2,5% - 10,0%	10-40
Urządzenia techniczne i maszyny	4,5% - 30,0%	3-23
Środki transportu	14,0% - 20,0%	5-8
Pozostałe środki trwałe	10,0% - 25,0%	4-10

Zgodnie z „Założeniami Koncepcyjnymi Sporządzania i Prezentacji Sprawozdań Finansowych" opracowanymi przez Radę ds. Międzynarodowych Standardów Rachunkowości, aktywo jest to zasób kontrolowany przez jednostkę w wyniku zdarzeń z przeszłości, z którego, według przewidywań, jednostka osiągnie w przyszłości korzyści ekonomiczne. Grunty oddane w wieczyste użytkowanie spółkom Grupy na mocy przepisów prawa spełniają definicję aktywów. Wartość takiego aktywa powinna zostać ujęta w sprawozdaniu finansowym według wartości godziwej na dzień nabycia. Na dzień zastosowania po raz pierwszy MSSF jako podstawy rachunkowości oraz na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania finansowego spółki Grupy nie były w stanie wiarygodnie ustalić tej wartości, dlatego grunty w wieczystym użytkowaniu nie zostały ujęte w niniejszym sprawozdaniu.

Koszt nabycia prawa wieczystego użytkowania gruntów wykazywany jest według kosztów poniesionych przy jego zakupie. Prawa wieczystego użytkowania wygasają po 95 lub 99 latach. Prawo wieczystego użytkowania ma formę leasingu operacyjnego i dlatego nadwyżka zapłacona za prawo wieczystego użytkowania gruntu jest traktowana jako przedpłata na poczet przyszłych opłat z tytułu użytkowania wieczystego.

Przedpłata jest wykazywana w pozycji grunty i amortyzowana metodą liniową przez cały okres ważności prawa wieczystego użytkowania gruntu. Dodatkowa roczna opłata z tytułu dzierżawy jest płatna zgodnie z umową dzierżawy w wysokości 3% wartości gruntu według wyceny.

f) Środki trwałe w budowie

Środki trwałe w budowie są wyceniane w wysokości ogółu kosztów pozostających w bezpośrednim związku z ich nabyciem lub wytworzeniem, w tym kosztów finansowych, pomniejszonych o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości. Do środków trwałych w budowie Jednostka Dominująca zalicza również gaz buforowy oraz gaz stanowiący pierwsze napełnienie gazociągów.
Środki trwałe w budowie nie są amortyzowane do momentu zakończenia ich budowy i oddania do użytkowania.

g) Inwestycje długoterminowe

- Inwestycje w nieruchomości

Grupa Kapitałowa nie prowadzi działalności inwestycyjnej mającej na celu pozyskiwanie korzyści ekonomicznych z obrotu nieruchomościami lub ich najmu.

- Inwestycje w jednostkach podporządkowanych

Inwestycje w jednostkach zależnych oraz w jednostkach stowarzyszonych, które nie podlegają konsolidacji, są wyceniane według ceny nabycia pomniejszonej o odpisy aktualizujące z tytułu trwałej utraty wartości.

- Inwestycje w pozostałych jednostkach

Inwestycje w pozostałych jednostkach są wyceniane według ceny nabycia pomniejszonej o odpisy aktualizujące z tytułu trwałej utraty wartości.

h) Inwestycje krótkoterminowe

Inwestycje krótkoterminowe wykazane w bilansie obejmują krótkoterminowe raty udzielonej pożyczki podmiotom powiązanym, wycenę instrumentów finansowych oraz środki pieniężne. Stosowane metody ewidencji przedstawiono w poszczególnych zasadach dotyczących każdej pozycji.

i) Amortyzacja środków trwałych działalności wydobywczej

Skapitalizowane koszty prac rozpoznawczych oraz próbnych odwiertów są umarzane przy zastosowaniu metody jednostki produkcyjnej. Stosunek faktycznej produkcji w danym okresie do przewidywanej, całkowitej produkcji danego obszaru wydobywczego wyznacza część umorzenia za dany okres.

j) *Remonty gazociągów*

Koszty związane z remontami gazociągów obciążają rachunek zysków i strat okresu w którym zostały poniesione.

k) *Zasoby*

Zasoby są udokumentowanymi zasobami ropy i gazu. Zasoby te zostały oszacowane przez wewnętrznych i zewnętrznych ekspertów Spółki. Jeżeli rozpoznane rezerwy okażą się mniejsze niż zakładano kalkulacja amortyzacji metodą jednostki produkcyjnej ulega zmianie. Amortyzacja zostaje rozłożona na nowy przewidywany okres eksploatacji danego złoża.
Oszacowana wielkość zasobów jest używana do szacunków zdyskontowanych przyszłych przychodów osiąganych z tych złóż w celu wyliczenia odpisu aktualizującego na trwałą utratę wartości oraz rezerwy na koszty likwidacji odwiertów.

l) *Aktywa finansowe*

Inne aktywa finansowe

Grupa rozpoznaje następujące kategorie aktywów finansowych:

a) kredyty i wierzytelności własne,
b) aktywa finansowe utrzymywane do upływu terminu zapadalności,
c) aktywa finansowe przeznaczone do obrotu,
d) aktywa finansowe dostępne do sprzedaży.

Wartość początkowa aktywów finansowych ustalona jest według kosztu (ceny nabycia), tj. w wartości godziwej uiszczonej zapłaty. Koszty transakcji zwiększają wartość początkową wszystkich aktywów finansowych. Zakupy i sprzedaż składników aktywów finansowych na rynku regulowanym są ujmowane na dzień rozliczenia transakcji. Grupa wycenia aktywa finansowe, łącznie z instrumentami pochodnymi, według wartości godziwej, nie potrącając kosztów transakcji, jakie mogą być poniesione przy sprzedaży lub innej formie zbycia aktywów finansowych. Wyjątek stanowią kredyty przez Grupę i wierzytelności własne, inwestycje utrzymywane do upływu terminu zapadalności, oraz wszelkie aktywa finansowe, które nie są notowane na aktywnym rynku oraz których wartości godziwej nie można wiarygodnie wycenić. Aktywa o ustalonym terminie zapadalności wyceniane są w wysokości zamortyzowanego kosztu (ceny nabycia) przy zastosowaniu metody efektywnej stopy procentowej. Aktywa bez ustalonego terminu zapadalności wyceniane są według kosztu (ceny nabycia).

Zmiany wartości godziwej aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej ujmowane są jako zysk lub strata netto okresu sprawozdawczego. Zmiany wartości bilansowej aktywów finansowych wycenianych według zamortyzowanego kosztu ujmowane są jako zysk lub strata netto okresu sprawozdawczego.

Wszystkie aktywa finansowe są poddawane weryfikacji pod kątem utraty wartości.

m) Udziały i akcje przeznaczone do sprzedaży

Akcje, udziały i inne papiery wartościowe (aktywa finansowe dostępne do sprzedaży) wykazuje się według wartości godziwych. Zmiany wartości godziwej są rozpoznawane w rachunku zysków i strat. Są one korygowane o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości.

n) Utrata wartości aktywów

Na każdy dzień bilansowy podmioty wchodzące w skład Grupy Kapitałowej oceniają, czy istnieją obiektywne dowody wskazujące na trwałą utratę wartości składnika bądź grupy aktywów. Jeśli dowody takie istnieją, Spółki ustalają szacowaną możliwą do odzyskania wartość składnika aktywów i dokonują odpisu aktualizującego z tytułu utraty wartości, w kwocie równej różnicy między wartością możliwą do odzyskania i wartością bilansową. Strata wynikająca z utraty wartości jest ujmowana w rachunku zysków i strat za bieżący okres. W przypadku, gdy uprzednio dokonano przeszacowania aktywów to strata pomniejsza wysokość kapitałów z przeszacowania a następnie jest odnoszona na rachunek zysków i strat bieżącego okresu.

W przypadku kapitalizowanych kosztów prac poszukiwawczych i rozpoznawczych oraz dla aktywów przemysłu wydobywczego gazu i ropy naftowej za ośrodek wypracowujący środki pieniężne uznaje się grupę środków trwałych tworzących jeden obszar wydobywczy.
Wartość możliwa do uzyskania z obszarów wydobywczych, zarówno produkcyjnych jak i w przygotowaniu, jest porównywana do szacowanych przyszłych zdyskontowanych przychodów netto możliwych do uzyskania z pozostałych szacowanych zasobów Jednostki Dominującej. Przyszłe przychody netto są szacowane przy użyciu poziomu cen, wysokości kosztów oraz kursów walutowych z końca roku. Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości ośrodka wypracowującego środki pieniężne ujmuje się w przypadku, gdy wartość ekonomiczna ośrodka jest niższa od jego wartości bilansowej.

W przypadku kapitalizowanych kosztów prac poszukiwawczych i rozpoznawczych oraz dla aktywów przemysłu wydobywczego gazu i ropy naftowej za ośrodek wypracowujący środki pieniężne uznaje się grupę środków trwałych tworzących jeden obszar wydobywczy.
Wartość możliwa do uzyskania z obszarów wydobywczych, zarówno produkcyjnych jak i w przygotowaniu, jest porównywana do szacowanych przyszłych zdyskontowanych przychodów netto możliwych do uzyskania z pozostałych szacowanych zasobów Jednostki Dominującej. Przyszłe przychody netto są szacowane przy użyciu poziomu cen, wysokości kosztów oraz kursów walutowych z końca roku. Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości ośrodka wypracowującego środki pieniężne ujmuje się w przypadku, gdy wartość ekonomiczna ośrodka jest niższa od jego wartości bilansowej.

o) Leasing

Jednostki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej są stroną umów leasingowych, na podstawie których przyjmuje do odpłatnego używania lub pobierania pożytków obce środki trwałe lub wartości niematerialne i prawne przez uzgodniony okres.
W przypadku umów leasingu finansowego, na mocy których następuje przeniesienie zasadniczo całego ryzyka i pożytków wynikających z tytułu posiadania aktywów będących przedmiotem umowy, przedmiot leasingu jest ujmowany w aktywach jako środek trwały według wartości bieżącej minimalnych opłat leasingowych ustalonej na dzień rozpoczęcia leasingu. Opłaty leasingowe są dzielone między koszty finansowe i spłatę salda zobowiązania w sposób umożliwiający uzyskanie stałej stopy odsetek w stosunku do pozostałego do spłaty zobowiązania. Koszty finansowe ujmowane są bezpośrednio w rachunku zysków i strat.
Środki trwałe używane na podstawie umów leasingu są amortyzowane przez przewidywany okres użytkowania.
Opłaty leasingowe z tytułu umów, które nie spełniają warunków umowy leasingu finansowego, ujmowane są jako koszty w rachunku zysków i strat przez okres trwania leasingu.

p) Zapasy

Zapasy są wyceniane według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia nie wyższych niż cena sprzedaży netto. Cena sprzedaży netto oparta jest o możliwą do uzyskania cenę sprzedaży bez podatku od towarów i usług i podatku akcyzowego, pomniejszoną o rabaty, upusty oraz koszty związane z przystosowaniem składnika majątku do sprzedaży i doprowadzenia transakcji do skutku.
W skład wykazywanych w bilansie zapasów materiałów wchodzą zapasy gazu oraz pozostałych materiałów. Zapas gazu wyceniany jest według średnioważonej ceny nabycia gazu z importu, rzeczywistego kosztu wytworzenia gazu pozyskiwanego ze źródeł krajowych oraz kosztów odazotowania.
Wycena gazu z importu odbywa się wg kursu zastosowanego w dokumencie SAD.
Jednostki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej tworzą odpisy aktualizujące na przestarzałe, nadmierne i wolnorotujące zapasy.

q) Należności krótko- i długoterminowe

Należności są wykazywane w kwocie wymaganej zapłaty pomniejszonej o odpisy aktualizujące. Wartość należności aktualizuje się uwzględniając stopień prawdopodobieństwa ich zapłaty.
Odpisy aktualizujące należności z tytułu dostaw gazu dla odbiorców drobnych, o małym zużyciu gazu, rozliczanych według grup taryfowych 1-4, kalkulowane są statystycznie. Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności w okresie roku. Na bazie analizy wyliczane są wskaźniki spłacalności, które służą ustaleniu odpisów według struktury wiekowej należności. Na należności przeterminowane powyżej 365 dni, a także na wszystkie zarachowane odsetki tworzony jest odpis aktualizujący w wysokości 100 %. Odpisy aktualizujące z tytułu dostaw gazu dla klientów z grup taryfowych 5-7 tworzone są na należności przeterminowane powyżej 90 dni. Odpisy te są kalkulowane indywidualnie, w oparciu o wiedzę o sytuacji finansowej dłużników.

Odpisy aktualizujące wartość należności zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub do kosztów finansowych - zależnie od rodzaju należności, której dotyczy odpis aktualizujący.
Spisanie lub umorzenie należności z powodu przedawnienia lub nieściągalności powoduje zmniejszenie odpisów aktualizujących utworzonych uprzednio dla tych należności.
Należności umorzone lub spisane z powodu przedawnienia lub nieściągalności, od których nie dokonano odpisów aktualizujących ich wartość lub dokonano odpisów w niepełnej wysokości, zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych.

r) *Papiery wartościowe trzymane do terminu wymagalności*

Papiery wartościowe trzymane do terminu wymagalności wykazuje się według zamortyzowanego kosztu.

s) *Środki pieniężne*

Środki pieniężne obejmują gotówkę w banku i w kasie oraz lokaty krótkoterminowe o pierwotnym okresie zapadalności nie dłuższym niż trzy miesiące, obarczone niskim ryzykiem utraty wartości. Wyceniane są według wartości nominalnej.

t) *Rezerwy*

Rezerwy są tworzone w przypadku, kiedy w następstwie przeszłych zdarzeń powstaje potencjalne, możliwe do oszacowania zobowiązanie (obowiązek prawny lub obowiązek zwyczajowy), które w przyszłości może z dużym prawdopodobieństwem spowodować wypływ ze Spółki aktywów generujących korzyści ekonomiczne. Wysokość utworzonych rezerw jest weryfikowana na dzień bilansowy w celu ich skorygowania do wysokości bieżącej prognozy. W przypadku, gdy wpływ zmian wartości pieniądza w czasie jest istotny, wysokość rezerwy ustalana jest na poziomie bieżącej wartości spodziewanych przyszłych wydatków koniecznych do uregulowania zobowiązania, zaś stopą dyskontową jest w tym przypadku oszacowana stopa zwrotu z lokat wolnych od ryzyka.

W przypadku gdy rezerwy dotyczą aktywów związanych z wydobyciem początkowa wartość rezerwy zwiększa wartość odpowiedniego środka trwałego. Późniejsze korekty wysokości rezerwy będące skutkiem zmian szacunków są również traktowane jako korekta wartości środka trwałego.

u) *Rezerwa na koszt niewykorzystanych urlopów*

Pracownikom Spółek Grupy Kapitałowej przysługuje prawo do urlopów na warunkach określonych w przepisach Kodeksu Pracy. Spółki uznają koszt urlopów pracowniczych na bazie memoriałowej. Zobowiązanie z tytułu urlopów pracowniczych ustalane jest w oparciu o szacunkowy koszt niewykorzystanych dni urlopowych na koniec roku obrotowego.

v) *Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne*

Jednostki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej prowadzą program wypłaty nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych. Wypłaty z powyższych tytułów programu odpisywane są w koszty rachunku zysków i strat w sposób umożliwiający rozłożenie kosztów nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych na cały okres zatrudnienia pracowników w poszczególnych spółkach. Koszty z tytułu ww. świadczeń są ustalane aktuarialną metodą wyceny prognozowanych uprawnień jednostkowych.

w) *Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych*

Spółki Grupy Kapitałowej tworzą rezerwę na wypłatę osłon socjalnych wypłacaną pracownikom zwalnianym w związku z realizacją programu restrukturyzacji zatrudnienia. Rezerwa ta wyliczona jest w oparciu o planowaną redukcję zatrudnienia oraz kwoty jednorazowych wypłat odpraw osłonowych.

x) *Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów*

Rezerwa ta wyliczona jest oparciu o koszt stanowiący średni koszt likwidacji odwiertów w poszczególnych zakładach wydobywczych w ciągu ostatnich trzech lat, skorygowany o prognozowany wskaźnik wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych oraz zmianę wartości pieniądza w czasie. Uwzględnienie trzyletniego horyzontu czasowego wiąże się ze zróżnicowaniem ilości likwidowanych odwiertów a ich kosztu likwidacji w poszczególnych latach.

y) *Deputat gazowy dla byłych pracowników*

Spółka jest zobowiązana do wypłacania deputatu gazowego dla byłych pracowników zatrudnionych do końca 1995 roku. Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zawiera rezerwę na przyszłe koszty z tytułu wypłat tych świadczeń. Wysokość rezerwy na koszty deputatów jest ustalona zgodnie z zasadami wyceny aktuarialnej stosowanej do wyliczenia rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne. Wypłaty deputatów odpisywane są w koszty rachunku zysków i strat.

z) *Zobowiązania finansowe*

W momencie początkowego ujęcia, zobowiązania finansowe są ujmowane według kosztu, stanowiącego wartość otrzymanych środków pieniężnych i obejmującego koszty uzyskania. Następnie, wszystkie zobowiązania finansowe, z wyjątkiem zobowiązań przeznaczonych do obrotu, są wyceniane według skorygowanej ceny nabycia (zamortyzowanego kosztu), przy zastosowaniu efektywnej stopy procentowej.

Zobowiązania przeznaczone do obrotu są wyceniane według wartości godziwej. Zysk lub strata z tytułu przeszacowania do wartości godziwej są ujmowane w rachunku zysków i strat bieżącego okresu.

aa) Fundusze specjalne

Na fundusze specjalne składa się Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych (ZFŚS) i Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego.
Fundusz socjalny jest tworzony z dobrowolnych odpisów z zysku netto i obowiązkowych odpisów. Obowiązkowe odpisy są tworzone przez pracodawcę zgodnie ze wzorem określonym w prawie, który uwzględnia liczbę zatrudnionych i miesięczną minimalną płacę w Polsce. W niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym odpisy te traktowane są jako koszt. Fundusz socjalny może być wykorzystany tylko na świadczenia dla pracowników.
Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego tworzony jest na podstawie Ustawy z dnia 27 lipca 2001 roku o zmianie ustawy Prawo Geologiczne i Górnicze. Odpisy na fundusz dokonywane są w korespondencji z pozostałymi kosztami operacyjnymi.

bb) Rozliczenia międzyokresowe

Spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej dokonują czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów, jeżeli dotyczą one przyszłych okresów sprawozdawczych.
Bierne rozliczenia międzyokresowe kosztów dokonywane są w wysokości prawdopodobnych zobowiązań przypadających na bieżący okres sprawozdawczy.
Jednostki Grupy Kapitałowej rozpoznają rozliczenia międzyokresowe przychodów w celu zaliczenia tych przychodów do przyszłych okresów sprawozdawczych, w momencie, kiedy przychody te zostaną zrealizowane.
Do rozliczeń międzyokresowych przychodów Jednostka Dominująca oraz Spółki Gazownictwa zaliczają nieodpłatnie przyjętą infrastrukturę gazową (przyjmowana do roku 1998) oraz opłatę przyłączeniową. Przychody z tych tytułów realizowane są wraz z dokonywanymi odpisami amortyzacyjnymi od powyższych przyłączy.

cc) Przychody

Przychody ze sprzedaży są rozpoznawane w momencie kiedy jest prawdopodobne, iż Spółka będzie w posiadaniu korzyści ekonomicznych związanych z transakcją oraz wartość przychodu może być wiarygodnie oceniona. Przychód jest rozpoznawany w wartości pomniejszonej o podatek i upusty w momencie przeniesienia ryzyk i korzyści na kupującego. Niezafakturowana sprzedaż gazu jest rozpoznawana w oparciu o szacunek ilości gazu dostarczonego w okresie sprawozdawczym.

dd) Dotacje rządowe

Jeżeli istnieje uzasadniona pewność, że dotacja zostanie uzyskana oraz spełnione zostaną wszystkie związane z nią warunki, wówczas dotacje państwowe są ujmowane według ich wartości godziwej. Grupa Kapitałowa nie otrzymuje dotacji rządowych.

ee) Kredyty bankowe i pożyczki

W momencie początkowego ujęcia, kredyty bankowe i pożyczki są ujmowane według kosztu, stanowiącego wartość otrzymanych środków pieniężnych i obejmującego koszty uzyskania kredytu/pożyczki. Następnie, wszystkie kredyty

bankowe i pożyczki są wyceniane według skorygowanej ceny nabycia (zamortyzowanego kosztu), przy zastosowaniu efektywnej stopy procentowej.
Zobowiązania przeznaczone do obrotu są wyceniane według wartości godziwej. Zysk lub strata z tytułu przeszacowania do wartości godziwej są ujmowane w rachunku zysków i strat bieżącego okresu.

ff) Transakcje w walutach obcych

Transakcje przeprowadzone w walutach obcych są księgowane po przeliczeniu na walutę polską przy zastosowaniu kursu obowiązującego w dniu zawarcia transakcji, w przypadku zakupu gazu transakcje te wyceniane są według kursu waluty z dokumentu SAD z dnia odprawy celnej.
Na dzień bilansowy aktywa i pasywa wyrażone w walutach innych niż polski złoty są przeliczane na złote polskie przy zastosowaniu średniego kursu NBP ustalonego na ten dzień. Powstałe z przeliczenia różnice kursowe ujmowane są w odpowiednio w pozycji przychodów lub kosztów finansowych.
Dla potrzeb wyceny na dzień 31 grudnia 2003 roku przyjęte zostały średnie kursy walut ustalone przez Narodowy Bank Polski i ogłoszone w dniu 31 grudnia 2003 roku w Tabeli Nr 253/A/NBP/2003:
1 USD 3,7405 zł
1 EUR 4,7170 zł
1 GBP 6,6686 zł

gg) Podatek dochodowy

Bieżące zobowiązania z tytułu podatku dochodowego od osób prawnych są naliczane zgodnie z obowiązującymi przepisami podatkowymi.

hh) Odroczony podatek dochodowy

Jednostki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej dokonują wyceny aktywa i pasywa z tytułu podatku odroczonego ujmując w sprawozdaniu zarówno saldo aktywa jak i rezerwę z tytułu podatku odroczonego. Za podstawę do wyliczenia odroczonego podatku dochodowego Spółki przyjmują zestawienie wszystkich ujemnych i dodatnich tytułów różniących wynik finansowy i podatkowy.
Składnik aktywów z tytułu podatku odroczonego ujmowany jest w odniesieniu do wszystkich ujemnych różnic przejściowych, niewykorzystanych strat podatkowych przeniesionych na następne lata, w takiej wysokości, w jakiej jest prawdopodobne, że zostanie osiągnięty dochód do opodatkowania, który pozwoli wykorzystać ww. różnice i straty.

Wartość bilansowa składnika aktywów z tytułu odroczonego podatku jest weryfikowana na każdy dzień sprawozdawczy i ulega stosownemu obniżeniu o tyle, o ile przestało być prawdopodobne osiągnięcie dochodu do opodatkowania wystarczającego do częściowego lub całkowitego zrealizowania składnika aktywów z tytułu odroczonego podatku.
Aktywo z tytułu odroczonego podatku oraz rezerwa na podatek odroczony wyceniane są z zastosowaniem stawek podatkowych, które według przewidywań

będą obowiązywać w okresie, gdy składnik aktywów zostanie zrealizowany lub rezerwa rozwiązana.
Aktywo i rezerwa z tytułu podatku odroczonego są prezentowane oddzielnie w odpowiednich pozycjach bilansu.

ii) Różnice z przeliczenia

Podczas przeliczania danych ze sprawozdań finansowych zagranicznych oddziałów przyjęto, w odniesieniu do aktywów i pasywów, kurs wymiany walut z końca roku oraz – w odniesieniu do kosztów i przychodów – średni kurs z danego okresu. Różnice kursowe wynikające z przyjętej metodologii są klasyfikowane w kapitałach jako różnice z przeliczenia.

jj) Instrumenty pochodne

Grupa zawiera transakcje dotyczące instrumentów pochodnych takich jak swap, walutowe kontrakty forward oraz opcje, walutowe strategie opcyjne i cross currency interest rate swap, w celu zabezpieczenia przed ryzykiem wynikającym z wahań kursów walut oraz zmian stóp procentowych mających wpływ na pewne aktywa, zobowiązania i transakcje w walutach obcych. Główną przyczyną zawierania transakcji na instrumentach pochodnych jest zabezpieczenie przed ryzykiem stóp procentowych i ryzykiem walutowym.

Wartość instrumentów pochodnych nie stanowiących instrumentów zabezpieczających jest korygowana do wartości godziwej poprzez rachunek zysków i strat. Jeżeli instrument pochodny jest instrumentem zabezpieczającym – w zależności od rodzaju zabezpieczenia – zmiany w wartości godziwej takich instrumentów są albo kompensowane zmianami wartości godziwych aktywów, pasywów lub uprawdopodobnionych przyszłych zobowiązań poprzez rachunek zysków i strat, albo ujmowane jako osobny składnik kapitału własnego do czasu, kiedy zabezpieczona pozycja zostanie ujęta w rachunku zysków i strat. Zmiana wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego dotycząca nieefektywnej części zabezpieczenia wyznaczonego na instrument zabezpieczający jest zaliczona do rachunku zysków i strat.

Zabezpieczenia stosowane przez Spółkę nie spełniają kryteriów pozwalających na zastosowanie specjalnych zasad rachunkowości dotyczących zabezpieczeń. W związku z tym, zyski i straty powstałe z tytułu zmian w wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego są ujmowane w rachunku zysków i strat za okres obrotowy.

Wartość godziwa walutowych transakcji terminowych typu forward jest obliczana na podstawie kursu wymiany przewidywanego na dzień bilansowy dla transakcji typu forward o podobnym profilu wymagalności.

Wartość godziwa transakcji zamiany (swap) stóp procentowych jest określona na podstawie zdyskontowanych przepływów środków pieniężnych do wygaśnięcia transakcji.

kk) Ujemna wartość firmy

Ujemna wartość firmy stanowi nadwyżkę wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania aktywów netto jednostki zależnej lub stowarzyszonej na dzień przejęcia, nad ceną nabycia. W przypadku, gdy dotyczy ona zidentyfikowanych przyszłych strat nabytej jednostki zależnej lub stowarzyszonej, jest ona odraczana w bilansie i ujmowana w przychodach w momencie wystąpienia strat.
W przypadku, gdy ujemna wartość firmy nie dotyczy zidentyfikowanych przyszłych strat, kwota nie przekraczająca wartości umarzalnych środków trwałych jest w bilansie odraczana i ujmowana jako przychód w tych samych okresach, co ich amortyzacja. Nadwyżka ujemnej wartości firmy ponad wartość środków trwałych jest ujmowana w pozostałych przychodach operacyjnych w okresie, w którym miało miejsce przejęcie. Od wartości firmy dokonywane są odpisy amortyzacyjne przez okres 5 lat.

ll) Kapitały własne udziałowców mniejszościowych

Kapitały własne udziałowców mniejszościowych stanowią tę część wyników netto uzyskanych z działalności oraz aktywów netto spółki zależnej, które nie znajdują się w posiadaniu, bezpośrednio lub pośrednio, jednostki dominującej. Kapitały własne udziałowców mniejszościowych są rozpoznawane w momencie nabycia jako ta część wartości bilansowej możliwych do zidentyfikowania aktywów netto spółki zależnej istniejących w momencie nabycia, która przypada na udziałowców mniejszościowych.

7) Zmiana zasad rachunkowości

W 2003 roku nie wprowadzono zmian zasad rachunkowości, które miałby znaczący wpływ na dane zawarte w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym sporządzonym zgodnie z MSSF.

8) Informacja o segmentach działalności

a) Segmenty działalności

Przyjęto, że podstawowym podziałem na segmenty działalności jest podział wg segmentów branżowych. Grupa PGNiG S.A. prowadzi działalność w trzech, następujących segmentach:

- wydobycie i produkcja
- przesył i dystrybucja
- pozostałe

Aktywa segmentu obejmują wszystkie aktywa operacyjne wykorzystywane przez segment na które składają się głównie - gotówka, należności, zapasy, środki trwałe w wartości pomniejszonej o odpisy aktualizujące. Podczas gdy większość aktywów może być bezpośrednio przyporządkowana do poszczególnych segmentów, wartość aktywów użytkowanych przez dwa lub więcej segmentów alokowana jest do

poszczególnych segmentów na podstawie stopnia wykorzystania tych aktywów przez odpowiednie segmenty.

Zobowiązania segmentu obejmują wszelkie zobowiązania operacyjne, głównie zobowiązania handlowe, zobowiązania z tytułu wynagrodzeń i podatków, zarówno wymagalne jak i naliczone. Zarówno aktywa jak i zobowiązania segmentu nie obejmują podatku odroczonego.

Transakcje wewnętrzne w ramach segmentu zostały wyeliminowane.

Wszystkie transakcje pomiędzy segmentami realizowane są na podstawie wewnętrznie ustalonych cen.

Dane finansowe dotyczące działalności poszczególnych segmentów zostały przedstawione w tabeli 2.

b) Informacje o działalności segmentów w ujęciu geograficznym.

Grupa realizuje około 96% przychodów na terytorium Polski.

9) Rzeczowy majątek trwały

Rzeczowy majątek trwały przedstawia tabela 3, natomiast zmiany wartości środków trwałych zostały zaprezentowane w tabeli 4.

Rzeczowy majątek trwały użytkowany na podstawie leasingu finansowego obejmuje budynki i budowle, urządzenia techniczne i maszyny, środki transportu oraz inne środki trwałe. Wartość środków trwałych używanych na podstawie leasingu finansowego zaprezentowana została w tabeli 5.

Tabela 6 przedstawia inwestycje w toku w podziale na zadania inwestycyjne.

10) Wartości niematerialne i prawne

Tabela 7 przedstawia wartości niematerialne i prawne natomiast tabela 8 pokazuje zmiany ich wartości.

11) Finansowy majątek trwały

Finansowy majątek trwały został przedstawiony w tabeli 9.

12) Akcje i udziały w jednostkach konsolidowanych metodą praw własności

W tabeli 10 zostały przedstawione akcje i udziały jednostek stowarzyszonych i współzależnej prezentowanych metodą praw własności.

SGT EUROPOL GAZ S.A. jest spółką współzależną PGNiG S.A. Zarząd Spółki Dominującej uważa, że nie istnieją żadne ograniczenia, które wyłączałyby swobodne dysponowanie aktywami spółki, dlatego wycena inwestycji w SGT EUROPOLGAZ S.A. dokonywana jest metodą praw własności z uwzględnieniem odpisów aktualizujących z tytułu trwałej utraty wartości.

Do roku 2001 wartość inwestycji w spółce SGT EUROPOL GAZ S.A. w sprawozdaniu skonsolidowanym Grupy prezentowana była w wartości zerowej po dokonaniu w 100% odpisu aktualizującego wartość akcji. Wynikało to z braku zatwierdzonych sprawozdań EUROPOL GAZ S.A. na daty sporządzenia skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy Kapitałowej oraz ponoszenia przez EUROPOL GAZ S.A. istotnych strat w okresach, za które dane finansowe jednostki współzależnej podlegały konsolidacji. W sprawozdaniu finansowym za rok 2002 wartość inwestycji była wyceniona metodą praw własności z uwzględnieniem odpisu aktualizującego do wysokości wartości udziałów w cenie nabycia.

Jednostka Dominująca dokonała szacunku udziału w kapitałach własnych EuRoPol Gaz S.A. opierając się na wartości tych kapitałów wynikających ze zbadanego sprawozdania finansowego EuRoPol Gaz S.A. na dzień 31 grudnia 2003 skorygowanego o różnice stosowanych w Grupie zasad rachunkowości oraz wyniki na transakcjach wewnątrz Grupy. Różnice zasad rachunkowości dotyczyły ujęcia kosztów odsetek w wartości netto środków trwałych. Grupa, stosuje podejście wzorcowe ujmowania kosztów finansowania (MSR 23), w którym wartości początkowa środków trwałych nie obejmuje kosztów finansowania. Następnie Zarząd przeprowadził analizę pod kątem trwałej utraty wartości wycenianych akcji EuRoPol Gaz S.A.. stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych opierając wyliczenia na danych zawartych w planie finansowym EUROPOL GAZ S.A. na lata 2004 – 2019. Zdyskontowane przepływy obejmują wszystkie przepływy gotówkowe generowane przez EUROPOL GAZ S.A., w tym również przepływy związane z obsługą oprocentowanych obcych źródeł finansowania (koszty odsetkowe oraz spłatę kapitału kredytów i pożyczek). Na dzień 31 grudnia 2003 roku, używając metody praw własności, Jednostka Dominująca wyliczyła wartość udziału w kapitale własnym spółki współzależnej w wysokości 425 milionów PLN.
Wyniki przeprowadzonych testów na trwałą utratę wartości wykazują znaczne różnice w zależności od przyjętych założeń.
Założenia przyjęte do wyceny wartości akcji zawierają, z przyczyn od Spółki niezależnych, duży element niepewności wynikający przede wszystkim z dużych zmian kursów walut obcych, polityki taryfowej, a także niepewności, co do rozstrzygnięcia sporu z jednym z akcjonariuszy, który toczy się przed Sądem Arbitrażowym w Moskwie.
Biorąc pod uwagę powyższe, oraz zastrzeżenie audytora w opinii do sprawozdania finansowego EUROPOL GAZ S.A. odnośnie niepewności, co do poprawności części wykazanych w sprawozdaniu finansowym przychodów ze sprzedaży, przychodów finansowych oraz należności z tytułu dostaw i usług od jednego z akcjonariuszy, Zarząd Spółki zadecydował się na dokonanie odpisu aktualizującego wartość inwestycji w EUROPOL GAZ S.A. co prezentuje tabela 36 b.

13) Pozostałe aktywa długoterminowe

Pozostałe aktywa długoterminowe zawierają udzielone pożyczki i należności długoterminowe. Aktywa te wykazane są w bilansie według wartości bieżącej netto. Pozostałe aktywa długoterminowe prezentuje tabela 11, natomiast w tabeli 12 zostały przedstawione odpisy aktualizujące aktywa długoterminowe.

14) Zapasy

Zapasy prezentuje tabela 13.

Odpisy aktualizujące wartość zapasów do ceny sprzedaży netto wyniosły 7 milionów PLN oraz 9 milionów PLN odpowiednio na 31 grudnia 2003 oraz 2002 roku.

Na dzień 31 grudnia 2003 i 2002 roku zapasy o wartości odpowiednio 6 milionów PLN oraz 5 milionów PLN stanowiły zabezpieczenie zobowiązań Grupy PGNiG S.A.

15) Należności

Stan należności prezentuje tabela 14, natomiast odpisy aktualizujące należności wątpliwe tabela 14a.

Należności na 31 grudnia 2003 oraz 2002 roku obejmują należności denominowane w walutach obcych w wysokości odpowiednio 38 miliony PLN oraz 36 milionów PLN. Należności z tytułu dostaw i usług wynikają głównie ze sprzedaży gazu oraz usług przesyłowych i dystrybucyjnych.

16) Krótkoterminowe papiery wartościowe

Krótkoterminowe papiery wartościowe prezentuje tabela 15.

17) Pozostałe aktywa krótkoterminowe

Pozostałe aktywa krótkoterminowe w tym rozliczenia międzyokresowe czynne prezentuje tabela 16.

18) Środki pieniężne

Pozycje składające się na środki pieniężne prezentuje tabela 17 natomiast środki pieniężne w podziale na waluty tabela 18.

Spółki Grupy PGNiG S.A. lokują środki pieniężne w renomowanych polskich i międzynarodowych bankach, w efekcie wystąpienie koncentracji ryzyka związanego z lokowaniem środków pieniężnych jest ograniczone.

19) Kapitał własny

Kapitał akcyjny na 31 grudnia 2003 roku reprezentowany jest przez kapitał akcyjny Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. i wynosi 5.000 milionów PLN.

Podzielony jest na 5.000.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 PLN każda. Wszystkie akcje zostały objęte przez Skarb Państwa.

Jednostka Dominująca może wypłacać dywidendę (zgodnie z prawem polskim) w kwocie nie przekraczającej zysku za ostatni rok obrotowy, powiększonego o niepodzielone zyski z lat ubiegłych oraz o kwoty przeniesione z utworzonych z zysku kapitałów zapasowego i rezerwowych. Na dzień 31 grudnia 2003 roku, zgodnie z polskim prawem, Jednostka Dominująca wykazała w jednostkowym sprawozdaniu finansowym 688 milionów kapitałów rezerwowych podlegających podziałowi.

W roku 2003 zysk finansowy netto Grupy Kapitałowej według PSR wyniósł 611 milionów PLN. Wykaz korekt do skonsolidowanego sprawozdania finansowego przygotowanego zgodnie z PSR jest prezentowany w Tabeli 42.

20) Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych

Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych obejmuje część aktywów netto podmiotów zależnych, które nie są w sposób bezpośredni lub pośredni własnością Spółki.

Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych i jego zmiany prezentuje tabela 19.

21) Kredyty, pożyczki i papiery wartościowe

Wartość kredytów, pożyczek i papierów wartościowych przedstawia tabela 20 natomiast zapadalność na dzień 31 grudnia 2003 oraz 2002 roku przedstawia tabela 21.

a) Kredyty bankowe w podziale na waluty

Kredyty bankowe w podziale na waluty przedstawia tabela 21a., natomiast oprocentowanie kredytów w podziale na poszczególne waluty przedstawiają tabele 21a.i, 21a.ii, 21a.iii, 21a.iv.

Umowy kredytowe zawarte przez PGNiG S.A. zobowiązują Spółkę do utrzymania wskaźników finansowych na określonym poziomie. Wymagane warunki do spełnienia przedstawia tabela 44. Zapisy takie znajdują się w umowach kredytowych podpisanych z ABN AMRO Bank N.V., Credit Suisse First Boston International, Bankiem Handlowym w Warszawie S.A., Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited oraz w umowie Powierniczej zawartej w związku z emisją euroobligacji. Obowiązek kształtowania wskaźników finansowych na określonym poziomie został również zawarty z bankiem Światowym, jednakże kredyt ten został ostatecznie spłacony 20 sierpnia 2003 roku. Wcześniej tj. 17 stycznia 2003 roku dokonano również spłaty kredytu Sociate Generale.

Na dzień 31 grudnia 2003 roku wskaźniki wyliczone zgodnie z poszczególnymi obowiązującymi umowami kredytowymi z bankami są spełnione.

b) Obligacje

W październiku 2001 roku zostały wyemitowane obligacje PGNiG S.A. Emitentem obligacji jest spółka PGNiG Finance B.V. (spółka w 100% zależna od PGNiG S.A.), PGNiG S.A. jest gwarantem emisji obligacji.

Na mocy umowy pożyczki z dnia 30 października 2001 roku zawartej pomiędzy PGNiG S.A. a PGNiG Finance B.V., PGNiG Finance B.V. odpożyczyła środki uzyskane z emisji obligacji spółce PGNiG S.A. Termin spłaty pożyczki został ustalony w dacie wykupu obligacji. Wykup obligacji został ustalony na dzień 30 października 2006 roku.

W październiku 2002 roku Spółka PGNiG S.A. dokonała wykupu części obligacji na wartość 354,9 milionów PLN (100 milionów EURO). We wrześniu 2003 roku w ramach wykupu II transzy euroobligacji w wysokości 94 miliony PLN (21,3 milionów EURO) zadłużenie z tytułu kwoty głównej zmniejszyło się do kwoty 678,7 milionów EURO i na dzień 31 grudnia 2003 roku wyniosło 3.201,4 milionów PLN (678,7 milionów EURO), zaś wartość naliczonych odsetek na dzień bilansowy wyniosła 36,9 milionów PLN (7,8 milionów EURO)

Warunki emisji obligacji nakładają na Spółkę, jako gwaranta emisji obligacji, szereg zobowiązań finansowych, które okresowo powinny być sprawdzane, odpowiednie współczynniki wyliczane i prezentowane obligatariuszom.

Na podstawie dokonanych wyliczeń Spółka spełnia wszystkie współczynniki. Jednakże w związku z wbudowaną w emisję obligacji opcję „put" pozwalającą obligotariuszom na żądanie przedterminowego wykupu długu w razie utraty przez Spółkę tzw. „ratingu inwestycyjnego" firma postanowiła wyeliminować potencjalne ryzyko utraty płynności poprzez podpisanie umowy na linię kredytową, która mogłaby być wykorzystana w razie zaistnienia takiego przypadku. W dniu 12 grudnia 2003 roku konsorcjum banków przyznało linię kredytową w wysokości 600 mln EURO z przeznaczeniem na ewentualne zaspokojenie roszczeń posiadaczy euroobligacji w przypadku zaistnienia warunków uruchamiających opcję „put" lub na przedterminowy wykup emisji.

Zarząd Jednostki Dominującej upewnił się w sposób pośredni, że wydzielenie z dniem 1 stycznia 2003 roku spółek gazowniczych nie stanowi złamania umowy Euroobligacji. Umowa emisji obligacji zawiera warunki dotyczące "dozwolonej reorganizacji" i "późniejszej reorganizacji". Zarząd PGNiG S.A. uważa, że wydzielenie spółek gazowych zgodne jest z definicją "późniejszej reorganizacji". Na tej podstawie Zarząd, zawiadomił Powiernika Obligacji o zamierzonym przeniesieniu majątku do spółek zależnych w przewidzianym umową terminie. Każda ze spółek gazownictwa została gwarantem zobowiązań Emitenta wynikających z Obligacji. Powiernik był zaangażowany w proces negocjowania gwarancji i był jednym z jej sygnatariuszy.

22) Rezerwy

Tabela 22 przedstawia stan rezerw na 31 grudnia 2003 i 2002 roku. Tabela 23 prezentuje zmiany stanu rezerw w podziale na tytuły.

Zmiany stanu rezerwy na koszty likwidacji odwiertów przedstawia tabela 24.

Strukturę rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne przedstawia tabela 25.

Zmiany stanu rezerwy na nagrody jubileuszowe przedstawia tabela 26.

Zmiany stanu rezerw na odprawy emerytalne przedstawia tabela 27.

23) Podatek dochodowy

Wartość podatku dochodowego prezentuje tabela 28.

Grupa Kapitałowa PGNiG S.A. nie stanowi grupy podatkowej według polskich przepisów. Każdy z podmiotów wchodzących w jej skład jest oddzielnym podatnikiem.
Zgodnie z polskimi przepisami podatkowymi, stawki podatku dochodowego w latach 2002 i 2003 wynosiły odpowiednio 28% oraz 27%.

Różnicę pomiędzy kwotą podatku wykazanego w rachunku zysków i strat a kwotą obliczoną według stawki od zysku przed opodatkowaniem przedstawia tabela 29.

Rezerwa netto na podatek odroczony na dzień 31 grudnia 2003 i 2002 roku oraz pozycje, które na nią wpływają prezentuje tabela 30.

Salda aktywa i pasywa z tytułu podatku odroczonego prezentowane w sprawozdaniu finansowym są pomniejszone o korektę wyceny dla różnic przejściowych, których realizacja dla celów podatkowych może nie być uprawdopodobniona.

24) Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe bierne

Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe bierne prezentuje tabela 31.

25) Rozliczenia międzyokresowe przychodów

Rozliczenia międzyokresowe przychodów prezentuje tabela 32.

26) Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży prezentuje tabela 33.

27) Świadczenia dla pracowników

Świadczenia dla pracowników prezentuje tabela 34.

28) Pozostałe koszty operacyjne, netto

Pozostałe koszty operacyjne, netto prezentuje tabela 35.

29) Odsetki i pozostałe przychody i koszty finansowe, netto

Odsetki i pozostałe przychody i koszty finansowe, netto prezentuje tabela 36.

Natomiast w tabeli 36a zostały zaprezentowane zyski (straty) na inwestycjach.

30) Zobowiązania finansowe

Zobowiązania finansowe i zobowiązania nie ujęte w bilansie prezentuje tabela 37.

a) Leasing finansowy (wykazany w zobowiązaniach)

Tabela 37a przedstawia zapadalność zobowiązań z tytułu leasingu finansowego.
Spółka zawarła umowy leasingu finansowego sieci przesyłu gazu. Zobowiązania z tytułu umów leasingowych są denominowane w polskich złotych (PLN). Umowy leasingu zawarte są na okresy od 9 do 12 lat. Spółka ma prawo nabycia leasingowanych aktywów po zakończeniu umów leasingu. Spółka rozpoznała w księgach początkową wartość środków trwałych będących przedmiotem leasingu oraz zobowiązań z tytułu leasingu w wartości bieżącej przyszłych minimalnych płatności leasingowych. Przyszłe minimalne płatności leasingowe zostały zdyskontowane według stop z przedziału od 9,45% do 20,85%, które odpowiadają szacunkowej wysokości oprocentowania płaconej przez Spółkę w dniu zawarcia umowy leasingu. Zobowiązania z tytułu leasingu są przedstawione w bilansie w wysokości zamortyzowanego kosztu.

b) Leasing operacyjny (nie ujęty w zobowiązaniach)

Leasing operacyjny (nie ujęty w zobowiązaniach) prezentuje Tabela 37b.

c) Zobowiązania z tytułu zakupów (nie ujęte w zobowiązaniach)

Tabela 37c prezentuje zobowiązania z tytułu zakupów, nie ujęte w zobowiązaniach.

31) Obowiązkowa wypłata z zysku

Spółka, podobnie jak inne jednoosobowe spółki Skarbu Państwa, których 100% akcji jest własnością Skarbu Państwa, jest zobowiązana do dokonywania wypłat z zysku. Podstawę kalkulacji kwoty wypłaty stanowi jednostkowe sprawozdanie finansowe Spółki sporządzone zgodnie z PSR. Kwota wypłaty z zysku wynosi 15% zysku netto uzyskanego w danym roku obrotowym.

32) Transakcje z podmiotami powiązanymi

Od momentu powstania Spółki do końca 2003 roku jedynym właścicielem Spółki jest Skarb Państwa. Transakcje pomiędzy Grupą PGNiG S.A. a Skarbem Państwa i innymi organizacjami rządowymi były zawierane na warunkach rynkowych.
Transakcje z jednostkami stowarzyszonymi i nie konsolidowanymi jednostkami zależnymi prezentuje tabela 38.

33) Instrumenty pochodne

W roku 2003 Spółka zawarła szereg transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe oraz ryzyko stopy procentowej. Wszystkie zawarte transakcje mają charakter zabezpieczający, co oznacza że są wskazane konkretne zobowiązania, których wartość ma być za pomocą tych transakcji zabezpieczana (kredyty w walutach obcych EUR, USD, których oprocentowanie oparte jest na zmiennych stopach procentowych - Wibor, Libor, Euribor oraz płatności handlowe, wynikające z zawartych umów dotyczących dostaw gazu).
Na dzień 31 grudnia 2003 roku, spółka PGNiG S.A. była stroną transakcji zamiany stóp procentowych w odniesieniu do kredytów udzielonych przez: ABN Amro Konsorcjum (teoretyczna kwota 180 milionów EURO) oraz PGNiG Finance BV (teoretyczna kwota 800 milionów EURO). W ramach powyższej umowy swap odsetki zmienne oparte o Euribor, zostały zastąpione odsetkami stałymi. W ramach swap przez połowę okresu pożyczki odsetki wg stałej stopy w EURO zostały zastąpione odsetkami wg stałej stopy w złotych, a przez pozostałą część okresu, odsetki zostały zastąpione w 50% przez odsetki wg zmiennej stopy w złotych i w 50% wg stałej stopy w złotych.

Na dzień 31 grudnia 2003 roku, PGNiG S.A. była stroną transakcji typu forward i cross currency swap, które zostały zawarte w celu zabezpieczenia spłat rat kapitałowych zobowiązań kredytowych.

Kredyty zabezpieczone na koniec 2003 roku:

- kredyt konsorcjalny zorganizowany przez ABN Amro Bank – zabezpieczono łącznie 72 mln EURO z rat kapitałowych przypadających do spłacenia na dzień sporządzenia informacji (strona transakcji ABN Amro Bank)
- kredyt konsorcjalny zorganizowany przez ABN Amro Bank – zabezpieczono łącznie 36 mln EURO z dwóch ostatnich rat kapitałowych kredytu (strona transakcji CSFB),
- kredyt konsorcjalny zorganizowany przez ABN Amro Bank – zabezpieczono 10 mln EURO raty kapitałowej na 14 lutego 2004 roku (strona transakcji BH),
- kredyt konsorcjalny zorganizowany przez ABN Amro Bank – zabezpieczono 5 mln EURO raty kapitałowej na 14 lutego 2004 roku (strona transakcji SG),
- kredyt konsorcjalny zorganizowany przez ABN Amro Bank – zabezpieczono 3 mln EURO raty na kapitałowej na 14 lutego 2004 roku (strona transakcji DB),
- dwie transze kredytu udzielonego przez CSFB – zabezpieczono łącznie 175 mln USD z rat kapitałowych przypadających do spłacenia na dzień sporządzenia informacji (strona transakcji CSFB),
- pożyczka od PGNiG Finance BV – zabezpieczono 120 mln EURO z kwoty spłaty kapitału pożyczki (strona transakcji ABN Amro),

- pożyczka od PGNiG Finance BV – zabezpieczono 25 mln EURO z kwoty spłaty kapitału pożyczki (strona transakcji CSFB),
- pożyczka od PGNiG Finance BV – zabezpieczono 25 mln EURO z kwoty spłaty kapitału pożyczki (strona transakcji BH),
- pożyczka od PGNiG Finance BV – zabezpieczono 25 mln EURO z kwoty spłaty kapitału pożyczki (strona transakcji BH),
- pożyczka od PGNiG Finance BV – zabezpieczono 25 mln EURO z kwoty spłaty kapitału pożyczki (strona transakcji DB).

Podczas roku zakończonego 31 grudnia 2003 Spółka zrealizowała 475 milionów PLN kosztów finansowych oraz 279 milionów PLN przychodów finansowych na transakcjach pochodnych. Na 31 grudnia 2003 roku Spółka wyceniła i ujęła w sprawozdaniu wartość pochodnych instrumentów finansowych według MSR 39. Standard ten wymaga, by jednostka wszystkie instrumenty pochodne wykazywała według wartości godziwej. Wycena wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego na dzień 31 grudnia 2003:
- negatywna na kwotę 90 milionów PLN;
- pozytywna na kwotę 400 milionów PLN.

Wartość godziwa transakcji zamiany (swap) stóp procentowych jest określona jako różnica pomiędzy wartością zdyskontowanych przyszłych przepływów pieniężnych płaconych w złotówkach przez Spółkę a wartością zdyskontowanych przyszłych przepływów pieniężnych płaconych przez bank określonych w walucie.

Zabezpieczenia stosowane przez Spółkę nie spełniają kryteriów pozwalających na zastosowanie specjalnych zasad rachunkowości dotyczących zabezpieczeń. W związku z tym, zyski i straty powstałe z tytułu zmian w wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego są ujmowane w rachunku zysków i strat za okres obrotowy.

Tabela 39 prezentuje informacje finansowe na temat wyżej wymienionych transakcji.

34) Zarządzanie ryzykiem finansowym.

a) Ryzyko kursowe

Główne zobowiązania Spółki są denominowane w walutach obcych (EUR i USD). Zarządzanie ryzykiem finansowym ma na celu zarówno minimalizowanie zmienności przepływów pieniężnych, w złotych polskich (PLN), wynikających ze zmian kursów złotówki do innych walut jak i minimalizowanie negatywnych efektów zmian kursów na dochody i wartość Spółki określonych w PLN.

Ryzyko kursowe może mieć dwojaki charakter: ryzyko transakcyjne oraz ryzyko walutowe.

Ryzyko transakcyjne występuje, gdy Spółka generuje przepływy finansowe w walutach innych niż polski złoty. Dział Kredytów i Operacji Bankowych zarządza

ryzykiem transakcyjnym na podstawie prognoz przepływów pieniężnych w walutach obcych.

Głównym celem podejmowanych przez Spółkę działań zabezpieczających przed ryzykiem walutowym jest ochrona przed wahaniami kursów wymiany, które towarzyszą realizowanym w obcych walutach spłatach rat kapitałowych, odsetek od kredytów oraz płatnościom za gaz. Do zabezpieczenia swoich zobowiązań Spółka wykorzystuje przede wszystkim transakcje forward, opcyjne oraz cross currency swap o terminie realizacji do 5 lat.

b) Ryzyko stopy procentowej

Spółka jest narażona na ryzyko stopy procentowej w odniesieniu do krótko i długookresowych pożyczek i kredytów oraz, w mniejszym stopniu, w odniesieniu do inwestycji krótkoterminowych. Ryzyko stopy procentowej występuje gdy Spółka posiada zewnętrzne źródła finansowania denominowane, zarówno w walucie krajowej, jak i walutach zagranicznych. Spółka zaciąga kredyty i pożyczki o zmiennej stopie procentowej.

Zobowiązania kredytowe oparte na zmiennej stopie procentowej są zaprezentowane w Nocie 21.

Ryzyko stopy procentowej wynika z ryzyka wzrostu krótkoterminowych stóp procentowych, który powoduje wzrost kosztów finansowania a także z ryzyka spadku stóp procentowych co powoduje spadek rentowności inwestycji finansowych.

Ryzyko stopy procentowej jest kontrolowane przez:

- zarządzanie terminami zapadalności pożyczek i inwestycji,
- różnicowaniem proporcji długu o stałym i zmiennym oprocentowaniu

c) Ryzyko kredytowe

i) <u>Kredyt kupiecki</u>

Spółka prowadzi działalność w dwóch obszarach:

a) wydobycia gazu i ropy oraz przesyłu,
b) dystrybucji gazu.

Praktycznie wszyscy dłużnicy Spółki to polskie osoby fizyczne i prawne.

Koncentracja ryzyka, w związku z należnościami z tytułu dostaw jest ograniczona z powodu dużej liczby odbiorców gazu. Bieżąca sytuacja finansowa dłużników jest monitorowana na bieżąco. Dodatkowe zabezpieczenia nie są wymagane. Spółka tworzy rezerwy na potencjalne straty spowodowane nie uregulowaniem zobowiązań przez odbiorców gazu, straty te nie przekraczają założeń Zarządu Spółki. Żaden indywidualny odbiorca nie stanowi więcej niż 10% przychodu.

ii) Ryzyko kredytowe

Ryzyko kredytowe spowodowane jest faktem, iż jedna ze stron umowy dotyczącej instrumentu finansowego nie wypełni ciążącego na niej obowiązku (zobowiązania) i spowoduje poniesienie straty finansowej przez drugą ze stron. Ryzyko kredytowe jest monitorowane i szacowane przez Dział Kredytów i Rozliczeń. W celu ograniczenia ryzyka Spółka ograniczyła grupę organizacji finansowych do banków i instytucji finansowych o najwyższych ratingach niezależnych instytucji ratingowych.

Bezpośrednie ryzyko kredytowe to ryzyko straty wynikającej z niewypełnionych zobowiązań przez drugą stronę wpływającej w bezpośredni sposób na przedstawione w sprawozdaniu finansowym pozycje. Dział Kredytów i Rozliczeń Spółki jest zdania, że nie zagraża mu ryzyko kredytowe ze strony instytucji finansowych, z którymi współpracuje.

35) Szacowanie wartości godziwej

Tabela 40 prezentuje wartość bilansową i wartość godziwą instrumentów finansowych Spółki ciągle wymagalnych. Wartość bilansowa poszczególnych instrumentów w tabeli jest równa wartości zaprezentowanej w odpowiednich pozycjach bilansu. Wartość godziwa to wartość po której instrument mógłby być wymieniony w transakcji z innym podmiotem w normalnych warunkach obrotu.

a) Należności i zobowiązania z tytułu dostaw i usług

Wartość bilansowa może być podstawą do szacowania wartości godziwej ze względu na jej krótki termin zapadalności lub wymagalności.

b) Środki pieniężne

Wartość bilansowa środków pieniężnych określa ich wartość godziwą.

c) Pożyczki i kredyty długoterminowe

Wartość godziwa długookresowego długu o stałym oprocentowaniu jest szacowana na podstawie zdyskontowanych przyszłych płatności finansowych. Wartość godziwa długu dopuszczonego do obrotu publicznego jest wyznaczana przez jego cenę rynkową. Wartość godziwa długu o zmiennym oprocentowaniu jest zbliżona do ich wartości bilansowej.

36) Struktura zatrudnienia

Średnie zatrudnienie w podziale na grupy w poszczególnych okresach prezentuje tabela 41.

37) Informacje dodatkowe do sprawozdań finansowych wg MSSF

Grupa PGNiG S.A. prowadzi swoje księgi zgodnie z zasadami i praktyką rachunkowości przyjętą przez przedsiębiorstwa w Polsce tak, jak to jest wymagane przepisami ustawy o rachunkowości z dnia 29 września 1994 roku.
Przedstawione sprawozdania finansowe za lata 2002 oraz 2003 zawierają korekty, nie przedstawione w statutowych księgach spółek objętych skonsolidowanym sprawozdaniem tak, aby przedstawić niniejsze sprawozdania finansowe zgodnie z MSSF, za wyjątkiem MSR 29.

Korekty do skonsolidowanych sprawozdań finansowych sporządzonych zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości zostały przedstawione w tabeli 42.

Poniżej opisane zostały podstawowe różnice między PAS i MSSF występujące w niniejszym sprawozdaniu finansowym:

a) Limit amortyzacji

W wyniku przeszacowania środków trwałych zgodnie z rozporządzeniem Ministra Finansów dokonanego w Polsce 1 stycznia 1995 roku Spółka w latach 1995 –1997 stosowała stawki amortyzacji podatkowej dla celów księgowych. W roku 2003 Spółka dokonała analizy ekonomicznej użyteczności środków trwałych i na jej podstawie uznała okres ekonomicznej użyteczności stosowany dla ksiąg polskich za właściwy, za wyjątkiem środków trwałych służących wydobyciu. Korekta amortyzacji dostosowuje okres ekonomicznego użytkowania środków trwałych wg MSR do tego, który stosowany jest w księgach polskich.

b) Koszty likwidacji odwiertów

W sprawozdaniu finansowym przygotowanym zgodnie z PSR koszty likwidacji odwiertów są spisywane w rachunek zysków i strat w ciągu szacowanego okresu produkcji używając metody liniowej, osobno dla każdego obszaru wydobywczego. Przyszłe koszty likwidacji odwiertów są dyskontowane z zastosowaniem stopy dyskontowej w wysokości 4%.

W tym sprawozdaniu finansowym koszty likwidacji odwiertów odnoszone są w rachunek zysków i strat używając metody jednostki produkcyjnej, osobno dla każdego obszaru wydobywczego. Przyszłe koszty likwidacji odwiertów są dyskontowane z zastosowaniem stopy dyskontowej w wysokości 4%.

c) Amortyzacja – zastosowanie metody kosztu na jednostkę produkcji

W sprawozdaniach finansowych zgodnie z polskimi standardami rachunkowości środki trwałe służące działalności wydobywczej są amortyzowane przy zastosowaniu

metody liniowej. W tym sprawozdaniu finansowym składniki rzeczowego majątku trwałego wykorzystywane podczas prac wydobywczych są amortyzowane przy zastosowaniu metody jednostki produkcyjnej.

d) Kapitalizacja kosztów pożyczek

Zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości koszty pożyczek są uwzględniane w rachunku zysków i strat w okresach, w których zostały poniesione oprócz kwot skapitalizowanych dotyczących pożyczek i kredytów przyporządkowanych bezpośrednio do określonych nakładów inwestycyjnych. Koszty pożyczek poniesione w ramach określonych projektów inwestycyjnych są kapitalizowane jako część wartości właściwego składnika majątku do dnia oddania go do używania, a następnie odpisywane w ciężar kosztów w takim samym okresie, w którym amortyzuje się składnik majątku, którego dotyczą.

W niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym koszty pożyczek ujmowane są w całości w rachunku zysków i strat.

38) Zdarzenia po dacie bilansu nie ujęte w sprawozdaniu finansowym

Do momentu sporządzenia sprawozdania finansowego za bieżący rok obrotowy nie wystąpiły zdarzenia, które powinny być ujęte w księgach rachunkowych bieżącego roku.

Zdarzenia dotyczące procesów restrukturyzacyjnych, które nastąpiły po dacie 31 grudnia 2003 roku zostały przedstawione w Nocie 3c.

39) Zobowiązania warunkowe i ryzyka

a) Gwarancje i inne zobowiązania warunkowe

Na dzień 31 grudnia 2003 i 2002 roku spółki Grupy Kapitałowej udzieliły gwarancji i poręczeń na kwotę odpowiednio 9.901 milionów PLN i 5.776 milionów PLN.

Na dzień 31 grudnia 2003 roku Jednostka Dominująca Grupy PGNiG S.A. udzieliła spółkom Grupy gwarancji i poręczeń na łączna kwotę 7.077 milionów PLN, w tym 6.481 milionów gwarancja terminowej spłaty obligacji wyemitowanych przez PGNiG Finace B.V.

b) Podatek od nieruchomości

W lipcu 2001 roku Naczelny Sąd Administracyjny zdecydował, że podziemne wyrobiska górnicze nie podlegają podatkowi od nieruchomości. W związku z tym niektóre urzędy gmin odstąpiły od egzekucji podatku od nieruchomości z tego tytułu, niektóre zaś uznały, że przedmiotem opodatkowania jest system składający się na uzbrojenie odwiertów.

Jednostka Dominująca utworzyła rezerwy na część roszczeń gmin z tytułu podatku od nieruchomości w wysokości 2,5 milionów PLN.

Ewentualne zobowiązania z tytułu podatku od nieruchomości od wyrobisk górniczych za lata 2002 i 2003, wraz z odsetkami, nie wykazane w sprawozdaniu finansowym, wynoszą na dzień 31 grudnia 2003 roku 55,4 milionów PLN.

c) Regulacje podatkowe w Polsce

Przepisy dotyczące podatku od towarów i usług, podatku dochodowego od osób prawnych i składek na ubezpieczenia społeczne zostały stosunkowo niedawno znacząco zmienione w stosunku do przepisów podatkowych tworzonych przed transformacją systemu politycznego i ekonomicznego w Polsce. Brak odniesienia do utrwalonych regulacji prawnych oraz krótka praktyka stosowania nowego systemu podatkowego powodują występowanie w obowiązujących przepisach niejasności i niespójności. Często występujące różnice w opiniach co do interpretacji prawnej przepisów podatkowych zarówno wewnątrz organów państwowych, jak i pomiędzy organami państwowymi i przedsiębiorstwami, powodują powstawanie obszarów niepewności i konfliktów. Rozliczenia podatkowe oraz inne obszary działalności podlegające regulacjom (na przykład kontroli celnej czy dewizowej) mogą być przedmiotem kontroli odpowiednich władz, które uprawnione są do nakładania wysokich kar i sankcji wraz z odsetkami karnymi. Zjawiska te powodują, że ryzyko podatkowe w Polsce jest znacząco wyższe niż istniejące zwykle w krajach o bardziej rozwiniętym systemie podatkowym.

W Polsce nie istnieją formalne procedury dotyczące uzgadniania ostatecznego poziomu wymiaru podatku. Rozliczenia podatkowe mogą być przedmiotem kontroli przez okres pięciu lat. Istnieje ryzyko, że odpowiednie władze zajmą odmienne niż jednostki wchodzące w skład Grupy PGNiG S.A. stanowisko w zakresie interpretacji przepisów, co mogłoby mieć znaczący wpływ na zobowiązania podatkowe Grupy PGNiG S.A.

d) Kontrakty długoterminowe na dostawy gazu

W roku 2003 Jednostka Dominująca zawarła dziesięć Umów sprzedaży gazu, w tym siedem Umów na gaz ziemny wysokometanowy dostarczany z systemu przesyłowego PGNiG S.A. i trzy Umowy, w których gaz będzie dostarczany bezpośrednio ze złóż krajowych.
Umowy na gaz z systemu przesyłowego są umowami opartymi o zasady taryfowe zawarte z odbiorcami końcowymi. Horyzont czasowy obowiązywania tych dokumentów kształtuje się od jednego roku do czasu nieokreślonego. Umowy sprzedaży paliwa gazowego bezpośrednio ze złóż są zawarte na okresy dwudziestoletnie, rozliczane w oparciu o rzeczywiste koszty ponoszone podczas procesu wydobycia i przesyłu tego gazu.

e) Kontrakty na zakup gazu z Rosji

Dostawy gazu wysokometanowego z Rosji odbywały się na podstawie wieloletniego kontraktu Nr 2102-14/RZ-1/25/96 z dnia 25 września 1996 roku (tzw. Kontrakt jamalski). Dnia 23 czerwca 2003 roku po długotrwałych negocjacjach został podpisany Aneks nr 20 do kontraktu jamalskiego.

Uzgodnienia zawarte w Aneksie nr 20 są zgodne z ustaleniami międzyrządowego Protokołu Dodatkowego z dnia 12 lutego 2003 roku i tym samym obniżają poziom dostaw z Federacji Rosyjskiej do Polski w stopniu umożliwiającym rozszerzenie zakresu dywersyfikacji dostaw zarówno z importu, jak i ze zwiększonego wydobycia krajowego oraz zwiększają stopień bezpieczeństwa energetycznego kraju.
Jednocześnie Aneks reguluje sprawę podziału ilości kontraktowych na poszczególne punkty zdawczo – odbiorcze.
Kontrakt jamalski przed jego renegocjacją przewidywał w 2003 roku dostawę na łączną sumę 8,64 mld m3 (wg GOST).
Natomiast w roku 2003 faktyczny odbiór wyniósł 7,25 mld m^3 (wg GOST) i był wyższy od wymagalnego minimalnego poziomu (take or pay) i w związku z tym Spółka nie poniosła żadnych skutków finansowych. Było to możliwe właśnie dzięki renegojacji kontraktu jamalskiego.

Informacje dotyczące kontraktu:

- okres obowiązywania kontraktu – do 2022 roku,
- minimalne i maksymalne roczne ilości nabywanego przez PGNiG S.A. gazu - stopniowe narastanie ilości od 6,6 mld m^3 w 2003 roku do poziomu 9,0 mld m^3 rocznie w roku 2015 oraz w latach następnych (wg GOST), z opcją zmiany +/- 10 % do 2009 roku,
- ceny gazu – indeksowane miesięcznie w powiązaniu z cenami uzgodnionych wyrobów ropopochodnych na giełdzie w Rotterdamie,
- warunki płatności – płatności za import gazu z Rosji w 2003 roku w ramach kontraktu „jamalskiego" dokonywane były przekazem bankowym w dolarach amerykańskich na wskazane konto bankowe „Gazexportu" za pośrednictwem banku korespondenta, zgodnie z fakturami wstępnymi dostawcy zagranicznego. Na podstawie faktury wstępnej realizowano płatności na rzecz sprzedającego za dostawę gazu w pierwszej połowie każdego miesiąca kalendarzowego (należność na koncie sprzedającego); ostateczne rozliczenie dostaw miesięcznych następowało po otrzymaniu protokołów zdawczo-odbiorczych wraz z fakturą ostateczną za faktycznie dostarczony gaz.

40) Płynność i restrukturyzacja finansowania

W 2003 roku kontynuowano rozpoczęty w 2002 roku skup Euroobligacji. W ramach II transzy wykupiono obligacje o wartości 21,3 milionów EURO, co spowodowało spadek zadłużenia z tytułu kapitału do wysokości 678,7 milionów EURO.

PGNiG S.A. posiada środki pieniężne zapewniające bieżące i terminowe regulowanie zobowiązań finansowych wobec kredytodawców handlowych wobec dostawców gazu oraz budżetowych. Wysokość tych środków jest wystarczająca dla minimalizacji ryzyka refinansowania zobowiązań finansowych przypadających do spłaty w okresie najbliższych kilkunastu miesięcy.

Zarząd prowadzi proces redukcji kosztów, miedzy innymi w drodze restrukturyzacji źródeł finansowania. W ramach tego procesu Zarząd podjął decyzje o wcześniejszej spłacie niektórych kredytów. W myśl tych ustaleń w roku 2003 PGNiG S.A. spłaciło w całości zadłużenie z tytułu pożyczki z Banku Światowego zawartej w dniu 2 lipca 1990 roku.

W dniu 12 grudnia 2003 roku podpisana została także umowa kredytowa z dwuletnim okresem zapadalności w wysokości 600 milionów EURO zorganizowana przez konsorcjum banków. Środki pochodzące z kredytu przeznaczone są na finansowanie kwoty głównej euroobligacji należnej w przypadku ewentualnej realizacji opcji put przez obligatariuszy lub potencjalnie wcześniejszego refinansowania euroobligacji.

41) Pozostałe informacje

a) Dnia 29 sierpnia 2003 roku Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy zatwierdziło skonsolidowane sprawozdanie finansowego Grupy Kapitałowej sporządzone zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości za rok kończący się 31 grudnia 2000, 2001 i 2002 roku.

b) Sprawozdania SGT EUROPOL GAZ S.A. za lata 2000 i 2001 zostały zatwierdzone w roku 2003.

c) W roku 2003 kontynuowana była umowa DF/35/95 z 25 września 1995 roku wraz z aneksem z 1997 roku, zawarta pomiędzy PGNiG S.A. a spółką EUROPOL GAZ S.A. w myśl której PGNiG S.A. zobowiązała się udzielić spółce EUROPOL GAZ S.A. pożyczki i gwarancji dla kredytów do łącznej kwoty stanowiącej równowartość 138 milionów USD na sfinansowanie wydatków związanych z budową gazociągów tranzytowych przez terytorium Polski.

   Na dzień 31 grudnia 2003 roku stan pożyczki wraz z odsetkami wynosi 323 milionów PLN (odsetki 29 miliony PLN). Stan utworzonego odpisu aktualizującego na dzień bilansowy wynosi 249 miliony PLN, z czego rezerwa na należność główną wynosi 220 milionów PLN, a na odsetki 29 miliony PLN. W sprawozdaniu finansowym Jednostka Dominująca zaprezentowała wartość pożyczki w wartości netto w wysokości 73 milionów PLN.
   Zgodnie z zapisami umowy jest to część niewymagalna na dzień 31 grudnia 2003 roku.

   W ciągu roku 2003 pomiędzy PGNiG S.A. a SGT EuRoPol Gaz S.A. trwały rozmowy w sprawie restrukturyzacji zadłużenia SGT EuRoPol Gaz S.A..

Rozmowy te dotyczyły nie tylko sposobu restrukturyzacji zadłużenia, ale również sposobu naliczania odsetek od kapitału oraz odsetek za zwłokę. Każda z zainteresowanych stron inaczej rozumie zapisy zawartej 25 września 1995 roku umowy pożyczki.

W dniu 27 lutego 2004 roku PGNiG S.A. wniosło do Sądu Okręgowego w Warszawie Sąd Gospodarczy Wydział Gospodarczy pozew o zasądzenie od SGT EuRoPol Gaz S.A. równowartości w złotych polskich 8,3 milionów USD z tytułu naliczonych na dzień 27 lutego 2004 roku odsetek za zwłokę, wraz z ustawowymi odsetkami od dnia wniesienia pozwu do dnia zapłaty.

Zarząd PGNiG S.A. na posiedzeniu w dniu 8 marca 2004 roku pozytywnie zaopiniował Projekt Aneksu nr 5 do Umowy pożyczki Nr DF/35/95 w sprawie restrukturyzacji zadłużenia SGT EuRoPol Gaz S.A. Aneks ten przewiduje restrukturyzację zadłużenia w wysokości nie większej niż 80 milionów USD. Ostateczna wartość zadłużenia zostanie określona po uzyskaniu rozstrzygnięcia sądu w sprawie sposobu naliczania odsetek od kapitału oraz odsetek karnych.
Zgodnie z projektem Aneksu pożyczka zostaje rozłożona na 96 równych miesięcznych rat płatnych ostatniego dnia roboczego każdego miesiąca począwszy od 31 stycznia 2005 roku. Ponadto do chwili wyroku sądu, odsetki od kapitału będą płacone zaliczkowo na koniec miesiąca w kwocie stanowiącej równowartość w złotych polskich 0,6 miliona USD. Projekt Aneksu nr 5 przewiduje również, jako zabezpieczenie spłaty zadłużenia, zastaw rejestrowy na rzecz PGNiG S.A. na rachunku specjalnym, na który będą wpływały należności SGT EuRoPol Gaz S.A. z tytułu usługi transportu gazu od PGNiG S.A

42) Informacje o znaczących zdarzeniach dotyczących lat ubiegłych ujętych w sprawozdaniu finansowym roku obrotowego

Do dnia sporządzenia sprawozdania finansowego za rok obrotowy nie wystąpiły zdarzenia, które nie zostały, a powinny być ujęte w księgach rachunkowych roku obrotowego.

W niniejszym sprawozdaniu finansowym ujęto zwiększenie wartości odwiertów poszukiwawczych i rozpoznawczych na kwotę 35,3 milionów PLN, które przed 1998 rokiem zostały sklasyfikowane, (zgodnie z ówczesnymi zasadami rachunkowości obowiązującymi w Grupie Kapitałowej), jako koszty w rachunku zysków i strat. W 2003 roku kontynuowane prace odnośnie tych odwiertów zakończono sukcesem. Dlatego też koszty rozpoznane w rachunku zysków i strat przed rokiem 1998 należało dodać do wartości początkowej tych odwiertów.

Zdarzenia te nie są błędami podstawowymi, gdyż w 2003 roku Jednostka Dominująca kontynuowała przyjęte zasady rachunkowości odnośnie sposobu rozliczenia wydatków poniesionych na prace poszukiwawczo – rozpoznawcze przed rokiem 1998.

Przyjęty sposób rozliczania wydatków na prace poszukiwawczo – rozpoznawcze stosowany będzie przez jednostkę Dominującą do momentu rozliczenia wszystkich wydatków poniesionych przed 1998 rokiem.

Warszawa, 1 czerwca 2004 roku.

Prezes Zarządu	Wiceprezes Zarządu
……..	……..
Marek Kossowski	*Jerzy Staniewski*
Wiceprezes Zarządu	Wiceprezes Zarządu
……..	……..
Marek Foltynowicz	*Mieczysław Jakiel*
Wiceprezes Zarządu	Wiceprezes Zarządu
……..	……..
Paweł Kamiński	*Franciszek Krok*

Tabele do informacji dodatkowej do sprawozdania finansowego Grupy PGNiG S.A. wg Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej za rok kończący się 31 grudnia 2003 roku.

Tabela 1. Wykaz spółek zależnych, współzależnych i stowarzyszonych PGNiG S.A., które objęte skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 2003 i 2002 rok
Tabela 2. Informacje o segmentach działalności
Tabela 3. Rzeczowy majątek trwały
Tabela 4. Zmiany wartości środków trwałych
Tabela 5.Wartość środków trwałych używanych na podstawie umów leasingu finansowego
Tabela 6. Środki trwałe w budowie
Tabela 7. Wartości niematerialne i prawne
Tabela 8. Zmiany wartości niematerialnych i prawnych
Tabela 9. Finansowy majątek trwały
Tabela 10. Akcje i udziały w jednostkach stowarzyszonych konsolidowanych metodą praw własności
Tabela 11. Pozostałe aktywa długoterminowe
Tabela 12. Odpisy aktualizujące aktywa długoterminowe
Tabela 13. Zapasy
Tabela 14. Należności
Tabela 14a. Odpis aktualizujący należności wątpliwe
Tabela 15. Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu
Tabela 16. Pozostałe aktywa krótkoterminowe
Tabela 17. Środki pieniężne
Tabela 18. Środki pieniężne w podziale na waluty
Tabela 19. Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych
Tabela 20. Kredyty, pożyczki i papiery wartościowe
Tabela 21. Zapadalność kredytów, pożyczek i pozostałych zobowiązań
Tabela 21a. Kredyty bankowe w podziale na waluty
Tabela i. Kredyty w USD
Tabela ii. Kredyty w PLN
Tabela iii. Kredyty w EUR
Tabela iv. Kredyty w CHF
Tabela 22. Pozostałe rezerwy
Tabela 23. Zmiany stanu rezerw
Tabela 24. Zmiany stanu rezerwy na koszty likwidacji odwiertów
Tabela 25. Struktura rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne
Tabela 26. Zmiana stanu rezerw na nagrody jubileuszowe
Tabela 27. Zmiana stanu rezerw na odprawy emerytalne
Tabela 28. Podatek dochodowy
Tabela 29. Zobowiązania z tytułu bieżącego podatku dochodowego od osób prawnych
Tabela 30. Rezerwa netto na podatek odroczony
Tabela 31. Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe
Tabela 32. Przychody przyszłych okresów
Tabela 33. Przychody ze sprzedaży
Tabela 34. Świadczenia dla pracowników

Tabela 35. Pozostałe koszty operacyjne, netto
Tabela 36. Odsetki i pozostałe przychody i koszty finansowe, netto
Tabela 36a. Zyski (straty) na inwestycjach
Tabela 36b. Wycena oraz odpis z tytułu trwałej utraty wartości udziałów w spółce współzależnej
Tabela 37. Zobowiązania finansowe i zobowiązania nie ujęte w bilansie
Tabela 37a. Leasing finansowy (wykazany w zobowiązaniach)
Tabela 37b. Leasing operacyjny (nie ujęty w zobowiązaniach)
Tabela 37c. Zobowiązania z tytułu zakupów (nie ujęte w zobowiązaniach
Tabela 38. Transakcje z podmiotami powiązanymi
Tabela 39. Opcje, kontrakty walutowe typu Forward (Delivery oraz Non-Delivery)
Tabela 40. Wartość bilansową i wartość godziwą instrumentów finansowych Spółki ciągle wymagalnych
Tabela 41. Średnie zatrudnienie w podziale na grupy
Tabela 42. Korekty do skonsolidowanych sprawozdań finansowych sporządzonych zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości
Tabela 43. Kredyty zabezpieczone aktywami
Tabela 44. Wykaz wskaźników wynikających z zawartych umów kredytowych

Tabela 1. Wykaz spółek zależnych, współzależnych i stowarzyszonych PGNiG S.A., które objęte skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym za 2003 i 2002 rok

		2003		2002	
Nazwa	Kraj	Udział własnościowy (%)	Ilość posiadanych głosów (%)	Udział własnościowy (%)	Ilość posiadanych głosów (%)
Spółki zależne					
Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Geofizyka Toruń Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
PNiG Jasło Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
PNiG Kraków Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
PNiG Piła Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z. o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Gornośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Gazobudowa Zabrze Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Naftomet Krosno Sp. Z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Diament Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Gazoprojekt S.A.	Polska	75,00%	75,00%	75,00%	75,00%
PGNiG Finance B.V.	Holandia	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Spółki zależne od spółki zależnej Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.					
Naft-Trans Krosno Sp. z o.o.	Polska	99,70%	99,70%	99,70%	99,70%
Naft-Stal Krosno Sp. z o.o.	Polska	98,50%	98,50%	98,50%	98,50%
Spółki współzależne i stowarzyszone					
EUROPOL GAZ S.A.	Polska	49,74%	49,74%	49,74%	49,74%
Gas-Trading S.A.	Polska	43,41%	43,41%	43,41%	43,41%
Gazomet Rawicz Sp. z o.o.*	Polska	-	-	20,00%	20,00%

* W zwiazku z utratą kontroli spółka od 2003 roku nie jest konsolidowana
Pozostałe spółki zależne i stowarzyszone nie są konsolidowane ze względu na ich małą istotność dla sprawozdania finansowego Grupy.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2003 rok
(w milionach złotych)

Tabela 2. Informacje o segmentach działalności

2003	Wydobycie i produkcja	Przesył i dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat za rok 2003					
Sprzedaż zewnętrzna	912	9 209	67	-	**10 189**
Sprzedaż międzysegmentowa	1 163	15	227	(1 405)	-
Amortyzacja	(225)	(754)	(12)	-	**(991)**
Wynik na działalności operacyjnej	904	826	5	21	**1 756**
Odsetki i inne koszty finansowe, netto					**(683)**
Udział w wyniku jednostek stowarzyszonych		259			**259**
Podatek dochodowy					**(581)**
Wynik finansowy akcjonariuszy mniejszościowych					-
Dywidenda					**(74)**
Zysk / strata netto					**677**
Bilans					
Nakłady inwestycyjne	(524)	(620)	(4)	-	**(1 148)**
Aktywa segmentu	3 963	12 365	255	(807)	**15 776**
Udziały w jednostkach stowarzyszonych		322			**322**
Aktywa nie przypisane					**492**
Aktywo z tytułu odroczonego podatku					**625**
Suma aktywów					**17 215**
Odpisy aktualizujące aktywa	(72)	(1 848)	(29)		**(1 949)**
Zobowiązania segmentu	1 067	3 096	124	(807)	**3 480**
Zobowiązania nie przypisane					**6 173**
Rezerwa na podatek odroczony					**184**
Suma zobowiązań					**9 837**
Przepływy środków pieniężnych					
Działalność operacyjna	648	1 813	18		**2 479**
Działalność inwestycyjna	(521)	(974)	(3)		**(1 498)**
Działalność finansowa	(103)	(1 193)	(7)		**(1 303)**

2002	Wydobycie i produkcja	Przesył i dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat za rok 2002					
Sprzedaż zewnętrzna	805	8 560	120		**9 485**
Sprzedaż międzysegmentowa	1 196	16	120	(1 332)	-
Amortyzacja	(211)	(770)	(13)	-	**(994)**
Wynik na działalności operacyjnej	607	832	(46)	37	**1 430**
Odsetki i inne koszty finansowe, netto					**(613)**
Udział w wyniku jednostek stowarzyszonych		1			**1**
Podatek dochodowy					**(201)**
Wynik finansowy akcjonariuszy mniejszościowych				-	
Dywidenda					**(26)**
Zysk / strata netto					**591**
Bilans					
Nakłady inwestycyjne	(393)	(1 011)	(9)		**(1 413)**
Aktywa segmentu	3 294	12 982	243	(719)	**15 800**
Udziały w jednostkach stowarzyszonych		66			**66**
Aktywa nie przypisane					**69**
Aktywo z tytułu odroczonego podatku					**885**
Suma aktywów					**16 820**
Odpisy aktualizujące aktywa	(137)	(1 653)	(32)		**(1 822)**
Zobowiązania segmentu	1 506	2 901	95	(719)	**3 783**
Zobowiązania nie przypisane					**6 186**
Rezerwa na podatek odroczony					**143**
Suma zobowiązań					**10 112**
Przepływy środków pieniężnych					
Działalność operacyjna	587	565	15		**1 167**
Działalność inwestycyjna	(431)	(516)	(1)		**(948)**
Działalność finansowa	(141)	(466)	(8)		**(615)**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2003 rok
(w milionach złotych)

Tabela 3. Rzeczowy majątek trwały

	31 grudnia	
	2003	2002
Grunty	17	48
Budynki i budowle	9 140	9 009
Urządzenia techniczne i maszyny	1 471	1 337
Środki transportu	43	51
Pozostałe	61	54
Środki trwałe w budowie	691	883
Razem	**11 423**	**11 382**

Tabela 4. Zmiany wartości środków trwałych

	Grunty i prawo wieczystego użytkowania	**Budynki i budowle**	**Urządzenia techniczne i maszyny**	**Środki transportu**	**Pozostałe**	**Razem**
Wartość brutto						
1 stycznia 2003	277	21 823	3 181	262	319	**25 862**
Zwiększenia*	3	974	286	19	47	**1 329**
Zmniejszenia	(26)	(105)	(36)	(7)	(9)	**(183)**
31 grudnia 2003	**254**	**22 692**	**3 431**	**274**	**357**	**27 008**
Umorzenie						
1 stycznia 2003	14	12 727	1 811	211	265	**15 028**
Amortyzacja	15	755	148	27	36	**981**
Zwiększenia	-	42	6	-	3	**51**
Zmniejszenia	-	(70)	(32)	(7)	(9)	**(118)**
31 grudnia 2003	**29**	**13 454**	**1 933**	**231**	**295**	**15 942**
Odpisy aktualizujące na 1 stycznia 2003	(215)	(87)	(33)	-	-	**(335)**
Odpisy aktualizujące na 31 grudnia 2003**	(208)	(98)	(27)	-	(1)	**(334)**
Wartość księgowa netto na 1 stycznia 2003	**48**	**9 009**	**1 337**	**51**	**54**	**10 499**
Wartość księgowa netto na 31 grudnia 2003	**17**	**9 140**	**1 471**	**43**	**61**	**10 732**

Przeniesienia pomiędzy środkami trwałymi w budowie [inwestycje w toku] a innymi kategoriami środków trwałych zostały wyeliminowane dla celów powyższej prezentacji.
* Zawierają przeniesienia z środków trwałych w budowie w kwocie 1073 mln i przeniesienia z nakładów na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze (prezentowane w WNiP) w kwocie 163 mln
** Zwiększenie odpisu wynosi 294 mln z czego o 213 mln zostały pomniejszone rozliczenia międzyokresowe przychodów a 81 mln trafiło do rachunku zysków i strat do pozycji pozostałych kosztów operacyjnych netto

Tabela 5. Wartość środków trwałych używanych na podstawie umów leasingu finansowego

	31 grudnia	
	2003	2002
Wartość brutto	94	90
Umorzenie	(25)	(15)
Wartość netto	**69**	**75**

Środki trwałe użytkowane na podstawie leasingu prezentowane są w pozycji: budynki i budowle; urządzenia techniczne i maszyny; środki transportu, w rzeczowym majątku trwałym (w 2003 roku jest to odpowiednio 50 mln, 17 mln i 2 mln)

Tabela 6. Środki trwałe w budowie

	31 grudnia	
	2003	2002
Kopalnie ropy i gazu	109	131
Sieć przesyłowa gazu	422	320
Magazyny gazu	119	370
Pozostałe	41	62
Razem	**691**	**883**

Tabela 7. Wartości niematerialne i prawne

	31 grudnia	
	2003	2002
Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze	740	654
Pozostałe brutto	83	70
Umorzenie	(64)	(58)
Pozostałe netto	19	12
Wartości niematerialne i prawne netto	**759**	**666**

Tabela 8. Zmiany wartości niematerialnych i prawnych

	Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze	Pozostałe	**Razem**
Wartość brutto			
1 stycznia 2003	654	70	**724**
Zwiększenia	313	18	**331**
Zmniejszenia	(64)	(5)	**(69)**
Transfery*	(163)	-	**(163)**
31 grudnia 2003	740	83	**823**
Umorzenie			
1 stycznia 2003	-	58	**58**
Amortyzacja	-	10	**10**
Zmniejszenia	-	(4)	**(4)**
			-
31 grudnia 2003	-	64	**64**
Wartość księgowa netto na 1 stycznia 2003	**654**	**12**	**666**
Wartość księgowa netto na 31 grudnia 2003	**740**	**19**	**759**

*Przeniesienie nakładów na środki trwałe

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2003 rok
(w milionach złotych)

Tabela 9. Finansowy majątek trwały

	Wartość wg. kosztu nabycia na 31 grudnia		Udział Grupy PGNiG w kapitale spółki na 31 grudnia 2003	Podstawowa działalność
	2003	2002		
Huta Szkła Okiennego Szczakowa S.A.	14	14	33%	Produkcja szkła
Walcownia Rur Huty Jedność Sp. z o.o.	18	13	7%	Produkcja rur
Huta Ostrowiec S.A.	13	13	4%	Produkcja rur
Huta Stalowa Wola S.A.	5	5	2%	Produkcja maszyn budowlanych, wyrobów hutniczych, wyrobów zbrojeniowych
HSW – Zakład Mechaniczny Sp. z o.o.	4	4	5%	Produkcja części i podzespołów do maszyn budowlanych
Huta Jedność S.A.	3	3	17%	Produkcja rur
Huta Batory S.A.	3	3	12%	Produkcja blach i rur
Huta Gliwice S.A.	1	1	4%	Produkcja rur i zespołów metalowych
Pozostałe	33	36		
Razem	**96**	**92**		
Minus odpisy aktualizujące	(76)	(58)		
Wartość netto	**19**	**34**		

Tabela 10. Akcje i udziały w jednostkach stowarzyszonych i współzależnych prezentowanych przy użyciu metody praw własności

	Wartość bilansowa na 31 grudnia		Udział Grupy PGNiG w kapitale spółki na 31 grudnia 2003	Podstawowa działalność
	2003	2002		
Akcje i udziały w jednostkach współzależnych i stowarzyszonych	**322**	**66**		
w tym:				
EUROPOL GAZ S.A.	298	38	49,74%	Przesył gazu
Gas-Trading S.A.	24	26	43,41%	Handel
Gazomet Rawicz Sp. z o.o.	-	2	13,27%*	Produkcja urządzeń gazowniczych

* W związku z utrata kontroli do 2003 roku spółka nie jest konsolidowana.

Tabela 11. Pozostałe aktywa długoterminowe

	31 grudnia	
	2003	2002
Pozostałe aktywa długoterminowe brutto	1	88
Odpis aktualizujący pozostałe aktywa długoterminowe	-	-
Pozostałe aktywa długoterminowe netto	**1**	**88**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2003 rok
(w milionach złotych)

Tabela 12. Odpisy aktualizujące aktywa długoterminowe

	Za rok zakończony	
	31 grudnia 2003	31 grudnia 2002
Odpisy aktualizujące na początek okresu	-	28
Utworzenie odpisów	-	1
Wykorzystanie odpisów	-	(1)
Transfery pomiędzy częścią krótkoterminową a długoterminową	-	(28)
Odpisy aktualizujące na koniec okresu	-	-

Tabela 13. Zapasy

	31 grudnia	
	2003	2002
Materiały (wartość brutto)	554	566
Materiały (wartość netto)*	547	557
Półprodukty i produkty w toku	20	25
Wyroby gotowe	5	5
Towary	2	1
Zapasy netto	**574**	**588**

*Pomniejszone o odpis aktualizujący

Tabela 14. Należności

	31 grudnia	
	2003	2002
Należności z tytułu dostaw i usług	2 673	2 808
Należności z tytułu VAT i innych podatków	158	31
Wymagalna część udzielonych pożyczek	334	281
Pozostałe należności	165	154
Razem należności brutto	**3 330**	**3 274**
Odpis aktualizujący należności wątpliwe (tabela 14a)	(1 272)	(1 237)
Razem należności netto	**2 058**	**2 037**
w tym:		
Należności z tytułu dostaw i usług	1 716	1814
Należności z tytułu VAT i innych podatków	157	30
Wymagalna część udzielonych pożyczek	76	89
Pozostałe należności	109	104

Tabela 14a. Odpis aktualizujący należności wątpliwe

	Za rok zakończony	
	31 grudnia 2003	31 grudnia 2002
Odpis aktualizujący, bilans otwarcia	1 237	613
Utworzenie odpisu	483	1 021
Wykorzystanie odpisu	(448)	(425)
Transfery pomiędzy częścią krótkoterminową a długoterminową	-	28
Odpis aktualizujący na koniec okresu	**1 272**	**1 237**

Tabela 15. Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu

	31 grudnia	
	2003	2002
Udziały i akcje przeznaczone do sprzedaży (wartość brutto)	127	-
Udziały i akcje przeznaczone do sprzedaży (wartość netto)	73	-
Bony skarbowe	229	-
Razem netto	**302**	**-**

*Pomniejszone o odpis aktualizujący

Tabela 16. Pozostałe aktywa krótkoterminowe

	31 grudnia	
	2003	2002
Ubezpieczenie rozliczane w czasie	5	4
Pozostałe koszty rozliczane w czasie	18	10
Należności z tytułu wyceny instrumentów pochodnych	400	35
Razem	**423**	**49**

Tabela 17. Środki pieniężne

	31 grudzień	
	2003	2002
Rachunki bankowe	179	951
Gotówka w kasie	2	2
Inne	528	72
Razem	**709**	**1 025**
w tym środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	54	41

Tabela 18. Środki pieniężne w podziale na waluty

	31 grudnia	
	2003	2002
Złoty polski	673	678
Waluty obce	36	347
Razem	**709**	**1 025**

Tabela 19. Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych

	Za okres zakończony	
	31 grudnia 2003	31 grudnia 2002
Początek okresu	5	5
Podwyższenie kapitału Spółek	-	-
Inne zwiększenia (zmniejszenia)	-	-
Koniec okresu	**5**	**5**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2003 rok
(w milionach złotych)

Tabela 20. Kredyty, pożyczki i papiery wartościowe

		31 grudnia	
	Tabela	2003	2002
Obligacje		**3 193**	**2 839**
Kredyty bankowe	21 a)	2 363	3 077
Pozostałe pożyczki		1	2
Pozostałe		100	91
Pożyczki, kredyty i pozostałe razem		**2 464**	**3 170**
Razem		**5 657**	**6 009**
Część krótkoterminowa		**(811)**	**(1 128)**
Część długoterminowa		**4 846**	**4 881**

Tabela 21. Zapadalność kredytów, pożyczek i pozostałych zobowiązań

	31 grudnia	
Termin zapadalności w ciągu:	2003	2002
Roku	811	1 128
w tym:		
krótkoterminowe	51	690
bieżąca część zobowiązań długoterminowych	760	438
Dwóch lat	712	8
Trzech lat	4 033	1 502
Czterech lat	84	3 354
Pięciu lat	10	-
Po upływie pięciu lat	7	17
Razem	**5 657**	**6 009**

Tabela 21a. Kredyty bankowe w podziale na waluty

		31 grudnia	
	Tabela	2003	2002
USD	(i)	992	2 196
PLN	(ii)	684	139
EUR	(iii)	685	740
CHF	(iv)	2	2
Razem		**2 363**	**3 077**

Tabela 21a.i. Kredyty w USD

	31 grudnia	
	2003	2002
poniżej 3,5%	922	1 708
od 3,5% do 6,5%	-	21
od 6,5% do 7,5%	70	94
powyżej 7,5%	-	373
Razem	**992**	**2 196**

Tabela 21a.ii. Kredyty w PLN

	31 grudnia	
	2003	2002
poniżej 6,5%	674	-
od 6,5% do 8,0%	10	135
od 8,0% do 13,0%	-	2
od 13,0% do 15,0%	-	2
Razem	**684**	**139**

Tabela 21a.iii. Kredyty w EUR

	31 grudnia	
	2003	2002
poniżej 3,5%	685	735
od 3,5% do 4,0%	-	5
Razem	**685**	**740**

Tabela 21a.iv. Kredyty w CHF

	31 grudnia	
	2003	2002
poniżej 2,7%	2	2
Razem	**2**	**2**

Tabela 22. Pozostałe rezerwy

	31 grudnia	
	2003	2002
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	544	611
Rezerwa na deputaty gazowe	134	150
Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych	95	105
Rezerwa na osłony socjalne	29	-
Fundusz likwidacji zakładów górniczych	9	7
Pozostałe	68	61
Razem	**879**	**934**

Tabela 23. Zmiany stanu rezerw

	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	Rezerwa na deputaty gazowe	Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych	Rezerwa na osłony socjalne	Fundusz likwidacji zakładów górniczych	Pozostałe	**Razem**
31 grudnia 2002	611	344	150	105	-	7	61	**1 278**
Zwiększenie	9	19	10	107	37	7	33	**222**
Wykorzystanie	(76)	(50)	(26)	(117)	(8)	(5)	(26)	**(308)**
31 grudnia 2003	**544**	**313**	**134**	**95**	**29**	**9**	**68**	**1 192**

Tabela 24. Zmiany stanu rezerwy na koszty likwidacji odwiertów

	31 grudnia	
	2003	2002
Rezerwa na początek okresu	611	549
Zwiększenie rezerwy	9	106
Dyskonto rezerwy na likwidację odwiertów	(9)	(2)
Amortyzacja	9	8
Zmniejszenie	(76)	(50)
Rezerwa na koniec okresu	**544**	**611**

Tabela 25. Struktura rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne

	31 grudnia	
	2003	2002
Nagrody jubileuszowe	216	249
Odprawy emerytalne	97	95
Razem	**313**	**344**
w tym		
część długoterminowa	269	319
część krótkoterminowa	44	25
Przyjęte do wyliczeń stopy procentowe		
Stopa wzrostu średniego miesięcznego wynagrodzenia	2,5%	3,8%
Realna roczna stopa dyskonta	4,0%	4,0%
Razem stopa procentowa do wyliczeń odsetek	6,5%	7,8%

Tabela 26. Zmiana stanu rezerw na nagrody jubileuszowe

	Rok kończący się	
	31 grudnia 2003	31 grudnia 2002
Bieżąca wartość zobowiązań na początku okresu	249	284
Koszt odsetek	16	22
Koszt bieżącego zatrudnienia	14	17
Koszt przeszłego zatrudnienia	-	-
Świadczenie wypłacone	(37)	(40)
Zysk (Strata) aktuarialna	(26)	(31)
Inne zwiększenia (zmniejszenia)*	-	(3)
Bieżąca wartość zobowiązań na koniec okresu	**216**	**249**

* Za rok 2002 kwota dotyczy Gazometu Rawicz, który w związku z obniżeniem udziałów w tej spółce przestał być konsolidowany metodą pełną.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2003 rok
(w milionach złotych)

Tabela 27. Zmiana stanu rezerw na odprawy emerytalne

	Rok kończący się	
	31 grudnia 2003	31 grudnia 2002
Bieżąca wartość zobowiązań na początku okresu	95	83
Koszt odsetek	7	9
Koszt bieżącego zatrudnienia	5	5
Koszt przeszłego zatrudnienia	-	-
Świadczenie wypłacone	(10)	(9)
Zysk (Strata) aktuarialna	-	8
Inne zwiększenia (zmniejszenia)*	-	(1)
Bieżąca wartość zobowiązań na koniec okresu	**97**	**95**

* Za rok 2002 kwota dotyczy Gazometu Rawicz, który w związku z obniżeniem udziałów w tej spółce przestał być konsolidowany metodą pełną.

Tabela 28. Podatek dochodowy

	Za rok zakończony			
	31 grudnia 2003	%	31 grudnia 2002	%
Zysk brutto	**1 126**	**27%**	**818**	**28%**
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej	(304)		(229)	
Różnice trwałe pomiędzy wynikiem brutto a podstawą opodatkowania	24		(145)	
Obciążenie podatkowe i efektywna stopa podatkowa	(280)	25%	(374)	46%
Podatek odroczony	(301)	19%	173	27%
Podatek dochodowy	**(581)**		**(201)**	

Tabela 29. Zobowiązania z tytułu bieżącego podatku dochodowego od osób prawnych

	Za rok zakończony	
	31 grudnia 2003	31 grudnia 2002
Saldo otwarcia	115	78
Koszt za rok	280	374
Płatności w ciągu roku netto	(242)	(337)
Saldo zamknięcia	**153**	**115**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2003 rok
(w milionach złotych)

Tabela 30. Rezerwa netto na podatek odroczony

	31 grudnia	
	2003	2002
Podatek odroczony – aktywo:		
Limity amortyzacji	85	147
Rezerwa na koszty likwidacji	104	190
Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	56	89
Rezerwa na deputaty gazowe	25	41
Zastosowanie metody jednostki produkcyjnej amortyzacji	-	-
Naliczone odsetki	2	20
Niezrealizowane różnice kursowe	159	148
Kapitalizacja kosztów finansowych	20	34
Rezerwa na wycenę transakcji terminowych	17	48
Wydatki związane z transakcjami zabezpieczającymi ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	38	45
Pozostałe	292	461
Razem	798	1 223
Przejściowe różnice, których realizacja nie jest prawdopodobna ("korekta wyceny") *	(173)	(338)
Razem aktywa z tytułu podatku odroczonego	**625**	**885**

* korekta wyceny obejmuje odpisy aktualizujące wartość należności wątpliwych oraz RMP z tytułu otrzymanej opłaty przyłączeniowej

Podatek odroczony – rezerwa		
Naliczone odsetki	(33)	(56)
Niezrealizowane dodatnie różnice kursowe	(34)	(49)
Wycena instrumentów finansowych	(76)	(10)
Zastosowanie metody jednostki produkcyjnej amortyzacji	(18)	(26)
Doszacowanie sprzedaży gazu	(18)	-
Pozostałe	(5)	(2)
Rezerwa na podatek dochodowy	**(184)**	**(143)**
Podatek odroczony	**441**	**742**

Tabela 31. Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe

	31 grudnia	
	2003	2002
Zobowiązania wobec spółek stowarzyszonych	52	31
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	725	572
Zobowiązania z tytułu podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	347	390
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	38	26
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	21	11
Rozliczenia międzyokresowe bierne i zaliczki na dostawy	7	15
Wartość godziwa instrumentów pochodnych	90	175
Pozostałe	123	85
Razem	**1 403**	**1 305**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2003 rok
(w milionach złotych)

Tabela 32. Rozliczenia międzyokresowe przychodów

	31 grudnia	
	2003	2002
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	1 018	1 038
Pozostałe	230	224
Razem	**1 248**	**1 262**

Tabela 33. Przychody ze sprzedaży

	Za rok zakończony	
	31 grudnia 2003	31 grudnia 2002
Sprzedaż krajowa	9 813	9 194
Sprzedaż eksportowa	376	291
Razem	**10 189**	**9 485**

Tabela 34. Świadczenia dla pracowników

	Za rok zakończony	
	31 grudnia 2003	31 grudnia 2002
Wynagrodzenia	1 137	1 145
Inne świadczenia	384	405
Razem	**1 521**	**1 550**

Tabela 35. Pozostałe koszty operacyjne, netto

	Za rok zakończony	
	31 grudnia 2003	31 grudnia 2002
Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze	57	41
Zmiana stanu rezerw i odpisów aktualizujących netto	22	(643)
Podatki i opłaty	(381)	(450)
Pozostałe	(48)	78
Razem	**(350)**	**(974)**

Tabela 36. Odsetki i pozostałe przychody i koszty finansowe, netto

	Za rok zakończony	
	31 grudnia 2003	31 grudnia 2002
Koszty operacji forward i swap	(492)	(501)
Koszty z tytułu odsetek	(326)	(362)
Ujemne różnice kursowe	(715)	(647)
Dyskonto rezerwy na likwidację odwiertów	9	2
Przychody z tytułu wyceny operacji forward i swap	727	577
Przychody z tytułu odsetek	210	310
Dodatnie różnice kursowe	163	263
Pozostałe, netto	(190)	(262)
Razem	**(614)**	**(620)**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2003 rok
(w milionach złotych)

Tabela 36a. Zyski (straty) na inwestycjach

	Za rok zakończony	
	31 grudnia 2003	31 grudnia 2002
Zysk ze zbycia inwestycji	2	8
Zysk (strata) na sprzedaży całości lub części udziałów jednostek podporządkowanych	1	(1)
Aktualizacja aktywów finansowych przeznaczonych do sprzedaży	(72)	-
Razem	**(69)**	**7**

Tabela 36b. Udział w wyniku finansowych jednostki współzależnej konsolidowanej metodą praw własności

	Za rok zakończony	
	31 grudnia 2003	31 grudnia 2002
Wycena udziałów metodą praw własności, w tym:	425	156
- cena nabycia	38	38
- udział w zmianie kapitałów	387	118
Odpis z tytułu trwałej utraty wartości	(128)	(118)
Wartość bilansowa udziałów	**259**	**(0)**

Tabela 37. Zobowiązania finansowe i zobowiązania nie ujęte w bilansie

		31 grudnia	
	Tabela	2003	2002
Leasing finansowy (wykazany w zobowiązaniach)	a	89	102
Leasing operacyjny (nie ujęty w zobowiązaniach)	b	2	20
Zobowiązania z tytułu zakupów (nie ujęte w zobowiązaniach)	c	192	274
Razem		**283**	**396**

Tabela 37a. Leasing finansowy (wykazany w zobowiązaniach)

	31 grudnia 2003		
Zapadalność w terminie:	Przyszła wartość	Odsetki	Wartość z dyskontem
Do jednego roku	20	7	13
Do dwóch lat	19	7	12
Do trzech lat	17	5	12
Do czterech lat	12	4	8
Do pięciu lat	13	3	10
Po pięciu latach	8	2	6
Razem	**89**	**28**	**61**

	31 grudnia 2002		
Zapadalność w terminie:	Przyszła wartość	Odsetki	Wartość z dyskontem
Do jednego roku	16	8	8
Do dwóch lat	18	7	11
Do trzech lat	20	7	13
Do czterech lat	15	6	9
Do pięciu lat	15	5	10
Po pięciu latach	18	2	16
Razem	**102**	**35**	**67**

Tabela 37b. Leasing operacyjny (nie ujęty w zobowiązaniach)

	31 grudnia	
Zapadalność w terminie:	2003	2002
Do jednego roku	2	11
Do dwóch lat	-	5
Do trzech lat	-	4
Do czterech lat	-	-
Do pięciu lat	-	-
Po pięciu latach	-	-
Razem	**2**	**20**

Tabela 37c. Zobowiązania z tytułu zakupów (nie ujęte w zobowiązaniach)

	31 grudnia	
	2003	2002
Zatwierdzone i objęte kontraktami	192	274
Zatwierdzone i nie objęte kontraktami	-	-
Razem	**192**	**274**

Tabela 38. Transakcje z podmiotami powiązanymi*

	Podmioty stowarzyszone konsolidowane metodą praw własności	Podmioty zależne i stowarzyszone nie konsolidowane
Sprzedaż		
2002	22	44
2003	28	24
Zakupy		
2002	82	219
2003	142	173
Należności netto		
31 grudnia 2002	161	28
31 grudnia 2003	75	23
Zobowiązania		
31 grudnia 2002	31	27
31 grudnia 2003	52	46

* Transakcje przeprowadzane są na warunkach rynkowych

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2003 rok
(w milionach złotych)

Tabela 39. Opcje, kontrakty walutowe typu Forward (Delivery oraz Non-Delivery)

Wartość nominalna w walucie	Data wymagalności	Wartość godziwa 31 grudnia 2003 mln PLN
	Forward	
5 mln USD	22 Marzec 2004	(0,4)
5 mln USD	13 Kwiecień 2004	-
5 mln USD	20 Kwiecień 2004	-
5 mln USD	9 Styczeń 2004	(1,0)
5 mln USD	20 Luty 2004	(0,8)
5 mln USD	20 Kwiecień 2004	-
5 mln USD	10 Luty 2004	(0,8)
5 mln USD	9 Styczeń 2004	(1,1)
5 mln USD	10 Luty 2004	(0,9)
5 mln USD	20 Luty 2004	(0,7)
5 mln USD	10 Marzec 2004	(0,6)
5 mln USD	22 Marzec 2004	(0,3)
5 mln USD	13 Kwiecień 2004	(0,1)
5 mln USD	9 Stycznia 2004	(1,2)
5 mln EUR	20 Luty 2004	0,6
5 mln EUR	20 Luty 2004	0,6
5 mln USD	10 Marzec 2004	(0,6)
5 mln USD	10 Marzec 2004	(0,5)
5 mln USD	20 styczeń 2004	(0,9)
5 mln USD	10 Luty 2004	(0,9)
5 mln USD	20 Luty 2004	(0,9)
5 mln USD	22 Marzec 2004	(0,4)
5 mln USD	13 Kwiecień 2004	-
		(10,9)
	Cross Currency Interest Rate Swap	
90 mln EUR *	22 Sierpień 2005	11,4
800 mln EUR **	30 Październik 2006	301,5
		312,9
	Cross Currency Rate Swap	
18 mln EUR****	22 Sierpień 2005	13,9
18 mln EUR****	22 Luty 2005	14,2
100 mln USD	22 Czerwiec 2006	(24,8)
100 mln USD	6 Wrzesień 2006	(52,0)
25 mln EUR	26 Październik 2006	17,0
25 mln EUR	26 Październik 2007	17,6
25 mln EUR	26 Październik 2007	9,4
25 mln EUR	26 Październik 2007	10,4
5 mln EUR	12 Luty 2004	0,5
5 mln USD	20 styczeń 2004	-
5 mln USD	9 styczeń 2004	-
5 mln EUR	12 Luty 2004	0,4
5 mln USD	20 Luty 2004	0,1
5 mln EUR	12 Luty 2004	0,4
5 mln EUR	20 Stycznia 2004	0,3
5 mln EUR	20 Stycznia 2004	0,4
5 mln EUR	12 Luty 2004	0,2
5 mln USD	20 Kwiecień 2004	0,5
1 mln EUR	2 Kwiecień 2004	(0,2)
5 mln USD	19 Listopad 2004	(0,3)
2,5 mln EUR	2 Luty 2004	(0,2)
0,5 mln EUR	16 Styczeń 2004	(0,1)
5 mln EUR	14 Listopad 20043	(0,5)
		7,2
	Razem	**309,2**

* Zawierając transakcje PGNiG i druga strona transakcji nie dokonały wymiany wartości nominalnej swapa. Wartość nominalna swapa jest amortyzowana w pięciu płatnościach po 18 mln co w sumie daje 90 milionów EUR co odpowiada 359 milionom PLN (PGNiG płaci w PLN otrzymuje EUR).

** Zawierając transakcję PGNIG i druga strona nie dokonały wymiany wartości nominalnej swapa. Wartość nominalna w części zabezpieczonej będzie podlegała wymianie w październiku 2006. Transakcja zabezpiecza spłatę odsetek w oparciu o formułę stałej stopy procentowej i zmiennej stopy procentowej:
- od 30.11.2001 do 30.10.2004 - stała stopa 10,98 %,
- od 30.11.2004 do 30.10.2006 - 50 % według stałej 7,37% i 50 % według stopy zmiennej WIBOR 1M-3,88%

**** Zawierając transakcje PGNiG i druga strona transakcji nie dokonały wymiany wartości nominalnej swapa. Wartość nominalna swapa będzie podlegała wymianie (PGNiG płaci w PLN otrzymuje EUR).

Tabela 40. Wartość bilansowa i wartość godziwa instrumentów finansowych Spółki ciągle wymagalnych

	31 grudnia 2003	
	Wartość bilansowa	Wartość godziwa
Aktywa		
Środki pieniężne	709	709
Należności	2 058	2 058
Pochodne instrumenty finansowe*	400	400
Finansowy majątek trwały	19	19
Zobowiązania		
Zobowiązania krótkoterminowe**	3 615	3 615
Pożyczki i kredyty długoterminowe	1 653	1 653

* Część pozostałych aktywów krótkoterminowych prezentowanych w tabeli 16
**W tym zobowiązania z tytułu wyceny kontraktów terminowych w kwocie 90 mln prezentowane w tabeli 31

Tabela 41. Średnie zatrudnienie w podziale na grupy (dane w tyś)

	31 grudnia	
	2003	2002
Stanowiska robotnicze	17,4	19,0
Stanowiska nierobotnicze	12,0	12,0
Stanowiska kierownicze	3,0	3,0
Razem	**29**	**34**

Tabela 42. Korekty do skonsolidowanych sprawozdań finansowych sporządzonych zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości (PSR)

	Zysk netto za rok	
	2003	2002
Zysk netto wg PSR	**611**	**388**
Korekta limitu amortyzacji	99	91
Korekta rezerwy na koszty likwidacji odwiertów	33	(38)
Korekta amortyzacji – metoda jednostki produkcyjnej	47	98
Korekta kosztów na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze	-	(39)
Korekta skapitalizowanych kosztów	18	20
Korekta wyceny zapasów	-	(3)
Korekta podatku odroczonego	(112)	4
Korekta utraty wartości aktywów	(23)	66
Pozostałe	4	4
Zysk netto wg MSSF	**677**	**591**

	Aktywa netto na 31 grudnia	
	2003	2002
Kapitały własne wg PSR	**7 728**	**7 124**
Korekta limitu amortyzacji	(447)	(546)
Korekta rezerwy na koszty likwidacji odwiertów	-	(33)
Korekta amortyzacji – metoda jednostki produkcyjnej	94	47
Korekta kosztów skapitalizowanych kosztów	(108)	(125)
Korekta podatku odroczonego	83	195
Korekta utraty wartości aktywów	27	50
Pozostałe	(4)	(9)
Kapitały własne wg MSSF	**7 373**	**6 703**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Noty do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za 2003 rok
(w milionach złotych)

Tabela 43. Kredyty zabezpieczone aktywami

Rodzaj zabezpieczenia	Wartość zabezpieczanego kredytu
Cesja należności, zastaw na środkach trwałych, cesja wierzytelności, przewłaszczenie majątku kompleksu kopalni Dębno, weksle in blanco cesja praw z polisy ubezpieczeniowej na Dębno	550
Hipoteka, przewłaszczenie środków trwałych powstałych w wyniku inwestycji, zastaw rejestrowy na środkach trwałych	200
Pozostałe	9
Suma	**759**

Tabela 44. Wykaz wskaźników wynikających z zawartych umów kredytowych

			kwota zaciagnietego kredytu wg stanu na 31 grudzień 2003 r.				
			Obligacje	ABN	Sumitomo	CSFB	BH
Lp.	Wskaźnik**	Limit wskaźnika	3 201 mln	679 mln		655 mln	570 mln
1	Dług całkowity do kapitału własnego (wg MSSF)	100%	TAK	-	-		
2	Dług netto do Materialnej Wartości Netto	1,70	-	TAK	-	TAK	-
3	EBITDA do Odsetek	3,00	-	TAK	TAK	TAK	TAK
4	EBITDA do Odsetek (skonsolidowane)	3,00	-	TAK	TAK	TAK	TAK
5	Wartość Materialna Netto	7 000,00	-	TAK	TAK	TAK	TAK
6	Skonsolidowana Wartość Materialna Netto	7 000,00	-	TAK	TAK	TAK	TAK
7	Dług oprocentowany do Materialnej Wartości Netto	1,10	-	TAK	TAK	TAK	TAK
8	Dług oprocentowany do Skonsolidowanej Materialnej Wartości Netto	1,10	-	TAK	TAK	TAK	TAK
9	Dług oprocentowany powiększony o zobowiązania handlowe do Wartości Netto Aktywów Rzeczowych	1,25	-	TAK	-	TAK	-
10	Dług oprocentowany powiększony o zobowiązania handlowe do Skonsolidowanej Wartości Materialnej Netto	1,25	-	TAK	-	TAK	-
11	Wartość Netto Aktywów Rzeczowych do sumy bilansowej powiekszonej o zobowiązania warunkowe	0,35	-	TAK	TAK	TAK	TAK

* Tak - wskaźnik spełniony
Nie - wskaźnik nie spełniony
** Według umowy, złamanie warunków kredytowych następuje w momencie, kiedy Bank poinformuje Spółkę o przekroczeniu wskaźników zgodnie z wyliczeniami otrzymanymi od Spółki. Wyliczenie wskaźników zostało przekazane Bankowi.

Uzgodnienie pozycji sprawozdań finansowych według MSR i PSR dla Grupy Kapitałowej PGNiG

(mln PLN)	2002	2003	2004
EBIT PSR	**1,113.9**	**1,596.3**	
Korekty księgowe	38.4	(33.2)	
EBIT PSR (z korektami)	1,152.3	1,563.1	1,852.7
Korekta amortyzacji o limity amortyzacji	90.9	98.8	64.4
Korekty związane ze zmianą prezentacji rezerw na likwidację odwiertów	(39.7)	33.3	
Metoda amortyzacji – jednostka produkcji	97.9	46.9	42.0
Koszt wydobycia	(39.0)	0	
Korekta kosztów aktywowanych	20.5	17.9	18.2
Wycena zapasów	(3.0)	(0.4)	
Utrata wartości środków trwałych	65.8	(22.9)	19.4
Korekta związana ze zmianą prezentacji rezerw na dopłaty gazowe	22.3	9.3	8.5
Korekta związana ze zmianą prezentacji rezerw na nagrody jubileuszowe	28.4	22.1	11.7
Korekta związana ze zmianą prezentacji odpisów inwestycji	27.5	(19.3)	(0.2)
Inne	5.0	1.1	
Wynik operacyjny MSSF	**1,430.1**	**1,756**	**1,816.9**

	2002	2003	2004
Wynik brutto - PSR	**603.7**	**644.7**	
Korekty księgowe	**14.6**	**50.4**	
Wynik brutto – PSR (z korektami)	**618.3**	**695.1**	**1,014.8**
Korekta amortyzacji o limity amortyzacji	**90.9**	**98.8**	**64.4**
Korekty związane ze zmianą prezentacji rezerw na likwidację odwiertów	**(37.7)**	**33.3**	
Metoda amortyzacji – jednostka produkcji	**97.9**	**46.9**	**42.0**
Koszt wydobycia	**(39.0)**	**0**	
Korekta kosztów aktywowanych	**20.5**	**17.7**	**18.3**
Wycena zapasów	**(3.0)**	**(0.4)**	
Utrata wartości środków trwałych	**65.8**	**(22.9)**	**19.4**
Korekta wyników spółek stowarzyszonych skonsolidowanych wg metody kapitałowej	**0.7**	**358.7**	**520.2**
Inne	**4.0**	**5.4**	**0.1**
Wynik brutto MSSF	**819.2**	**1,332.7**	**1,697.3**

	2002	2003	2004
Wynik netto - PAS	**392.1**	**530.9**	
Korekty księgowe	**(4.4)**	**72**	
Wynik netto – PAS(z korektami)	**387.7**	**610.9**	**1,109.6**
Korekta amortyzacji o limity amortyzacji	**90.9**	**98.8**	**64.4**
Korekty związane ze zmianą prezentacji rezerw na likwidację odwiertów	**(37.7)**	**33.3**	
Metoda amortyzacji – jednostka produkcji	**97.9**	**46.9**	**42.0**
Koszt wydobycia	**(39.0)**	**0**	
Korekta kosztów aktywowanych	**20.5**	**17.7**	**18.3**
Wycena zapasów	**(3.0)**	**(0.4)**	
Oroczony podatek	**4.1**	**(112.3)**	**(27.3)**
Utrata wartości środków trwałych	**65.8**	**(22.9)**	**19.4**
Inne	**4.0**	**5.4**	**0.1**
Wynik netto – MSSF	**591.0**	**677.4**	**1,226.5**

ROZDZIAŁ X
ZAŁĄCZNIKI

1 ODPIS EMITENTA Z KRS

2 UCHWAŁA O EMISJI AKCJI OFEROWANYCH I WPROWADZENIU ICH DO PUBLICZNEGO OBROTU

3 STATUT EMITENTA

4 PODJĘTE, ALE NIEZAREJESTROWANE PRZEZ SĄD REJESTROWY UCHWAŁY WALNEGO ZGROMADZENIA W SPRAWIE ZMIAN STATUTU EMITENTA

5 OPINIA ZARZĄDU UZASADNIAJĄCA WYŁĄCZENIE ALBO OGRANICZENIE PRAWA POBORU

6 LISTA DOMÓW MAKLERSKICH PRZYJMUJĄCYCH ZAPISY NA AKCJE SERII B W TRANSZY INWESTORÓW INDYWIDUALNYCH

6A LISTA POK PRZYJMUJĄCYCH ZAPISY NA AKCJE SERII B W TRANSZY KRAJOWYCH INWESTORÓW INSTYTUCJONALNYCH

7 DEKLARACJA ZAINTERESOWANIA NABYCIEM AKCJI ZWYKŁYCH NA OKAZICIELA SERII B PGNIG S.A. (WZÓR)

7A FORMULARZ ZAPISU NA AKCJE SERII B W TRANSZY INWESTORÓW INDYWIDUALNYCH (WZÓR)

8 DEFINICJE I OBJAŚNIENIA SKRÓTÓW

9 SŁOWNIK POJĘĆ BRANŻOWYCH I PROFESJONALNYCH

ZAŁĄCZNIK 1 - ODPIS EMITENTA Z KRS

ODDZIAŁ CENTRALNEJ INFORMACJI
KRAJOWEGO REJESTRU SĄDOWEGO
ul. Barska 28/30
Warszawa

KRAJOWY REJESTR SĄDOWY

Stan na dzień 25.05.2005 godz. 15:38:39

Numer KRS: **0000059492**

ODPIS AKTUALNY
Z REJESTRU PRZEDSIĘBIORCÓW

Data rejestracji w Krajowym Rejestrze Sądowym		14.11.2001		
Ostatni wpis	Numer wpisu	25	Data dokonania wpisu	25.05.2005
	Sygnatura akt	WA.XIX NS-REJ.KRS/10841/05/515		
	Oznaczenie sądu	SĄD REJONOWY DLA M. ST. WARSZAWY W WARSZAWIE, XIX WYDZIAŁ GOSPODARCZY KRAJOWEGO REJESTRU SĄDOWEGO		

Dział 1

Rubryka 1 - Dane podmiotu	
1.Oznaczenie formy prawnej	SPÓŁKA AKCYJNA
2.Numer REGON	012216736
3.Firma, pod którą spółka działa	POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO SPÓŁKA AKCYJNA
4.Dane o wcześniejszej rejestracji	RHB 48382 SĄD REJONOWY DLA M.ST. WARSZAWY, SĄD GOSPODARCZY, XVI WYDZIAŁ GOSPODARCZY-REJESTROWY
5.Czy przedsiębiorca prowadzi działalność gospodarczą z innymi podmiotami na podstawie umowy spółki cywilnej?	NIE
6.Czy podmiot posiada status organizacji pożytku publicznego?	---

Rubryka 2 - Siedziba i adres podmiotu	
1.Siedziba	kraj POLSKA, woj. MAZOWIECKIE, powiat M.ST. WARSZAWA, gmina M.ST. WARSZAWA, miejsc. WARSZAWA
2.Adres	ul. KRUCZA, nr 6/14, lok. ---, kod 00-537, poczta WARSZAWA

Rubryka 3 - Oddziały		
1	1.Firma oddziału	POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO SPÓŁKA AKCYJNA W WARSZAWIE - ODDZIAŁ W SANOKU
	2.Siedziba	kraj POLSKA, woj. PODKARPACKIE, powiat SANOCKI, gmina SANOK, miejsc. SANOK
	3.Adres	ul. SIENKIEWICZA, nr 12, lok. ---, kod 38-500, poczta SANOK
2	1.Firma oddziału	POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO SPÓŁKA AKCYJNA W WARSZAWIE -

CODo	WA/25.05/172/2005	Operator: SKIBIŃSKA IWONA	Strona 2 z 10
		REGIONALNY ODDZIAŁ PRZESYŁU W ŚWIERKLANACH	
	2.Siedziba	kraj POLSKA, woj. ŚLĄSKIE, powiat RYBNICKI, gmina ŚWIERKLANY, miejsc. ŚWIERKLANY	
	3.Adres	ul. WODZISŁAWSKA, nr 54, lok. ---, kod 44-266, poczta ŚWIERKLANY	
3	1.Firma oddziału	POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO SPÓŁKA AKCYJNA W WARSZAWIE - REGIONALNY ODDZIAŁ PRZESYŁU WE WROCŁAWIU	
	2.Siedziba	kraj POLSKA, woj. DOLNOŚLĄSKIE, powiat M. WROCŁAW, gmina M. WROCŁAW, miejsc. WROCŁAW	
	3.Adres	ul. GAZOWA, nr 3, lok. ---, kod 50-513, poczta WROCŁAW	
4	1.Firma oddziału	POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO SPÓŁKA AKCYJNA W WARSZAWIE - REGIONALNY ODDZIAŁ PRZESYŁU W GDAŃSKU	
	2.Siedziba	kraj POLSKA, woj. POMORSKIE, powiat M. GDAŃSK, gmina M. GDAŃSK, miejsc. GDAŃSK	
	3.Adres	ul. WAŁOWA, nr 18, lok. ---, kod 80-858, poczta GDAŃSK	
5	1.Firma oddziału	POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO SPÓŁKA AKCYJNA W WARSZAWIE - REGIONALNY ODDZIAŁ PRZESYŁU W POZNANIU	
	2.Siedziba	kraj POLSKA, woj. WIELKOPOLSKIE, powiat M. POZNAŃ, gmina M. POZNAŃ, miejsc. POZNAŃ	
	3.Adres	ul. GROBLA, nr 15, lok. ---, kod 61-859, poczta POZNAŃ	
6	1.Firma oddziału	POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO SPÓŁKA AKCYJNA W WARSZAWIE - REGIONALNY ODDZIAŁ PRZESYŁU W WARSZAWIE	
	2.Siedziba	kraj POLSKA, woj. MAZOWIECKIE, powiat LEGIONOWSKI, gmina NIEPORĘT, miejsc. REMBELSZCZYZNA	
	3.Adres	ul. JANA KAZIMIERZA, nr 3, lok. ---, kod 05-126, poczta NIEPORĘT	
7	1.Firma oddziału	POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO SPÓŁKA AKCYJNA W WARSZAWIE - ODDZIAŁ W ZIELONEJ GÓRZE	
	2.Siedziba	kraj POLSKA, woj. LUBUSKIE, powiat ZIELONOGÓRSKI, gmina ZIELONA GÓRA, miejsc. ZIELONA GÓRA	
	3.Adres	ul. BOHATERÓW WESTERPLATTE, nr 15, lok. ---, kod 65-034, poczta ZIELONA GÓRA	
8	1.Firma oddziału	POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO SPÓŁKA AKCYJNA W WARSZAWIE - ODDZIAŁ OPERATORSKI W PAKISTANIE	
	2.Siedziba	kraj PAKISTAN, woj. -, powiat -, gmina -, miejsc. ISLAMABAD	
	3.Adres	ul. STREET 17, HOUSE NO 321, SECTOR E-7, nr ---, lok. ---, kod 44-000, poczta ISLAMABAD	
9	1.Firma oddziału	POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO SPÓŁKA AKCYJNA W WARSZAWIE - ODDZIAŁ W ODOLANOWIE	
	2.Siedziba	kraj POLSKA, woj. WIELKOPOLSKIE, powiat OSTROWSKI, gmina ODOLANÓW, miejsc. ODOLANÓW	
	3.Adres	ul. KROTOSZYŃSKA, nr 148, lok. ---, kod 63-430, poczta ODOLANÓW	
10	1.Firma oddziału	POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO SPÓŁKA AKCYJNA W WARSZAWIE - ODDZIAŁ GEOVITA W WARSZAWIE	
	2.Siedziba	kraj POLSKA, woj. MAZOWIECKIE, powiat WARSZAWSKI, gmina WARSZAWA-CENTRUM, miejsc. WARSZAWA	
	3.Adres	ul. KRUCZA, nr 6/14, lok. ---, kod 00-537, poczta WARSZAWA	
11	1.Firma oddziału	POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO SPÓŁKA AKCYJNA W WARSZAWIE - ODDZIAŁ ZAKŁAD ROBÓT GÓRNICZYCH W KROŚNIE	
	2.Siedziba	kraj POLSKA, woj. PODKARPACKIE, powiat M. KROSNO, gmina M. KROSNO, miejsc. KROSNO	
	3.Adres	ul. ŁUKASIEWICZA, nr 93, lok. ---, kod 38-400, poczta KROSNO	
12	1.Firma oddziału	POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO SPÓŁKA AKCYJNA W WARSZAWIE - REGIONALNY ODDZIAŁ PRZESYŁU W TARNOWIE	
	2.Siedziba	kraj POLSKA, woj. MAŁOPOLSKIE, powiat TARNOWSKI, gmina TARNÓW, miejsc. TARNÓW	

	3.Adres	ul. BANDROWSKIEGO, nr 16 A, lok. ---, kod 33-100, poczta TARNÓW
13	1.Firma oddziału	POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO SPÓŁKA AKCYJNA W WARSZAWIE - CODO CENTRALNE LABORATORIUM POMIAROWO-BADAWCZE W WARSZAWIE
	2.Siedziba	kraj POLSKA, woj. MAZOWIECKIE, powiat M.ST. WARSZAWA, gmina M.ST. WARSZAWA, miejsc. WARSZAWA
	3.Adres	ul. MARCINA KASPRZAKA, nr 25, lok. ---, kod 01-224, poczta WARSZAWA

Rubryka 4 - Informacje o statucie		
1.Informacja o sporządzeniu lub zmianie statutu	1	AKT NOTARIALNY Z DNIA 21 PAŹDZIERNIKA 1996 R. REP. A NR 18871/96 - PAWEŁ BŁASZCZAK NOTARIUSZ W WARSZAWIE AKT NOTARIALNY Z DNIA 9.10.2001 R. REP. A 31844/2001 PAWEŁ BŁASZCZAK NOTARIUSZ W WARSZAWIE Z KANCELARII PRZY UL. DŁUGIEJ 31 - ZŁOŻONO TEKST JEDNOLITY STATUTU SPÓŁKI
	2	30.07.2002R., REP.A NR 19967/2002 - ROBERT BŁASZCZAK, KANCELARIA NOTARIALNA PAWEŁ BŁASZCZAK NOTARIUSZ ROBERT BŁASZCZAK NOTARIUSZ SPÓŁKA CYWILNA WARSZAWA, UL.DŁUGA 31 ZMIENIONO: PAR.25 UST.1 PKT 10, PAR.25 UST.1 PKT 11, PAR.19 UST.2 PKT 8, PAR.12 UST.3, PAR.5 UST.4 PKT 17 DODANO: PAR.12 UST.3A, PAR.5 UST.4 PKT 18
	3	29.04.2004R., REP.A NR 11543/2004, LUIZA ZIELIŃSKA, KANCELARIA NOTARIALNA PAWEŁ BŁASZCZAK NOTARIUSZ ROBERT BŁASZCZAK NOTARIUSZ SPÓŁKA CYWILNA 00-238 WARSZAWA UL.DŁUGA 31; ZMIANA: PARAGRAFY OD PARAGRAFU 1 DO PARAGRAFU 31; DODANIE: PARAGRAFY OD PARAGRAFU 32 DO PARAGRAFU 65;
	4	29.04.2005 R., REPERTORIUM A NR 1339/2005, MARIUSZ BIAŁECKI, KANCELARIA NOTARIALNA ALEKSANDRA ZAPART NOTARIUSZ 00-687 WARSZAWA, UL.WSPÓLNA 57 M.6. DODANO - PARAGRAF 62 USTĘP 5.
	5	AKT NOTARIALNY SPORZĄDZONY W DNIU 16 MAJA 2005 R. PRZEZ NOTARIUSZA PAWŁA BŁASZCZAKA, REPERTORIUM A NR 7156/2005, KANCELARIA NOTARIALNA PAWEŁ BŁASZCZAK NOTARIUSZ, ROBERT BŁASZCZAK NOTARIUSZ SPÓŁKA CYWILNA, 00-283 WARSZAWA, UL. DŁUGA 31; ZMIENIONO §8 UST.2, §35 UST.1, §64 UST.4 STATUTU SPÓŁKI PGNiG S.A.
	6	AKT NOTARIALNY Z DNIA 5 MAJA 2005R. REPERTORIUM A NUMER 6533/2005, SPORZĄDZONY PRZEZ PAWŁA BŁASZCZAKA NOTARIUSZA PROWADZĄCEGO KANCELARIĘ W WARSZAWIE PRZY UL. DŁUGIEJ 31 - UCHYLENIE WSZYSTKICH DOTYCHCZASOWYCH POSTANOWIEŃ STATUTU TJ. POSTANOWIEŃ OD PAR.1 DO PAR.65 I ZASTĄPIENIE ICH NOWYMI POSTANOWIENIAMI OZNACZONYMI OD PAR.1 DO PAR.66.

Rubryka 5	
1.Czas, na jaki została utworzona spółka	NIEOZNACZONY
2.Oznaczenie pisma innego niż Monitor Sądowy i Gospodarczy, przeznaczonego do ogłoszeń spółki	------
4.Czy statut przyznaje uprawnienia osobiste określonym akcjonariuszom lub tytuły uczestnictwa w dochodach lub majątku spółki nie wynikających z akcji?	NIE
5.Czy obligatoriusze mają prawo do udziału w zysku?	NIE

Rubryka 6 - Sposób powstania spółki
Brak wpisów

Rubryka 7 - Dane jedynego akcjonariusza		
1	1.Nazwisko / Nazwa lub firma	SKARB PAŃSTWA
	2.Imiona	*****
	3.Numer PESEL/REGON	---
	4.Numer KRS	----------
	6.Czy wspólnik posiada całość akcji spółki?	TAK

Rubryka 8 - Kapitał spółki	
1.Wysokość kapitału zakładowego	5 000 000 000,00 ZŁ
2.Wysokość kapitału docelowego	------
3.Liczba akcji wszystkich emisji	5000000000
4.Wartość nominalna akcji	1,00 ZŁ
5.Kwotowe określenie części kapitału wpłaconego	5 000 000 000,00 ZŁ
null	------

Podrubryka 1 Informacja o wniesieniu aportu		
1.Określenie wartości akcji objętych za aport	1	5 000 000 000,00 ZŁ

Rubryka 9 - Emisja akcji
Brak wpisów

Rubryka 10 - Wzmianka o podjęciu uchwały o emisjach obligacji zamiennych
Brak wpisów

Rubryka 11	
1.Czy zarząd lub rada administrująca są upoważnieni do emisji warrantów subskrpcyjnych?	---

Dział 2

Rubryka 1 - Organ uprawniony do reprezentacji podmiotu

CODo WA/25.05/172/2005 Operator: SKIBIŃSKA IWONA Strona 5 z 10

1.Nazwa organu uprawnionego do reprezentowania podmiotu		ZARZĄD
2.Sposób reprezentacji podmiotu		DO SKŁADANIA OŚWIADCZEŃ W IMIENIU SPÓŁKI WYMAGANE JEST WSPÓŁDZIAŁANIE DWÓCH CZŁONKÓW ZARZĄDU ALBO JEDNEGO CZŁONKA ZARZĄDU ŁĄCZNIE Z PROKURENTEM
Podrubryka 1 Dane osób wchodzących w skład organu		
1	1.Nazwisko / Nazwa lub firma	JAKIEL
	2.Imiona	MIECZYSŁAW
	3.Numer PESEL/REGON	49092110235
	4.Numer KRS	****
	5.Funkcja w organie reprezentującym	WICEPREZES ZARZĄDU
	6.Czy osoba wchodząca w skład zarządu została zawieszona w czynnościach?	NIE
	7.Data do jakiej została zawieszona	------
2	1.Nazwisko / Nazwa lub firma	KOSSOWSKI
	2.Imiona	MAREK MICHAŁ
	3.Numer PESEL/REGON	52030504476
	4.Numer KRS	****
	5.Funkcja w organie reprezentującym	PREZES ZARZĄDU
	6.Czy osoba wchodząca w skład zarządu została zawieszona w czynnościach?	NIE
	7.Data do jakiej została zawieszona	------
3	1.Nazwisko / Nazwa lub firma	FOLTYNOWICZ
	2.Imiona	MAREK ANTONI
	3.Numer PESEL/REGON	51041002854
	4.Numer KRS	****
	5.Funkcja w organie reprezentującym	WICEPREZES ZARZĄDU
	6.Czy osoba wchodząca w skład zarządu została zawieszona w czynnościach?	NIE
	7.Data do jakiej została zawieszona	------
4	1.Nazwisko / Nazwa lub firma	KAMIŃSKI
	2.Imiona	PAWEŁ PIOTR
	3.Numer PESEL/REGON	68082901956
	4.Numer KRS	****
	5.Funkcja w organie reprezentującym	WICEPREZES ZARZĄDU
	6.Czy osoba wchodząca w skład zarządu została zawieszona w czynnościach?	NIE
	7.Data do jakiej została zawieszona	------
5	1.Nazwisko / Nazwa lub firma	KROK
	2.Imiona	FRANCISZEK
	3.Numer PESEL/REGON	52040903757
	4.Numer KRS	****
	5.Funkcja w organie reprezentującym	WICEPREZES ZARZĄDU

CODo WA/25.05/172/2005 Operator: SKIBIŃSKA IWONA Strona 6 z 10



	6.Czy osoba wchodząca w skład zarządu została zawieszona w czynnościach?	NIE
	7.Data do jakiej została zawieszona	------
6	1.Nazwisko / Nazwa lub firma	ANYSZ
	2.Imiona	JAN
	3.Numer PESEL/REGON	50081500175
	4.Numer KRS	****
	5.Funkcja w organie reprezentującym	WICEPREZES ZARZĄDU
	6.Czy osoba wchodząca w skład zarządu została zawieszona w czynnościach?	NIE
	7.Data do jakiej została zawieszona	------

Rubryka 2 - Organ nadzoru			
1	1.Nazwa organu		RADA NADZORCZA
	Podrubryka 1 Dane osób wchodzących w skład organu		
	1	1.Nazwisko	ARENDARSKI
		2.Imiona	ANDRZEJ
		3.Numer PESEL	49111500311
	2	1.Nazwisko	BĄKOWSKA
		2.Imiona	MAGDALENA BEATA
		3.Numer PESEL	62060406107
	3	1.Nazwisko	KASPRZYK
		2.Imiona	BOGUSŁAW PIOTR
		3.Numer PESEL	63040707654
	4	1.Nazwisko	SUKACZ
		2.Imiona	DAWID MAREK
		3.Numer PESEL	72093008193
	5	1.Nazwisko	SOROKA
		2.Imiona	TADEUSZ
		3.Numer PESEL	52050504836
	6	1.Nazwisko	KAMIEŃSKI
		2.Imiona	ZBIGNIEW KAZIMIERZ
		3.Numer PESEL	48111704459

Rubryka 3 - Prokurenci		
1	1.Nazwisko	MIKOSZ
	2.Imiona	MARIA TERESA
	3.Numer PESEL	51080206369
	4.Rodzaj prokury	PROKURA ŁĄCZNA - Z CZŁONKIEM ZARZĄDU

Dział 3

Rubryka 1 - Przedmiot działalności		
1.Przedmiot działalności przedsiębiorcy	1	45, 12, Z, WYKONYWANIE WYKOPÓW I WIERCEŃ GEOLOGICZNO- INŻYNIERSKICH
	2	45, 21, C, WYKONYWANIE ROBÓT OGÓLNOBUDOWLANYCH W ZAKRESIE OBIEKTÓW LINIOWYCH: RUROCIĄGÓW, LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH, ELEKTROTRAKCYJNYCH I TELEKOMUNIKACYJNYCH - PRZESYŁOWYCH
	3	45, 33, A, WYKONYWANIE INSTALACJI CENTRALNEGO OGRZEWANIA I WENTYLACYJNYCH
	4	45, 33, C, WYKONYWANIE INSTALACJI GAZOWYCH
	5	50, 20, A, OBSŁUGA I NAPRAWA POJAZDÓW MECHANICZNYCH
	6	50, 50, Z, SPRZEDAŻ DETALICZNA PALIW
	7	51, 51, Z, SPRZEDAŻ HURTOWA PALIW STAŁYCH, CIEKŁYCH, GAZOWYCH ORAZ PRODUKTÓW POCHODNYCH
	8	51, 56, Z, SPRZEDAŻ HURTOWA PÓŁPRODUKTÓW
	9	60, 24, A, TOWAROWY TRANSPORT DROGOWY POJAZDAMI SPECJALIZOWANYMI
	10	60, 24, B, TOWAROWY TRANSPORT DROGOWY POJAZDAMI UNIWERSALNYMI
	11	60, 30, Z, TRANSPORT RUROCIĄGOWY
	12	63, 12, C, MAGAZYNOWANIE I PRZECHOWYWANIE TOWARÓW W POZOSTAŁYCH SKŁADOWISKACH
	13	11, 10, A, WYDOBYWANIE ROPY NAFTOWEJ
	14	11, 10, B, WYDOBYWANIE GAZU ZIEMNEGO
	15	11, 20, Z, DZIAŁALNOŚĆ USŁUGOWA ZWIĄZANA Z EKSPLOATACJĄ ZŁÓŻ ROPY NAFTOWEJ I GAZU ZIEMNEGO
	16	14, 30, B, KOPALNICTWO SUROWCÓW SIARKONOŚNYCH
	17	14, 50, Z, POZOSTAŁE GÓRNICTWO I KOPALNICTWO, GDZIE INDZIEJ NIE SKLASYFIKOWANE
	18	23, 20, A, WYTWARZANIE PRODUKTÓW RAFINACJI ROPY NAFTOWEJ
	19	23, 20, B, PRZETWARZANIE PRODUKTÓW RAFINACJI ROPY NAFTOWEJ
	20	29, 52, B, DZIAŁALNOŚĆ USŁUGOWA W ZAKRESIE INSTALOWANIA, NAPRAWY I KONSERWACJI MASZYN DLA GÓRNICTWA, KOPALNICTWA I BUDOWNICTWA
	21	40, 30, A, PRODUKCJA CIEPŁA (PARY WODNEJ I GORĄCEJ WODY)
	22	40, 30, B, DYSTRYBUCJA CIEPŁA (PARY WODNEJ I GORĄCEJ WODY)
	23	64, 20, A, TELEFONIA STACJONARNA I TELEGRAFIA
	24	64, 20, B, TELEFONIA RUCHOMA
	25	64, 20, C, TRANSMISJA DANYCH I TELEINFORMATYKA
	26	64, 20, D, RADIOKOMUNIKACJA
	27	73, 10, G, PRACE BADAWCZO-ROZWOJOWE W DZIEDZINIE NAUK TECHNICZNYCH
	28	74, 20, B, DZIAŁALNOŚĆ GEOLOGICZNO- POSZUKIWAWCZA
	29	74, 20, C, DZIAŁALNOŚĆ GEODEZYJNA I KARTOGRAFICZNA
	30	70, 20, Z, WYNAJEM NIERUCHOMOŚCI NA WŁASNY RACHUNEK
	31	70, 12, Z, KUPNO I SPRZEDAŻ NIERUCHOMOŚCI NA WŁASNY RACHUNEK
	32	92, 51, B, DZIAŁALNOŚĆ BIBLIOTEK INNYCH NIŻ PUBLICZNYCH
	33	92, 51, C, DZIAŁALNOŚĆ ARCHIWÓW
	34	92, 52, A, DZIAŁALNOŚĆ MUZEÓW
	35	40, 11, Z, WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ
	36	40, 12, Z, PRZESYŁANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

CODo WA/25.05/172/2005 Operator: SKIBIŃSKA IWONA Strona 8 z 10

37	40, 13, Z, DYSTRYBUCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ
38	40, 21, Z, WYTWARZANIE PALIW GAZOWYCH
39	40, 22, Z, DYSTRYBUCJA PALIW GAZOWYCH W SYSTEMIE SIECIOWYM
40	45, 21, D, WYKONYWANIE ROBÓT OGÓLNOBUDOWLANYCH W ZAKRESIE ROZDZIELCZYCH OBIEKTÓW LINIOWYCH: RUROCIĄGÓW, LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH I TELEKOMUNIKACYJNO-PRZESYŁOWYCH
41	29, 52, B, OBSŁUGA I NAPRAWA POJAZDÓW MECHANICZNYCH
42	29, 56, B, OBSŁUGA I NAPRAWA POJAZDÓW MECHANICZNYCH
43	51, , , SPRZEDAŻ HURTOWA PÓŁPRODUKTÓW
44	51, , , POZOSTAŁA SPRZEDAŻ HURTOWA WYSPECJALIZOWANA
45	55, 10, Z, HOTELE I MOTELE WRAZ Z RESTAURACJAMI
46	55, 10, Z, HOTELE I MOTELE BEZ RESTAURACJI
47	63, 30, , DZIAŁALNOŚĆ BIUR TURYSTYCZNYCH
48	70, 32, Z, ZARZĄDZANIE NIERUCHOMOŚCIAMI MIESZKALNYMI
49	70, 32, Z, ZARZĄDZANIE NIERUCHOMOŚCIAMI NIEMIESZKALNYMI
50	71, 34, Z, LEASING SKŁADNIKÓW MAJĄTKU SPÓŁKI SŁUŻĄCEGO PRZESYŁOWI ENERGII I GAZU
51	65, 21, Z, LEASING SKŁADNIKÓW MAJĄTKU SPÓŁKI SŁUŻĄCEGO PRZESYŁOWI ENERGII I GAZU
52	74, 30, Z, BADANIA I ANALIZY TECHNICZNE

Rubryka 2 - Wzmianki o złożonych dokumentach

Rodzaj dokumentu	Nr kolejny w polu	Data złożenia	Za okres od do
1.Wzmianka o złożeniu rocznego sprawozdania finansowego	1	---	01.01.2001 R. - 31.12.2001 R.
	2	15.07.2003	1.01.2002 - 31.12.2002
	3	13.07.2004	1.01.2003 - 31.12.2003
2.Wzmianka o złożeniu opinii biegłego rewidenta	1	*****	01.01.2001 R. - 31.12.2001 R.
	2	*****	1.01.2002 - 31.12.2002
	3	*****	1.01.2003 - 31.12.2003
3.Wzmianka o złożeniu uchwały lub postanowienia o zatwierdzeniu sprawozdania finansowego	1	*****	01.01.2001 R. - 31.12.2001 R.
	2	*****	1.01.2002 - 31.12.2002
	3	*****	1.01.2003 - 31.12.2003
4.Wzmianka o złożeniu sprawozdania z działalności podmiotu	1	*****	01.01.2001 R. - 31.12.2001 R.
	2	*****	1.01.2002 - 31.12.2002
	3	*****	1.01.2003 - 31.12.2003

Rubryka 3 - Informacje o posiadanych akcjach i udziałach spółki

Brak wpisów

Rubryka 4 - Przedmiot działalności statutowej organizacji pożytku publicznego

Brak wpisów

Dział 4



Rubryka 1 - Zaległości
Brak wpisów

Rubryka 2 - Wierzytelności
Brak wpisów

Rubryka 3 - Informacje o zabezpieczeniu majątku dłużnika w postępowaniu upadłościowym poprzez zawieszenie prowadzonych przeciwko niemu egzekucji, o oddaleniu wniosku o ogłoszenie upadłości z uwagi na fakt, że majątek niewypłacalnego dłużnika nie wystarcza na zaspokojenie kosztów postępowania
Brak wpisów

Rubryka 4 - Umorzenie prowadzonej przeciwko podmiotowi egzekucji z uwagi na fakt, że z egzekucji nie uzyska się sumy wyższej od kosztów egzekucyjnych
Brak wpisów

Dział 5

Rubryka 1 - Kurator
Brak wpisów

Dział 6

Rubryka 1 - Likwidacja
Brak wpisów

Rubryka 2 - Informacje o rozwiązaniu lub unieważnieniu spółki
Brak wpisów

Rubryka 3 - Zarząd komisaryczny
Brak wpisów

CODo	WA/25.05/172/2005	Operator: SKIBIŃSKA IWONA	Strona 10 z 10

Rubryka 4 - Informacja o połączeniu, podziale lub przekształceniu
Brak wpisów

Rubryka 5 - Informacja o postępowaniu upadłościowym
Brak wpisów

Rubryka 6 - Informacja o postępowaniu układowym
Brak wpisów

Rubryka 7 - Informacja o postępowaniu naprawczym
Brak wpisów

Warszawa, 25.05.2005 godz: 15:38:41

Podpis

SKIBIŃSKA IWONA

ZAŁĄCZNIK 2 - UCHWAŁA O EMISJI AKCJI OFEROWANYCH I WPROWADZENIU ICH DO PUBLICZNEGO OBROTU

Uchwała nr 2

Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki pod firmą:

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna

w sprawie: podwyższenia kapitału zakładowego PGNiG S.A. poprzez emisję Akcji Serii B, pozbawienia prawa poboru dotychczasowego akcjonariusza oraz zmiany Statutu Spółki.----------

Działając na podstawie art. 431 Kodeksu spółek handlowych oraz § 55 ust. 3 pkt 5 oraz ust. 4 pkt 3 Statutu Spółki, uwzględniając pozytywną opinię Rady Nadzorczej wyrażoną w uchwale Nr 40/III/05 z dnia 30 marca 2005 r. do uchwały Zarządu Nr 206/2005 z dnia 30 marca 2005 r., Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie uchwala, co następuje:----------

§ 1

1. Z zastrzeżeniem ust. 6, kapitał zakładowy zostaje niniejszym podwyższony o kwotę do 900.000.000 (dziewięciuset milionów) złotych w drodze emisji do 900.000.000 (dziewięciuset milionów) akcji zwykłych na okaziciela serii B ("Akcje Serii B") o wartości nominalnej 1 złoty każda.----------

2. Akcje Serii B zostaną zaoferowane w drodze oferty publicznej.----------

3. Z zastrzeżeniem ust. 4 oraz ust. 5, upoważnia się Zarząd do określenia szczegółowych warunków subskrypcji Akcji Serii B, w tym między innymi:---------

   (a) zasad dystrybucji akcji, w tym warunków przyjmowania zapisów;----------

   (b) dokonywania przesunięć między transzami;----------

   (c) terminów otwarcia i zamknięcia subskrypcji Akcji Serii B;----------

   (d) zawarcia umów w celu zabezpieczenia powodzenia subskrypcji Akcji Serii B, zarówno na zasadzie odpłatnej, jak i nieodpłatnej, w tym umowy lub umów o subemisję usługową lub inwestycyjną;----------

   (e) dokonania przydziału Akcji Serii B po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej.--

4. W sposób zgodny z Załącznikiem nr 1 do niniejszej Uchwały:----------

   (a) dokonuje się podziału Akcji Serii B na transze;----------

   (b) ustala się zasady przesunięć Akcji Serii B między transzami;----------

   (c) ustala się zasady przydziału Akcji Serii B.----------

Wyłącznie zmiana załącznika nr 1 do niniejszej uchwały w zakresie, o którym mowa w ust. 4 pkt a,b i c wymaga podjęcia uchwały Walnego Zgromadzenia.----------

5. W kolejnej uchwale lub uchwałach Walne Zgromadzenie:----------

   (a) ustali przedział cenowy Akcji Serii B w rozumieniu art. 80 ust. 2 ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. – Prawo o publicznym obrocie papierami wartościowymi (Dz. U. z 2002 r., Nr 49, poz. 447, ze. zm.);----------

   (b) ustali cenę emisyjną Akcji Serii B.----------

6. Walne Zgromadzenie może podjąć uchwałę o zmianie wysokości podwyższanego kapitału zakładowego, w tym zmniejszeniu kwoty, o którą kapitał zakładowy jest podwyższany w drodze emisji Akcji Serii B.----------

7. W interesie Spółki pozbawia się dotychczasowego akcjonariusza w całości prawa poboru Akcji Serii B. Przyjmuje się do wiadomości opinię Zarządu uzasadniającą powody pozbawiania prawa poboru, która to opinia została przedstawiona na piśmie Nadzwyczajnemu Walnemu Zgromadzeniu, oraz której odpis stanowi Załącznik nr 2 do niniejszej Uchwały.----------

8. Akcje Serii B będą uczestniczyć w dywidendzie począwszy od wypłat z zysku, jaki przeznaczony będzie do podziału za rok 2005, począwszy od dnia 1 stycznia 2005 roku. Akcje serii B nie uczestniczą w dywidendzie za rok 2004.----------

9. Nowe akcje serii B zostaną pokryte w pełnej wysokości wyłącznie gotówką.----------

10. W związku z podwyższeniem kapitału zakładowego Spółki, zgodnie z § 1, zmienia się Statut w ten sposób, że § 7 skreśla się, a § 8 otrzymuje nowe następujące brzmienie: ---

„Kapitał zakładowy wynosi nie więcej niż 5.900.000.000 (pięć miliardów dziewięćset milionów złotych) i dzieli się na:----------

(a) akcje na okaziciela serii „A" w liczbie 4.250.000.000 o numerach od 00 000 000 001 do 04 250 000 000 o wartości nominalnej 1 złoty każda oraz o łącznej wartości nominalnej 4.250.000.000 złotych; ----------

(b) akcje na okaziciela serii „A1" w liczbie 750.000.000 o numerach od 0 000 000 001 do 0 750 000 000 o wartości nominalnej 1 złoty każda oraz o łącznej wartości nominalnej 750.000.000 złotych, ----------

(c) akcje na okaziciela serii „B" w liczbie nie większej niż 900.000.000 o numerach od 0 000 000 001 do 0 900 000 000 o wartości nominalnej 1 złoty każda oraz o łącznej wartości nominalnej 900.000.000 złotych". ----------

Ostateczną treść § 8 Statutu w granicach określonych niniejszą Uchwałą nr 2 ustali Zarząd na podstawie art. 310 w związku z art. 431 § 7 Kodeksu spółek handlowych.----------

11. Uchwała wchodzi w życie pod warunkiem zawarcia pomiędzy PGNiG S.A. a PGNiG – Przesył Sp. z o.o. umowy leasingu, na mocy której PGNiG S.A. odda w leasing PGNiG – Przesył Sp. z o.o. składniki systemu przesyłowego, oraz zawarcia pomiędzy PGNiG S.A. a Skarbem Państwa umowy zbycia na rzecz Skarbu Państwa 100% udziałów PGNiG – Przesył Sp. z o.o.----------

Uchwała nr 5
Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki pod firmą: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie
z dnia 16 maja 2005 r.

w sprawie: zatwierdzenia Zasad Dystrybucji Akcji Serii B oraz zmiany uchwały nr 2 z dnia 30 marca 2005 r. w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego PGNiG S.A. poprzez emisję Akcji Serii B, pozbawienia prawa poboru dotychczasowego akcjonariusza oraz zmiany Statutu Spółki.----------

W nawiązaniu do § 1 ust. 4 uchwały nr 2 z dnia 30 marca 2005 r. w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego PGNIG S.A. poprzez emisję Akcji Serii B, pozbawienia prawa poboru dotychczasowego akcjonariusza oraz zmiany Statutu Spółki oraz w związku ze zmianą Załącznika nr 1 do tej uchwały Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie uchwala, co następuje:---

§ 1

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie postanawia zatwierdzić „*Zasady Dystrybucji Akcji Serii B*" stanowiące Załącznik 1 do niniejszej Uchwały oraz zmienić Załącznik nr 1 do uchwały nr 2 w ten sposób, że otrzymuje on brzmienie zgodne z Załącznikiem nr 1 do niniejszej Uchwały.----------

§ 2

Wyłącznie zmiana załącznika nr 1 w zakresie, o którym mowa w ust 4 uchwały nr 2 Walnego Zgromadzenia z dnia 30 marca 2005 roku:----------
a) podziału akcji serii B na transze,----------
b) zasad przesunięć akcji serii B między transzami,----------
c) zasad przydziału akcji serii B,----------

wymaga podjęcia uchwały Walnego Zgromadzenia.----------

§ 3

Uchwała wchodzi w życie z dniem powzięcia. ----------

Przewodniczący Zgromadzenia stwierdził, że uchwała została powzięta wszystkimi głosami za. ----------

Emitent zastrzega sobie możliwość zmiany wysokości emisji Akcji Serii B, szczegółowo opisanej w pkt. 2.12.1 Rozdziału III, możliwość przesunięć Akcji Oferowanych pomiędzy transzami, o których mowa w pkt. 2.10.1 Rozdziału III oraz prawo do zmiany terminów Publicznej Oferty określonych w pkt. 2.10.6 Rozdziału III.

2.10.1 Przesunięcia Akcji Oferowanych pomiędzy transzami

Zarząd Emitenta, w oparciu o rekomendację Globalnego Koordynatora oraz Oferującego, zastrzega sobie prawo do zwiększenia liczby Akcji Oferowanych w poszczególnych transzach o całość lub część Akcji Oferowanych stanowiących Dodatkową Pulę Akcji, a także zastrzega sobie możliwość dokonania przesunięć Akcji Oferowanych pomiędzy poszczególnymi transzami.

Przesunięcia te nie mogą jednak powodować zmniejszenia liczby Akcji Oferowanych w Transzy Inwestorów Indywidualnych, chyba że popyt w tej transzy będzie mniejszy od liczby Akcji Oferowanych w tej transzy. Ponadto przesunięcia te nie mogą powodować zmniejszenia liczby Akcji Oferowanych łącznie w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oraz Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych poniżej 30% Akcji Oferowanych, chyba że łączny popyt w tych transzach będzie mniejszy niż 30% Akcji Oferowanych.

Ewentualne przesunięcia pomiędzy transzami mogą mieć miejsce przed rozpoczęciem Oferty Publicznej lub po zakończeniu przyjmowania zapisów w Transzy Inwestorów Indywidualnych i Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oraz deklaracji składanych w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych, a przed dokonaniem przydziału Akcji Oferowanych lub Wstępnego Przydziału Akcji Oferowanych w którejkolwiek z transz. Informacja na temat ostatecznej liczby Akcji Oferowanych i przydzielonych w poszczególnych transzach zostanie podana do publicznej wiadomości w formie Raportu Bieżącego.

Przy podejmowaniu decyzji o ostatecznej liczbie Akcji Oferowanych w poszczególnych transzach będzie brane pod uwagę przede wszystkim zapewnienie pożądanego poziomu nadsubskrypcji, przyjmując jako kryterium zgłoszony oraz oczekiwany w przyszłości popyt na Akcje Oferowane w poszczególnych grupach Inwestorów. Przy tym Emitent nie ma obowiązku zrównoważenia popytu na Akcje Oferowane zgłoszonego przez Inwestorów w poszczególnych transzach.

2.10.2 Przedział Cenowy

Przed rozpoczęciem Oferty Publicznej do publicznej wiadomości zostanie podany Przedział Cenowy, w którym zawierać się będzie Cena Emisyjna. Przedział Cenowy zostanie ustalony przez Walne Zgromadzenie na podstawie rekomendacji Globalnego Koordynatora i Oferującego, i podany do publicznej wiadomości w formie Raportu Bieżącego.

Przedział Cenowy jest ceną emisyjną w rozumieniu art. 80 ust. 2 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi.

2.10.3 Cena Emisyjna

Cena Emisyjna zostanie ustalona przez Walne Zgromadzenie i podana do publicznej wiadomości w formie Raportu Bieżącego nie później niż w dniu 23 czerwca 2005 r.

Rekomendacja Ceny Emisyjnej zostanie przedstawiona przez Globalnego Koordynatora i Oferującego m. in. na podstawie wyników procesu budowania Księgi Popytu przeprowadzonego wśród Inwestorów w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych i Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych.

Cena Emisyjna będzie jednakowa dla wszystkich transz w Ofercie.

2.10.4 Zasady postępowania i przepisy prawne dotyczące przyjmowania wpłat na Akcje Oferowane

Wpłaty na Akcje Oferowane mogą być dokonywane jedynie w złotych.

Zwraca się uwagę Inwestorów, że zgodnie z ustawą z dnia 16 listopada 2000 r. o przeciwdziałaniu wprowadzaniu do obrotu finansowego wartości majątkowych pochodzących z nielegalnych lub nieujawnionych źródeł oraz o przeciwdziałaniu finansowaniu terroryzmu (tekst jednolity: Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1505, z późn. zm.), instytucja obowiązana przyjmująca dyspozycję lub zlecenie klienta do przeprowadzenia transakcji, której równowartość przekracza 15 tys. EUR, ma obowiązek zarejestrować taką transakcję, również gdy jest ona przeprowadzana w drodze więcej niż jednej operacji, których okoliczności wskazują, że są one ze sobą

powiązane. Przy ustalaniu równowartości w EUR, o której mowa powyżej, stosuje się średni kurs Narodowego Banku Polskiego dla danej waluty, obowiązujący w dniu dokonywania transakcji lub w dniu złożenia dyspozycji lub zlecenia przeprowadzenia transakcji. Jednocześnie instytucja obowiązana przyjmująca dyspozycję lub zlecenie klienta do przeprowadzenia transakcji, której okoliczności wskazują, że wartości majątkowe mogą pochodzić z nielegalnych lub nieujawnionych źródeł, ma obowiązek zarejestrować taką transakcję, bez względu na jej wartość i charakter.

Instytucjami obowiązanymi, w rozumieniu powołanej powyżej ustawy, są w szczególności: banki, oddziały banków zagranicznych, instytucje pieniądza elektronicznego, oddziały zagranicznych instytucji pieniądza elektronicznego oraz agentów rozliczeniowych, prowadzących działalność na podstawie ustawy z dnia 12 września 2002 r. o elektronicznych instrumentach płatniczych (Dz. U. Nr 169, poz. 1385, z późn. zm.), domy maklerskie, banki prowadzące działalność maklerską i inne podmioty niebędące bankiem prowadzące działalność maklerską na podstawie Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi oraz KDPW w zakresie - w jakim prowadzi rachunki papierów wartościowych.

W celu wykonania powyższego obowiązku rejestracji instytucja obowiązana dokonuje identyfikacji swoich klientów w każdym przypadku złożenia pisemnej lub ustnej dyspozycji (zlecenia). Identyfikacja, o której mowa, obejmuje:

- w przypadku osób fizycznych i ich przedstawicieli – ustalenie i zapisanie cech dokumentu stwierdzającego na podstawie odrębnych przepisów tożsamość lub paszportu, a także imienia, nazwiska, obywatelstwa oraz adresu osoby dokonującej transakcji, a ponadto numer PESEL w przypadku ustalenia tożsamości na podstawie dowodu osobistego lub kod kraju w przypadku paszportu. W przypadku osoby, w imieniu i na rzecz której dokonywana jest transakcja - ustalenie i zapisanie imienia, nazwiska oraz adresu;
- w przypadku osób prawnych - zapisanie aktualnych danych z wyciągu z rejestru sądowego lub innego dokumentu, wskazującego nazwę (firmę), formę organizacyjną osoby prawnej, siedzibę i jej adres oraz aktualnego dokumentu, potwierdzającego umocowanie osoby przeprowadzającej transakcję do reprezentowania tej osoby prawnej, a także danych określonych w pierwszym podpunkcie powyżej, dotyczących osoby reprezentującej;
- w przypadku jednostek organizacyjnych, niemających osobowości prawnej – zapisanie danych z dokumentu, wskazującego formę organizacyjną i adres jej siedziby, oraz dokumentu potwierdzającego umocowanie osób przeprowadzających transakcję do reprezentowania tej jednostki, a także danych określonych w pierwszym podpunkcie powyżej, dotyczących osoby reprezentującej.

Instytucja obowiązana przekazuje Generalnemu Inspektorowi Informacji Finansowej informacje o transakcjach zarejestrowanych zgodnie z powyżej określonymi zasadami. Rejestr transakcji wraz z dokumentami dotyczącymi zarejestrowanych transakcji, przechowywany jest przez okres 5 lat, licząc od pierwszego dnia roku następującego po roku, w którym dokonano ostatniego zapisu związanego z tą transakcją.

Instytucja obowiązana, która otrzymała dyspozycję lub zlecenie przeprowadzenia transakcji lub mająca przeprowadzić transakcję, co do której zachodzi uzasadnione podejrzenie, że może ona mieć związek z popełnieniem przestępstwa, o którym mowa w art. 299 Kodeksu Karnego, ma obowiązek niezwłocznie zawiadomić na piśmie Generalnego Inspektora Informacji Finansowej, przekazując dane wymienione w art. 12 ust. 1 pkt. 1–6 wraz ze wskazaniem przesłanek przemawiających za wstrzymaniem transakcji lub blokady rachunku, oraz wskazać zamierzony termin jej realizacji.

Jeżeli z zawiadomienia wynika, że transakcja, która ma zostać przeprowadzona, może mieć związek z popełnieniem przestępstwa, o którym mowa w art. 299 Kodeksu Karnego, Generalny Inspektor Informacji Finansowej może w ciągu 24 godzin od potwierdzenia przyjęcia zawiadomienia, przekazać instytucji obowiązanej pisemne żądanie wstrzymania tej transakcji lub blokady rachunku na okres nie dłuższy niż 48 godzin od momentu potwierdzenia przyjęcia zawiadomienia. Równocześnie Generalny Inspektor Informacji Finansowej zawiadamia właściwego prokuratora o podejrzeniu popełnienia przestępstwa i przekazuje mu informacje i dokumenty dotyczące wstrzymywanej transakcji lub blokowanego rachunku.

Zgodnie z Prawem Bankowym (art. 106 ust. 1), każdy bank jest obowiązany przeciwdziałać wykorzystywaniu swojej działalności do celów mających związek z przestępstwem, o którym mowa w art. 299 Kodeksu Karnego, lub w celu ukrycia działań przestępczych. W celu takiego przeciwdziałania bank stosuje się m. in. do obowiązków wynikających z ww. ustawy z dnia 16 listopada 2000 r. o przeciwdziałaniu wprowadzaniu do obrotu finansowego wartości majątkowych pochodzących z nielegalnych lub nieujawnionych źródeł oraz o przeciwdziałaniu finansowaniu terroryzmu.

Pracownik banku, który wbrew swoim obowiązkom nie zawiadamia o okolicznościach wymienionych w art. 106 ust. 1 Prawa Bankowego, ponosi odpowiedzialność porządkową, co nie wyklucza odpowiedzialności

karnej, jeżeli czyn nosi znamiona przestępstwa. Zgodnie z art. 108 Prawa Bankowego, bank nie ponosi odpowiedzialności za szkodę, która może wynikać z wykonania w dobrej wierze obowiązków określonych w art. 106 ust. 1 Prawa Bankowego. W takim wypadku, jeżeli okoliczności, o których mowa w art. 106 ust. 1 Prawa Bankowego, nie miały związku z przestępstwem lub ukrywaniem działań przestępczych, odpowiedzialność za szkodę wynikłą ze wstrzymania czynności bankowych ponosi Skarb Państwa.

2.10.5 Działanie przez pełnomocnika

Inwestorzy nabywający Akcje Serii B w ramach Oferty Publicznej uprawnieni są do działania za pośrednictwem właściwie umocowanego pełnomocnika. Osoba występująca w charakterze pełnomocnika zobowiązana jest przedstawić w POK domu maklerskiego, w którym składa zapis na Akcje Serii B lub Deklarację Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B, pisemne pełnomocnictwo wystawione przez Inwestora, zawierające umocowanie pełnomocnika do złożenia zapisu na Akcje Serii B lub Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B, z podpisem notarialnie poświadczonym bądź złożonym w obecności pracownika POK domu maklerskiego, bądź w inny akceptowalny przez dom maklerski sposób.

Szczególną uwagę należy zwrócić na sytuację, w której pełnomocnictwo jest udzielane poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. W takim przypadku pełnomocnictwo musi być uwierzytelnione przez polskie przedstawicielstwo dyplomatyczne lub urząd konsularny, chyba że przepisy prawa lub umowy międzynarodowej, której stroną jest Rzeczpospolita Polska, stanowią inaczej.

Tekst pełnomocnictwa udzielonego w języku innym niż polski musi zostać przetłumaczony przez tłumacza przysięgłego na język polski.

Pełnomocnictwo winno zawierać odpowiednio następujące informacje o pełnomocniku i Inwestorze:

- gdy jest on osobą fizyczną: imię i nazwisko, miejsce zamieszkania, serię i numer dokumentu tożsamości oraz numer PESEL (w przypadku nierezydentów: imię i nazwisko, miejsce zamieszkania, numer paszportu);
- gdy jest on osobą prawną lub jednostką organizacyjną nie posiadającą osobowości prawnej: nazwę, siedzibę, adres i numer statystyczny REGON (w przypadku nierezydentów — numer właściwego rejestru lub powołanie się na dokument potwierdzający istnienie Inwestora w danym kraju, dokument ten winien zostać przedłożony w momencie składania zapisów).

Pełnomocnictwo może również zostać sporządzone w innej formie, jedynie w przypadku, gdy zostanie ono zaakceptowane przez podmiot przyjmujący zapisy na Akcje Oferowane.

Liczba pełnomocnictw udzielanych przez Inwestora nie jest ograniczona.

Od dokumentu pełnomocnictwa winna zostać uiszczona opłata skarbowa, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 9 września 2000 r. o opłacie skarbowej (tekst jednolity: Dz. U. z 2004 r. Nr 253, poz. 2532, z późn. zm.).

Pełnomocnik poświadcza w imieniu Inwestora odbiór właściwych dokumentów.

2.10.6 Terminy Oferty Publicznej

do 10 czerwca 2005 r.	Podanie do publicznej wiadomości Przedziału Cenowego
13 czerwca 2005 r.	Otwarcie Oferty Publicznej
od 13 do 22 czerwca 2005 r. (22 czerwca 2005 r. do godz. 12-tej)	Przyjmowanie Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B w ramach budowania Księgi Popytu w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oraz deklaracji składanych w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych
od 13 do 21 czerwca 2005 r.	Przyjmowanie zapisów w Transzy Inwestorów Indywidualnych , w tym:
od 13 do 17 czerwca 2005 r.	Okres Pierwszy
od 20 do 21 czerwca 2005 r.	Okres Drugi
22 czerwca 2005 r.	Sporządzenie Listy Wstępnego Przydziału i ustalenie Ceny Emisyjnej
23 czerwca 2005 r.	Podanie do publicznej wiadomości Ceny Emisyjnej
od 23 do 28 czerwca 2005 r.	Przyjmowanie zapisów w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oraz Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych
25 czerwca 2005 r.	Przydział Akcji Serii B w Transzy Inwestorów Indywidualnych na sesji GPW

Zamknięcie Oferty Publicznej nastąpi w dniu przydziału Akcji serii B w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych i w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych. Przydział Akcji Serii B w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych i w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych nastąpi w ciągu 3 dni roboczych od dnia zakończenia przyjmowania zapisów w tych transzach.

Emitent zastrzega sobie prawo do zmiany powyższych terminów. Stosowna informacja zostanie podana do publicznej wiadomości w formie Raportu Bieżącego, najpóźniej przed pierwotnym terminem lub przed nowym terminem w zależności od tego, który z nich przypada wcześniej.

2.11 Zasady nabywania Akcji Serii B

2.11.1 Zasady nabywania Akcji Serii B w Transzy Inwestorów Indywidualnych

W Transzy Inwestorów Indywidualnych oferuje się 270.000.000 Akcji Serii B. Emitent ma prawo zmienić ostateczną liczbę Akcji Serii B oferowanych w Transzy Inwestorów Indywidualnych na zasadach określonych w pkt 2.10.1 oraz w pkt. 2.12.1 niniejszego Rozdziału.

Oferta w Transzy Inwestorów Indywidualnych zostanie przeprowadzona w drodze składania zapisów na Akcje Serii B z podaniem liczby Akcji Serii B objętych zapisem oraz ceny maksymalnej równej górnemu limitowi Przedziału Cenowego.

Przydział Akcji Serii B zostanie dokonany za pośrednictwem Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. w oparciu o stosowną umowę zawartą pomiędzy Emitentem, Oferującym i GPW. W związku z powyższym Inwestor zainteresowany kupnem Akcji Serii B w Transzy Inwestorów Indywidualnych może złożyć zapis tylko w domu maklerskim, w którym posiada rachunek papierów wartościowych.

Osoby zamierzające nabyć Akcje Oferowane, nieposiadające rachunku papierów wartościowych w domu maklerskim przyjmującym zapisy na Akcje Oferowane, powinny wcześniej otworzyć rachunek papierów wartościowych.

Bankowy Dom Maklerski PKO BP S.A. zobowiązuje się do otwierania rachunków dla osób zamierzających nabyć Akcje Oferowane.

2.11.1.1 Osoby uprawnione do składania zapisów na Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych

Osobami uprawnionymi do nabywania Akcji Oferowanych w Transzy Inwestorów Indywidualnych są osoby fizyczne, z wyjątkiem osób będących osobami amerykańskimi w rozumieniu Regulacji S.

Zapisy na Akcje Oferowane składane przez podmioty zarządzające pakietem papierów wartościowych na zlecenie posiadające siedzibę w Polsce, odrębnie na rzecz poszczególnych osób fizycznych, stanowią w rozumieniu Prospektu zapisy Inwestorów indywidualnych.

2.11.1.2 Terminy i miejsce przyjmowania zapisów w Transzy Inwestorów Indywidualnych

Zapisy na Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych przyjmowane będą w dniach **od 13 do 21 czerwca 2005 r.**

Okres składania przez Inwestorów zapisów na Akcje Oferowane jest podzielony na dwa okresy:

- Okres Pierwszy, **od dnia 13 do dnia 17 czerwca 2005 r.**;
- Okres Drugi, **od dnia 20 do dnia 21 czerwca 2005 r.**

Emitent zastrzega sobie prawo do zmiany terminu przyjmowania zapisów w Okresie Pierwszym lub Okresie Drugim. Stosowna informacja na ten temat zostanie podana do publicznej wiadomości w formie Raportu Bieżącego najpóźniej przed pierwotnym terminem lub przed nowym terminem w zależności od tego, który z nich przypada wcześniej.

Zapisy na Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych przyjmowane będą w godzinach pracy POK domów maklerskich przyjmujących zapisy w ww. transzy. Lista domów maklerskich wymieniona została w Załączniku nr 6 do Prospektu.

2.11.1.3 Preferencje przy przydziale Akcji Oferowanych dla Inwestorów w Transzy Inwestorów Indywidualnych

W przypadku, gdy po uwzględnieniu ewentualnych przesunięć pomiędzy transzami i zmian wielkości transz, o których mowa w pkt. 2.10.1 oraz w pkt. 2.12.1 niniejszego Rozdziału w Transzy Inwestorów Indywidualnych wystąpi nadwyżka popytu nad podażą, to średnia stopa alokacji Akcji Oferowanych dla zapisów złożonych w Okresie Pierwszym będzie dwukrotnie wyższa niż średnia stopa alokacji dla zapisów złożonych w Okresie Drugim, przy czym w sytuacji, gdy stopa alokacji dla zapisów złożonych w Okresie Pierwszym miałaby wynosić więcej niż 100%, wówczas zapisy złożone w Okresie Pierwszym zostaną zrealizowane w całości, a pozostałe Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych zostaną przydzielone, na zasadzie proporcjonalnej redukcji, Inwestorom, którzy złożyli zapisy w Okresie Drugim. Stopa alokacji Akcji Oferowanych będzie wyrażona w procentach z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku.

2.11.1.4 Zasady składania zapisów w Transzy Inwestorów Indywidualnych

Osoba uprawniona do złożenia zapisu może zapisać się na minimum 10 (dziesięć) Akcji Oferowanych i maksymalnie na 200.000 Akcji Oferowanych. Inwestor może złożyć wielokrotne zapisy na Akcje Oferowane, przy czym łączna liczba Akcji Oferowanych, określona w zapisach złożonych przez jednego Inwestora nie może być większa niż 200.000. Zapisy złożone przez jednego Inwestora, opiewające na wyższą liczbę Akcji niż 200.000 Akcji Oferowanych będą traktowane jak zapisy na 200.000 Akcji Oferowanych.

Inwestor składający zapis na Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych powinien okazać w domu maklerskim przyjmującym zapisy odpowiednie dokumenty, zgodnie z wymogami identyfikacji inwestorów obowiązującymi w danym podmiocie oraz wypełnia w trzech egzemplarzach formularz zapisu na akcje (wzór stanowi załącznik nr 7A do Prospektu), zawierający m.in. następujące informacje:

- imię i nazwisko Inwestora;
- adres zamieszkania Inwestora;
- w przypadku rezydentów: numer PESEL, serię i numer dokumentu tożsamości;
- w przypadku nierezydentów: numer paszportu;
- liczbę oraz rodzaj Akcji Oferowanych objętych zapisem;
- maksymalną cenę z Przedziału Cenowego;
- wysokość dokonywanej wpłaty na Akcje Serii B;
- nazwę i adres podmiotu przyjmującego zapis i wpłaty na Akcje Serii B.

Ponadto Inwestor podpisuje oświadczenie, że zapoznał się z treścią Prospektu oraz akceptuje treść Statutu Emitenta i warunki Oferty Publicznej oraz wyraża zgodę na przydzielenie mniejszej liczby Akcji Serii B w Ofercie Publicznej niż objęta zapisem lub nieprzydzielenie ich wcale, zgodnie z zasadami opisanymi w Prospekcie. Osoba składająca zapis podpisuje również oświadczenie o dobrowolnym przekazaniu danych osobowych zwartych na formularzu oraz o wyrażenie zgody na ich przetwarzanie w zakresie niezbędnym do realizacji Oferty Publicznej.

Na dowód złożonego zapisu Inwestor otrzyma jeden egzemplarz formularza zapisu, potwierdzony przez pracownika domu maklerskiego przyjmującego zapis. Za złożenie formularza zapisu Akcji Serii B uznaje się również wydruk komputerowy podpisany przez Inwestora i zawierający wszystkie określone wyżej elementy wymagane w formularzu zapisów.

Możliwe jest składanie zapisu na Akcje Serii B za pośrednictwem zdalnych środków komunikacji, o ile formę taką dopuszcza dom maklerski przyjmujący zapis.

Wszelkie konsekwencje wynikające z niewłaściwego wypełnienia formularza zapisu ponosi Inwestor.

Za prawidłowość zleceń wystawionych na podstawie zapisów Inwestorów odpowiedzialność ponosi dom maklerski przyjmujący zapisy.

Zapis na Akcje Oferowane jest bezwarunkowy, nie może zawierać jakichkolwiek zastrzeżeń i jest nieodwołalny.

Termin związania Inwestora złożonym zapisem na Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych

Inwestor jest związany zapisem na Akcje Oferowane od daty złożenia zapisu do dnia zapisania Akcji Oferowanych na jego rachunku papierów wartościowych, chyba, że wcześniej Emitent nie przydzieli Akcji Oferowanych Inwestorowi lub ogłosi informację o niedojściu Oferty Publicznej do skutku.

2.11.1.5 Zasady, miejsca i terminy dokonywania wpłat na Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych

Ze względu na fakt, iż przydział Akcji Serii B w Transzy Inwestorów Indywidualnych będzie dokonywany za pośrednictwem GPW, w chwili składania zapisu Inwestor musi posiadać na rachunku papierów wartościowych w domu maklerskim, w którym składa zapis, środki pieniężne w kwocie stanowiącej iloczyn liczby oferowanych Akcji Serii B i ich ceny maksymalnej, powiększone o kwotę stanowiącą prowizję maklerską danego domu maklerskiego, o ile regulamin danego domu maklerskiego przewiduje taką możliwość. Wpłata na Akcje Serii B objęta zapisem w Tanszy Inwestorów Indywidualnych powiększona o prowizję maklerską zostaje zablokowana w chwili składania zapisu.

2.11.1.6 Skutki prawne niedokonania wpłat w oznaczonym terminie lub wniesienia opłaty niepełnej

Niedokonanie pełnej wpłaty na akcje powoduje nieważność zapisu. Wpłaty na akcje nie są oprocentowane.

2.11.1.7 Zasady przydziału Akcji Oferowanych w Transzy Inwestorów Indywidualnych

Po dokonaniu ewentualnych przesunięć Akcji Oferowanych pomiędzy transzami i zmian wielkości transz, o których mowa w pkt. 2.10.1 oraz w pkt. 2.12.1 Rozdziału III Prospektu, przydział Akcji Oferowanych nastąpi na sesji GPW, której termin zostanie określony w umowie zawartej pomiędzy Emitentem, Oferującym oraz GPW. Sesja GPW planowana jest w dniu 25 czerwca 2005 r. W przypadku zmiany terminu sesji oraz terminu rozliczenia transakcji nowy termin zostanie podany do publicznej wiadomości w formie Raportu Bieżącego nie później niż przed rozpoczęciem przyjmowania zapisów w Transzy Inwestorów Indywidualnych.

Podstawę przydziału Akcji Oferowanych w Transzy Inwestorów Indywidualnych stanowią:

- prawidłowo złożony zapis;
- wpłata pełnej kwoty na zamówioną liczbę Akcji Oferowanych, najpóźniej do momentu złożenia zapisu,
- prawidłowo złożone zlecenie przez dom maklerski.

Przydział Akcji Oferowanych w Transzy Inwestorów Indywidualnych zostanie dokonany na mocy postanowień umowy zawartej pomiędzy Emitentem, Oferującym oraz GPW odrębnie dla zapisów złożonych w Okresie Pierwszym i Okresie Drugim, przy założeniu, że w przypadku gdy popyt na Akcje w Transzy Inwestorów Indywidualnych, będzie wyższy od liczby Akcji zaoferowanych w ww. transzy, wówczas średnia stopa alokacji Akcji Oferowanych dla zapisów złożonych w Okresie Pierwszym będzie dwukrotnie wyższa niż średnia stopa alokacji dla zapisów złożonych w Okresie Drugim, przy czym w sytuacji, gdy stopa alokacji dla zapisów złożonych w Okresie Pierwszym miałaby wynosić więcej niż 100%, wówczas zapisy złożone w Okresie Pierwszym zostaną zrealizowane w całości, a pozostałe Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych zostaną przydzielone, na zasadzie proporcjonalnej redukcji, Inwestorom, którzy złożyli zapisy w Okresie Drugim. Stopa alokacji Akcji Oferowanych będzie wyrażona w procentach z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku.

Na podstawie prawidłowo opłaconych zapisów na Akcje Serii B domy maklerskie wystawią do systemu informatycznego GPW odpowiednie zlecenia kupna akcji. W tym samym dniu Oferujący wystawi zlecenie sprzedaży.

Realizacja zleceń kupna nastąpi oddzielnie dla zleceń złożonych w Okresie Pierwszym i zleceń złożonych w Okresie Drugim, zgodnie z następującymi zasadami:

- w przypadku, gdy popyt na Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych będzie mniejszy lub równy liczbie Akcji Oferowanych w tej transzy – zlecenia kupna zostaną zrealizowane w całości;
- w przypadku, gdy popyt na Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych będzie większy od liczby Akcji oferowanych w tej transzy – średnia stopa alokacji dla zleceń złożonych w Okresie Pierwszym będzie dwukrotnie wyższa od średniej stopy alokacji dla zleceń złożonych w Okresie Drugim, przy czym w sytuacji, gdy stopa alokacji dla zleceń złożonych w Okresie Pierwszym miałaby wynosić więcej niż 100%, zlecenia złożone w Okresie Pierwszym zostaną zrealizowane w całości, a pozostałe Akcje Oferowane w Transzy Inwestorów Indywidualnych zostaną przydzielone, na zasadzie proporcjonalnej redukcji, Inwestorom, którzy złożyli zlecenia w Okresie Drugim;

- w przypadku, gdy w Okresie Pierwszym jak i Okresie Drugim pozostaną Akcje nieprzydzielone w wyniku zaokrągleń, Akcje te zostaną przydzielone kolejno (po jednej) począwszy od zleceń złożonych o największym wolumenie do zleceń o najmniejszym wolumenie aż do całkowitego ich wyczerpania. W sytuacji, gdy wystąpią zlecenia o równym wolumenie o przydziale Akcji Oferowanych decyduje Emitent.

Wszystkie przydzielone Akcje Oferowane powinny zostać zapisane na rachunkach papierów wartościowych Inwestorów w domach maklerskich, w których złożone zostały zapisy na Akcje Oferowane, w dniu rozliczenia transakcji, tj. w pierwszym dniu, w którym zostanie przeprowadzona sesja rozliczeniowa w KDPW, następującym po dniu, w którym nastąpi przydział Akcji Oferowanych.

2.11.1.8 Sposób zwrotu nadpłaconych kwot w Transzy Inwestorów Indywidualnych

W chwili składania zapisu kwota stanowiąca iloczyn liczby Akcji Oferowanych i ceny maksymalnej, powiększona o kwotę należnej prowizji maklerskiej, zostanie zablokowana na rachunku papierów wartościowych Inwestora w domu maklerskim przyjmującym zapis.

Kwota stanowiąca iloczyn liczby przydzielonych Akcji Serii B i Ceny Emisyjnej, jako wpłata za przydzielone Akcje Serii B, zostanie pobrana z powyższego rachunku Inwestora w dniu rozliczenia transakcji, tj. w pierwszym dniu, w którym zostanie przeprowadzona sesja rozliczeniowa w KDPW, następującym po dniu w którym nastąpił przydział Akcji Oferowanych w Transzy Inwestorów Indywidualnych.

W przypadku, gdy Inwestorom nie zostaną przydzielone Akcji Serii B w Transzy Inwestorów Indywidualnych lub przydzielona zostanie mniejsza liczba niż ta, na którą złożone zostały zapisy, lub Cena Emisyjna zostanie ustalona na poziomie niższym niż maksymalna cena z Przedziału Cenowego - niewykorzystane części wpłat na Akcje Serii B w Transzy Inwestorów Indywidualnych zostaną odblokowane na rachunku Inwestora najpóźniej w dniu pobrania wpłaty na Akcje Serii B, o którym mowa powyżej.

Zwrot nadpłaconych kwot nastąpi bez jakichkolwiek odszkodowań lub odsetek.

2.11.2 Zasady nabywania Akcji Oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

W Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oferuje się 270.000.000 Akcji Oferowanych. Emitent ma prawo zmienić ostateczną liczbę Akcji Serii B oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych na zasadach określonych w pkt 2.10.1 oraz w pkt. 2.12.1 niniejszego Rozdziału.

2.11.2.1 Osoby uprawnione do składania zapisów na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

Osobami uprawnionymi do składania zapisów na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych są:

- osoby prawne oraz jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej, utworzone zgodnie z polskim prawem i posiadające siedzibę w Polsce;
- podmioty zarządzające pakietem papierów wartościowych na zlecenie posiadające siedzibę w Polsce, w przypadku złożenia jednego łącznego zapisu na Akcje Oferowane w imieniu osób, których rachunkami zarządzają i na rzecz których zamierzają nabyć Akcje Oferowane.

Osobami uprawnionymi do składania zapisów na Akcje Serii B w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych są Inwestorzy, którzy wezmą udział w procesie budowania Księgi Popytu zgodnie z zasadami określonymi w pkt. 2.11.2.2 niniejszego Rozdziału i do których Oferujący skieruje zaproszenie do złożenia zapisu na liczbę Akcji Serii B zgodną z Listą Wstępnego Przydziału.

Ponadto do złożenia zapisów na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych uprawnieni będą również Inwestorzy, do których nie zostało skierowane zaproszenie do złożenia zapisów, jednakże pod warunkiem, że złożą zapis (lub zapisy) na nie mniej niż 200.000 Akcji Serii B i nie więcej niż liczba Akcji Serii B oferowanych w tej transzy, w terminach określonych w pkt. 2.11.2.3 niniejszego Rozdziału.

Minimalna wielkość zapisu nie dotyczy Inwestorów składających zapisy na podstawie zaproszeń skierowanych przez Oferującego pod warunkiem, że złożą zapis na liczbę Akcji Serii B nie mniejszą niż wskazana w zaproszeniu. Udział w procesie budowania Księgi Popytu nie ogranicza prawa do złożenia zapisu dodatkowego w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych.

Zapisy składane przez towarzystwo funduszy inwestycyjnych w imieniu własnym, odrębnie na rzecz poszczególnych zarządzanych przez towarzystwo funduszy, stanowią w rozumieniu Prospektu zapisy odrębnych Inwestorów.

Zwraca się uwagę Inwestorów, że w przypadku nadsubskrypcji pierwszeństwo w przydziale Akcji Oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych będzie przysługiwać tylko tym Inwestorom, którzy zostali zaproszeni do złożenia zapisu, w stosunku do liczby Akcji Oferowanych wskazanych w Liście Wstępnego Przydziału.

2.11.2.2 Proces budowania Księgi Popytu w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

Proces budowania Księgi Popytu w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych zostanie przeprowadzony przez BDM PKO BP SA.

Powyższy proces pozwoli na określenie popytu oraz wrażliwości cenowej na Akcje Oferowane jak również identyfikację i wyselekcjonowanie krajowych Inwestorów instytucjonalnych zainteresowanych nabyciem Akcji Serii B. Dodatkowo wysokość ujawnionego popytu może posłużyć odpowiednio do podjęcia decyzji o przesunięciu Akcji Oferowanych pomiędzy transzami lub podjęcia decyzji o unieważnieniu procesu budowania Księgi Popytu i odstąpieniu od Oferty Publicznej.

W procesie budowania Księgi Popytu mogą wziąć udział wyłącznie:

- instytucje finansowe działające lub inwestujące środki finansowe w Polsce, utworzone zgodnie z prawem polskim i posiadające siedzibę w Polsce, tj.: towarzystwa funduszy emerytalnych, fundusze emerytalne, towarzystwa funduszy inwestycyjnych, fundusze inwestycyjne, zakłady ubezpieczeń, banki i domy maklerskie (prowadzące działalność inwestycyjną zarówno na rachunek własny jak i swoich klientów); oraz
- Odbiorcy Bezpośredni Gazu.

Deklaracje Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych przyjmowane będą w terminie od 13 do 22 czerwca 2005 r. z zastrzeżeniem, że w dniu 22 czerwca 2005 r. Deklaracje Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B przyjmowane będą do godz. 12-tej.

Deklaracje Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B Inwestorzy mogą składać:

- osobiście w siedzibie Oferującego, ul. Puławska 15, 02-515 Warszawa; lub
- przekazać faksem na numery: +48 (22) 521 78 35 oraz +48 (22) 521 72 24;

w godzinach pracy, z zastrzeżeniem, że w dniu 22 czerwca 2005 r. Deklaracje Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B będą przyjmowane do godziny 12-tej.

W przypadku działania za pośrednictwem pełnomocnika niniejszym zobowiązuje się Inwestora do nadesłania faksem, wraz z Deklaracją Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B, stosownego umocowania do działania w imieniu Inwestora.

Dokumenty nadesłane faksem uznawane są przez Emitenta i Oferującego za dokumenty wiążące.

Inwestor lub jego pełnomocnik składający osobiście Deklarację Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B powinien okazać w miejscu przyjmowania Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B następujące dokumenty:

- dokument stwierdzający tożsamość osoby składającej Deklarację Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B;
- pełnomocnictwo do reprezentowania osoby prawnej, zawierające umocowanie do złożenia w jego imieniu Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B.

Procedura składania Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B za pośrednictwem pełnomocnika została opisana w pkt 2.10.5 niniejszego Rozdziału.

W Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych Inwestor podaje następujące dane:

- firmę/nazwę;
- siedzibę;
- adres do korespondencji (łącznie z numerem telefaksu lub adresem poczty elektronicznej, na który zostanie przesłane zaproszenie do złożenia zapisu, w przypadku gdy klient zostanie wpisany na Listę Wstępnego Przydziału);

- numer REGON;
- liczbę Akcji Oferowanych objętych Deklaracją Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B;
- deklarowaną cenę, która musi się mieścić w podanym Przedziale Cenowym; podanie przez Inwestora limitu ceny oznacza, że zamierza on nabyć Akcje Oferowane po cenie nie wyższej, niż określona przez niego wysokość limitu; Deklaracje Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B zawierające cenę spoza Przedziału Cenowego będą nieważne;

oraz podpisuje oświadczenie, że:

- zapoznał się z treścią Prospektu i Statutu Emitenta oraz akceptuje warunki Oferty i brzmienie Statutu;
- przyjmuje do wiadomości i akceptuje wiążący charakter Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B.

Wzór deklaracji stanowi Załącznik nr 7 do Prospektu.

W ramach procesu budowania Księgi Popytu Inwestor może złożyć Deklarację Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B na nie mniej niż 200.000 Akcji Serii B i nie więcej niż liczbę Akcji Serii B oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych. Inwestor ma prawo do złożenia kilku Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B, z zastrzeżeniem, że łączna liczba Akcji Serii B wskazana w deklaracjach złożonych przez jednego Inwestora z jednakową ceną nie może przekroczyć liczby Akcji Serii B oferowanej w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych. W przypadku złożenia przez jednego Inwestora kilku Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B z jednakową ceną opiewających na łączną liczbę Akcji przekraczającą liczbę Akcji Serii B oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych, będzie to traktowane jak deklaracja nabycia liczby Akcji Serii B oferowanych do objęcia w ww. transzy.

Złożenie przez jednego Inwestora kilku Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B z różnymi cenami powoduje, że Deklaracje Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B będą uznawane za ważne tylko w części nie większej niż liczba Akcji Serii B oferowana w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych, przy czym ustala się kolejność uznawania Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B w kolejności poczynając od tych z najwyższą zadeklarowaną ceną za Akcje.

Deklaracje Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B składane przez towarzystwo funduszy inwestycyjnych w imieniu własnym, odrębnie na rzecz poszczególnych zarządzanych przez towarzystwo funduszy, stanowią w rozumieniu Prospektu deklaracje odrębnych Inwestorów.

Zarządzający pakietem papierów wartościowych na zlecenie może złożyć jedną łączną Deklarację Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B w imieniu osób, których rachunkami zarządza i na rzecz których zamierza nabyć Akcje Oferowane.

Deklaracja Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B może być podpisana wyłącznie przez osoby upoważnione do podpisywania się w imieniu Inwestora, zgodnie ze statutem lub umową spółki lub przez ustanowionego pełnomocnika.

Wszelkie konsekwencje wynikające z niewłaściwego wypełnienia formularza Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B ponosi Inwestor.

W przypadku przedstawienia w Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B niekompletnych informacji, deklaracja taka będzie nieważna.

W okresie przyjmowania Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B Inwestor ma prawo do jej odwołania, natomiast w przypadku chęci dokonania zmiany w złożonej Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B, musi ona zostać odwołana, a następnie złożona nowa Deklaracja Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B, w terminach przyjmowania Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B.

Złożenie Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B stanowi zobowiązanie Inwestora do złożenia i opłacenia zapisu w liczbie określonej w zaproszeniu do złożenia zapisu (zgodnej z Listą Wstępnego Przydziału). Niezłożenie i niepłacenie zapisu zgodnie z zaproszeniem skutkować może dochodzeniem roszczeń przez Emitenta lub subemitenta (w przypadku zawarcia umowy o subemisję inwestycyjną) na zasadach określonych w Kodeksie Cywilnym.

Roszczenia Emitenta lub subemitenta (w przypadku zawarcia umowy o subemisję inwestycyjną) z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania zobowiązania Inwestora do złożenia i opłacenia zapisu na Akcje Oferowane w liczbie wskazanej w zaproszeniu do złożenia zapisu mogą być dochodzone w stosunku do Inwestora w szczególności w trybie art. 471 i następnych Kodeksu Cywilnego. Podstawą odpowiedzialności

Inwestora są zasady odpowiedzialności kontraktowej. Termin przedawnienia roszczeń o naprawienie szkody wynosi dziesięć lat od daty powstania szkody.

Roszczenie o naprawienie szkody z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania zobowiązania Inwestora do złożenia i opłacenia zapisu na Akcje Oferowane przysługuje Emitentowi lub subemitentowi (w przypadku zawarcia umowy o subemisję inwestycyjną) również w przypadku, gdy Inwestor złożył i opłacił zapis na mniejszą liczbę Akcji Oferowanych niż liczba wskazana w zaproszeniu skierowanym do Inwestora, w następstwie czego przydzielono mu taką liczbę Akcji Oferowanych jaką faktycznie opłacił.

Na dowód przyjęcia Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B Inwestor otrzymuje jeden jej egzemplarz, który jest potwierdzony przez pracownika BDM PKO BP SA przyjmującego Deklarację Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B. W przypadku przekazania Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B faksem, potwierdzenie wpłynięcia Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B, zawierające datę i godzinę oraz pieczątkę imienną pracownika BDM PKO BP S.A., zostanie odesłane niezwłocznie na numer faksu Inwestora wskazany w treści Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B.

W oparciu o Deklaracje Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B złożone do Księgi Popytu Oferujący przygotuje i przedstawi Emitentowi propozycję Listy Wstępnego Przydziału.

Zarząd, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, po dokonaniu ewentualnych przesunięć Akcji Oferowanych pomiędzy transzami i zmian wielkości tych transz, o których mowa w pkt 2.10.1 oraz w pkt. 2.12.1 Rozdziału III Prospektu, zastrzega sobie prawo uznaniowego wyboru Inwestorów, którzy zostaną umieszczeni na ostatecznej Liście Wstępnego Przydziału. W przypadku rozbieżności pomiędzy Zarządem i Radą Nadzorczą decyzję o Wstępnym Przydziale Akcji Oferowanych podejmuje Walne Zgromadzenie na wniosek Zarządu wraz z uzasadnieniem. Lista Wstępnego Przydziału będzie określała liczbę Akcji Oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych, które zostaną przydzielone danemu Inwestorowi pod warunkiem złożenia i opłacenia zapisu na liczbę Akcji Oferowanych nie mniejszą od liczby określonej w zaproszeniu do złożenia zapisu. Emitent podejmując decyzję o wstępnym przydziale ww. Inwestorom, będzie brał pod uwagę możliwości długofalowej współpracy pomiędzy Emitentem i Inwestorem ze szczególnym uwzględnieniem dotychczasowych Odbiorców Bezpośrednich Gazu. Złożenie Deklaracji nie stanowi zobowiązania dla Emitenta ani Oferującego do wystosowania do Inwestora zaproszenia do złożenia zapisu na Akcje Oferowane.

Inwestorom umieszczonym na Liście Wstępnego Przydziału, którzy złożą i opłacą zapis w terminie określonym w pkt 2.11.2.3 niniejszego Rozdziału zostanie zagwarantowany przydział Akcji Oferowanych określony w tej Liście.

Nie później niż następnego dnia roboczego, po dokonaniu Wstępnego Przydziału Akcji Oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych, Oferujący skieruje do Inwestorów, którzy zostali wpisani na Listę Wstępnego Przydziału, zaproszenia do złożenia zapisów na Akcje w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych. Powyższe zaproszenie zostanie przekazane Inwestorowi na numer telefaksu lub na adres poczty elektronicznej wskazane w formularzu Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B.

Zobowiązanie Inwestora, który brał udział w budowaniu Księgi Popytu, do złożenia i opłacenia zapisu wygasa w momencie nieotrzymania od Oferującego, w terminie określonym powyżej, zaproszenia do złożenia zapisu na Akcje Oferowane.

Emitent nie ma obowiązku podania informacji dotyczących Księgi Popytu do publicznej wiadomości.

2.11.2.3 Terminy i miejsce przyjmowania zapisów na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

Zapisy na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych przyjmowane będą w terminie **od 23 do 28 czerwca 2005 r.** w godzinach pracy POK wymienionych w Załączniku nr 6a do Prospektu.

Możliwe jest składanie zapisów na Akcje Oferowane za pośrednictwem internetu, telefonu lub za pomocą innych środków technicznych dopuszczonych regulaminem BDM PKO BP S.A.

W takim wypadku Inwestor powinien mieć podpisaną stosowną umowę z BDM PKO BP S.A., która w szczególności powinna zawierać upoważnienie BDM PKO BP S.A. lub jego pracowników do złożenia zapisu na Akcje Oferowane w imieniu Inwestora.

2.11.2.4 Zasady składania zapisów w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

Inwestorzy, do których skierowane zostało zaproszenie do złożenia zapisu, winni składać zapisy na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych, w liczbie nie niższej niż określona w

zaproszeniu do złożenia zapisu. W przypadku złożenia przez Inwestora zapisu na liczbę Akcji wyższą niż określona w zaproszeniu do złożenia zapisu, Inwestor musi liczyć się z możliwością przydzielenia mu mniejszej liczy Akcji Oferowanych, jednak nie mniejszej niż zagwarantowana w przekazanym zaproszeniu do złożenia zapisu. W przypadku, gdy Inwestor złoży zapis na mniejszą liczbę Akcji Oferowanych niż wskazana w zaproszeniu, zapis zostanie uznany za ważny, jednakże w przypadku wystąpienia takiej sytuacji Emitent będzie miał prawo nie przydzielić Akcji Oferowanych w ogóle lub przydzielić je w liczbie wynikającej z dokonanego zapisu zgodnie z zasadami przydziału opisanymi pkt. 2.11.2.8 niniejszego Rozdziału. Inwestor, który złożył zapis na mniejszą liczbę Akcji Oferowanych niż wskazana w zaproszeniu lub nie złożył go w ogóle, z uwagi na wiążący charakter Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B, musi liczyć się z możliwością dochodzenia roszczeń Emitenta lub subemitenta (w przypadku zawarcia umowy o subemisję inwestycyjną), o których mowa w pkt. 2.11.2.2 niniejszego Rozdziału.

Inwestorzy, do których nie zostało skierowane zaproszenie do złożenia zapisu, będą mogli złożyć zapis na minimum 200.000 Akcji Serii B i maksymalnie na liczbę Akcji Serii B oferowanych w tej transzy. Inwestorzy ci muszą liczyć się jednak z możliwością przydzielenia mniejszej liczby Akcji Oferowanych lub nieprzydzielenia żadnej Akcji Oferowanych z uwagi na brak preferencji wynikających z uczestnictwa w procesie budowania Księgi Popytu.

Inwestor, w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych, może złożyć wielokrotne zapisy na Akcje Serii B, przy czym łączna liczba Akcji Serii B określona w zapisach złożonych przez jednego Inwestora nie może być większa niż liczba Akcji Serii B oferowana w tej transzy. Zapisy złożone przez jednego Inwestora na łączną liczbę Akcji Serii B przekraczającą liczbę Akcji Serii B oferowanych do objęcia w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych będą traktowane jak zapisy na liczbę Akcji Serii B oferowanych do objęcia w ww. transzy.

Zapis na Akcje Oferowane zawiera, w szczególności, następujące informacje:

- nazwę/firmę Inwestora;
- siedzibę Inwestora;
- REGON lub inny numer identyfikacyjny;
- liczbę oraz rodzaj Akcji Oferowanych objętych zapisem;
- Cenę Emisyjną;
- formę zwrotu wpłaconych środków;
- dane niezbędne do dokonania zwrotu wpłaconych środków;
- wysokość dokonywanej wpłaty na Akcje Serii B,
- nazwę i adres podmiotu przyjmującego zapisy i wpłaty na Akcje Serii B.

Na formularzu zapisu, będącym wydrukiem z komputera, zawarte jest oświadczenie, w którym Inwestor stwierdza, że:

- zapoznał się z treścią Prospektu oraz akceptuje treść Statutu Emitenta i warunki Oferty Publicznej;
- wyraża zgodę na przydzielenie mniejszej liczby Akcji Serii B w Ofercie Publicznej niż objęta zapisem lub nieprzydzielenie ich wcale, zgodnie z zasadami opisanymi w Prospekcie.

Inwestor lub jego pełnomocnik składający zapis na Akcje Oferowane powinien okazać w miejscu przyjmowania zapisów dokument potwierdzający tożsamość osoby składającej zapis w celu weryfikacji danych zawartych na formularzu zapisu.

Osoba działająca w imieniu osoby prawnej lub jednostki organizacyjnej nie posiadającej osobowości prawnej zobowiązana jest ponadto złożyć:

- aktualny wypis z właściwego rejestru podmiotu, w imieniu którego składany jest zapis;
- w przypadku jeśli do złożenia zapisu wymagana jest zgoda organu podmiotu, w imieniu którego składany jest zapis - dokument potwierdzający udzielenie zgody przez odpowiedni organ;
- pełnomocnictwo do reprezentowania osoby prawnej,

Na dowód złożonego zapisu Inwestor otrzyma jeden egzemplarz formularza zapisu będący wydrukiem komputerowym. Wszelkie konsekwencje wynikające z niewłaściwego wypełnienia formularza zapisu ponosi Inwestor.

Możliwe jest składanie zapisu oraz Dyspozycji Deponowania Akcji Serii B za pośrednictwem internetu, telefonu lub za pomocą innych środków technicznych dopuszczonych regulaminem BDM PKO BP S.A.

W takim wypadku Inwestor powinien mieć podpisaną stosowną umowę z BDM PKO BP S.A., która w szczególności powinna zawierać upoważnienie BDM PKO BP S.A. lub jego pracowników do złożenia ww. formularzy w imieniu Inwestora.

Zapis na Akcje Oferowane jest bezwarunkowy, nie może zawierać jakichkolwiek zastrzeżeń i jest nieodwołalny.

Procedura składania zapisów za pośrednictwem pełnomocnika została opisana w pkt 2.10.5 niniejszego Rozdziału.

Termin związania Inwestora złożonym zapisem na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

Inwestor jest związany zapisem na Akcje Oferowane od daty złożenia zapisu do dnia zapisania Akcji Oferowanych na jego rachunku papierów wartościowych, chyba że wcześniej Emitent nie przydzieli Akcji Oferowanych Inwestorowi lub ogłosi informację o niedojściu Oferty Publicznej do skutku.

2.11.2.5 Składanie Dyspozycji Deponowania Akcji Serii B w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

Inwestor składający zapis na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych zobligowany jest jednocześnie złożyć nieodwołalną Dyspozycję Deponowania Akcji Serii B, stanowiącą część formularza zapisu na Akcje Serii B. Złożenie takiej dyspozycji jest obligatoryjne.

Dyspozycja Deponowania Akcji Serii B zawiera:

- dane podmiotu składającego Dyspozycję Deponowania Akcji Serii B;
- firmę domu maklerskiego lub banku prowadzącego działalność maklerską, lub banku prowadzącego rachunki papierów wartościowych oraz numer rachunku papierów wartościowych, na którym mają być zdeponowane wszystkie przydzielone Akcje Serii B.

Konsekwencje wynikające z niewłaściwego bądź niepełnego wypełnienia Dyspozycji Deponowania Akcji Serii B ponosi Inwestor.

Dyspozycja Deponowania Akcji Serii B jest nieodwołalna, bezwarunkowa i nie może zawierać jakichkolwiek zastrzeżeń. Złożenie Dyspozycji Deponowania Akcji Serii B jest tożsame ze złożeniem dyspozycji deponowania Praw do Akcji Serii B (PDA Serii B). W przypadku składania Dyspozycji Deponowania Akcji Serii B przez pełnomocnika zakres pełnomocnictwa powinien zawierać umocowanie do dokonania takiej czynności.

2.11.2.6 Zasady, miejsca i terminy dokonywania wpłat na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

Warunkiem skutecznego złożenia zapisu na Akcje Oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych jest jego opłacenie w kwocie wynikającej z iloczynu liczby Akcji Oferowanych na jaką składany jest zapis i ich Ceny Emisyjnej. Powyższa kwota musi wpłynąć na rachunek Oferującego najpóźniej w ostatnim dniu przyjmowania zapisów.

Wpłata na Akcje Oferowane dokonywana jest w złotych w następujących formach:

- gotówką; albo
- przelewem na rachunek Oferującego, z wydzielonym indywidualnie dla każdego Inwestora rachunkiem bankowym. Numer indywidualnego rachunku bankowego, Inwestorom wpisanym na Listę Wstępnego Przydziału, zostanie podany w treści zaproszenia do złożenia zapisu, natomiast Inwestorom składającym zapisy poza procesem budowania Księgi Popytu - w POK, w którym będą składać zapisy na Akcje Oferowane.

2.11.2.7 Skutki prawne niedokonania wpłat w oznaczonym terminie lub wniesienia opłaty niepełnej

Wpłatę uważa się za dokonaną w momencie wpływu środków pieniężnych na rachunek Oferującego.

Brak wpłaty w terminie określonym w Prospekcie lub wpłata niepełna powoduje nieważność całego zapisu.

Środki pieniężne pochodzące z nieobjętych Akcji Oferowanych, bez żadnych odsetek oraz odszkodowań, zostaną zwrócone zgodnie z dyspozycją wskazaną w formularzu zapisu.

2.11.2.3 Zasady przydziału Akcji Oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

Po dokonaniu ewentualnych przesunięć Akcji Oferowanych pomiędzy transzami i zmian wielkości transz, o których mowa w pkt. 2.10.1 oraz w pkt. 2.12.1 niniejszego Rozdziału, przydział Akcji Oferowanych nastąpi w ciągu 3 dni roboczych od dnia zakończenia przyjmowania zapisów w tej transzy i dokonany zostanie przez Zarząd, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej z zastrzeżeniem, że w przypadku rozbieżności pomiędzy Zarządem i Radą Nadzorczą decyzję o przydziale Akcji Oferowanych podejmuje Walne Zgromadzenie na wniosek Zarządu wraz z uzasadnieniem.

Podstawę przydziału Akcji Oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych stanowią:

- prawidłowo złożony zapis;
- wpłata pełnej kwoty na zamówioną liczbę Akcji Oferowanych najpóźniej ostatniego dnia przyjmowania zapisów.

W przypadku subskrybowania mniejszej liczby Akcji Oferowanych niż oferowana w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oraz przy jednoczesnym dojściu do skutku Oferty Publicznej, Inwestorom zostaną przydzielone Akcje Oferowane zgodnie ze złożonym zapisem.

W przypadku wystąpienia nadsubskrypcji w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych przydział Akcji Oferowanych nastąpi według następujących zasad:

- w pierwszej kolejności zostanie dokonany przydział Akcji Oferowanych na rzecz Inwestorów uczestniczących w procesie budowania Księgi Popytu, którzy zostali umieszczeni na Liście Wstępnego Przydziału oraz którzy złożyli i opłacili zapisy w wysokości nie mniejszej niż określonej na Liście (Inwestorom tym zagwarantowany zostanie przydział Akcji Oferowanych określonych w Liście);
- jeżeli po dokonaniu przydziału Akcji Oferowanych, zgodnie z powyższymi zasadami, pozostaną jeszcze nieobjęte Akcje Oferowane, w drugiej kolejności przydzielane będą Akcje Oferowane na rzecz Inwestorów uczestniczących w procesie budowania Księgi Popytu, którzy zostali umieszczeni na Liście Wstępnego Przydziału oraz którzy złożyli i opłacili zapisy w wysokości wyższej niż wskazane na tej Liście – w odniesieniu do części zapisu, jaka przekroczyła wielkość wskazaną na Liście Wstępnego Przydziału. W przypadku, gdy nadsubskrypcja wystąpi na tym etapie przydziału, Zarząd, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, dokona uznaniowego przydziału Akcji Oferowanych;
- jeżeli po dokonaniu przydziału Akcji Oferowanych, zgodnie z powyższymi zasadami, pozostaną jeszcze nieobjęte Akcje Oferowane, Akcje te zostaną przydzielone Inwestorom, którzy nie uczestniczyli w procesie budowania Księgi Popytu, a złożyli i opłacili zapisy zgodnie z zasadami opisanymi w pkt. 2.11.2.4 niniejszego Rozdziału oraz Inwestorom, którzy zostali umieszczeni na Liście Wstępnego Przydziału i dokonali zapisu na mniejszą liczbę Akcji Oferowanych niż wskazana w zaproszeniu, na zasadach opisanych w pkt. 2.11.2.4. Akcje Oferowane zostaną przydzielone przez Zarząd po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej w sposób uznaniowy.

Zarząd przedstawi Radzie Nadzorczej listę Inwestorów w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych, którzy złożyli zapisy w tej transzy i wskaże podmioty na tej liście, które zdaniem Zarządu prowadzą działalność konkurencyjną wobec działalności Grupy PGNiG. Zarząd, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, może odmówić dokonania przydziału Akcji Oferowanych w przypadku, gdy uzna, iż Inwestor, który złożył i opłacił zapis prowadzi wobec działalności Grupy PGNiG działalność konkurencyjną. W przypadku rozbieżności pomiędzy Zarządem a Radą Nadzorczą w zakresie uznania działania Inwestora za działalność konkurencyjną, decyzję o przydziale Akcji Oferowanych podejmie Walne Zgromadzenie na wniosek Zarządu wraz z uzasadnieniem.

Odmowa dokonania przydziału Akcji Oferowanych nie dotyczy Inwestorów wpisanych na Listę Wstępnego Przydziału w liczbie Akcji Serii B im zagwarantowanej.

Podstawą przydziału Akcji Oferowanych zarządzającemu portfelem na zlecenie będzie jego łączny zapis złożony przez zarządzającego w imieniu osób, których rachunkami zarządza i na rzecz których zamierza nabyć Akcje Oferowane. Po dokonaniu przydziału Akcji Oferowanych, zarządzający dokona alokacji przydzielonych mu Akcji Oferowanych poszczególnym osobom, w imieniu których złożył zapis, zgodnie z obowiązującymi w danej instytucji zasadami zarządzania portfelem na zlecenie.

2.11.2.9 Sposób zwrotu nadpłaconych kwot w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych

Zwrot nadpłat zostanie dokonany w terminie 7 dni od dnia przydziału Akcji Oferowanych na rachunek bankowy Inwestora wskazany w trakcie przyjmowania zapisu na Akcje Oferowane.

Zwrot nadpłaconych kwot nastąpi bez jakichkolwiek odszkodowań lub odsetek.

2.11.3 Zasady nabywania Akcji Oferowanych w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych

W Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych jest oferowanych 270.000.000 Akcji Oferowanych. Emitent ma prawo zmienić ostateczną liczbę Akcji Serii B oferowanych w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych na zasadach określonych w pkt 2.10.1 oraz w pkt. 2.12.1 niniejszego Rozdziału.

2.11.3.1 Osoby uprawnione do składania zapisów na Akcje Oferowane w Transzy Zagranicznych Inwestorów instytucjonalnych

Osobami uprawnionymi do nabywania Akcji Oferowanych w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych są Inwestorzy instytucjonalni posiadający siedzibę poza granicami Rzeczypospolitej Polskiej, nie będący jednocześnie osobami amerykańskimi w rozumieniu Regulacji S, którzy wezmą udział w procesie budowania Księgi Popytu, zgodnie z zasadami określonymi w pkt. 2.11.3.2 niniejszego Rozdziału oraz zostaną wpisani na Listę Wstępnego Przydziału Akcji Serii B.

2.11.3.2 Budowanie Księgi Popytu w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych

Globalny Koordynator przeprowadzi czynności mające na celu wyselekcjonowanie zagranicznych Inwestorów instytucjonalnych zainteresowanych nabyciem Akcji Oferowanych oraz zbadanie wśród nich popytu, w ramach procesu budowania Księgi Popytu, w terminie od 13 czerwca 2005 r. do godz. 12-tej w dniu 22 czerwca 2005 r.

W ramach procesu budowania Księgi Popytu, Inwestorzy będą deklarować liczbę Akcji Oferowanych, których nabyciem są zainteresowani oraz cenę za jedną Akcję Oferowaną, mieszczącą się w Przedziale Cenowym.

Inwestor w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych może zadeklarować nabycie nie mniej niż 200.000 Akcji Serii B i nie więcej niż liczba Akcji Serii B oferowanych w tej transzy.

Na podstawie Księgi Popytu Globalny Koordynator przedstawi Emitentowi rekomendację wyboru Inwestorów w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych. Zarząd przedstawi Radzie Nadzorczej listę Inwestorów w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych, którzy złożyli deklaracje w ramach Procesu budowania Księgi Popytu i wskaże podmioty na tej liście, które zdaniem Zarządu prowadzą działalność konkurencyjną wobec działalności Grupy PGNiG. Zarząd po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, w oparciu o powyższą rekomendację, po dokonaniu ewentualnych przesunięć i zmian wielkości transz, o których mowa w pkt 2.10.1 oraz w pkt. 2.12.1 Rozdziału III Prospektu, dokona Wstępnego Przydziału Akcji Oferowanych poszczególnym Inwestorom.

Wybór Inwestorów oraz liczby wstępnie przydzielonych im Akcji Oferowanych będzie miał charakter uznaniowy (w szczególności Zarząd, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, może odmówić dokonania Wstępnego Przydziału Akcji Oferowanych Inwestorowi, gdy uzna, że prowadzi on działalność konkurencyjną wobec działalności Grupy PGNiG). W przypadku rozbieżności pomiędzy Zarządem a Radą Nadzorczą decyzję o Wstępnym Przydziale Akcji Oferowanych podejmie Walne Zgromadzenie na wniosek Zarządu wraz z uzasadnieniem.

Po sporządzeniu Listy Wstępnego Przydziału Globalny Koordynator prześle Inwestorom, którym Akcje Oferowane zostały wstępnie przydzielone, potwierdzenia zawierające liczbę Akcji Oferowanych wstępnie im przydzielonych. Liczba ta nie będzie większa od liczby Akcji Oferowanych zadeklarowanej przez Inwestora w ramach budowania Księgi Popytu.

Inwestorom umieszczonym na Liście Wstępnego Przydziału, którzy złożą i opłacą zapisy w terminie określonym w pkt. 2.11.3.5 Rozdziału III zostanie zagwarantowany przydział Akcji Oferowanych w liczbie określonej w tej Liście. Ostateczny przydział Akcji Oferowanych nastąpi w terminie i na warunkach określonych w pkt. 2.11.3.7.

Księga Popytu będzie wykorzystana przy ustaleniu Ceny Emisyjnej oraz określeniu liczby Akcji Oferowanych w poszczególnych transzach.

Emitent nie ma obowiązku podania informacji dotyczących Księgi Popytu do publicznej wiadomości.

2.11.3.3 Terminy i zasady składania zapisów w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych

Globalny Koordynator, w dniach 23-28 czerwca 2005 r., złoży w siedzibie Oferującego w imieniu Inwestorów znajdujących się na Liście Wstępnego Przydziału zapisy na Akcje Serii B na liczbę akcji nie większą niż liczba Akcji Serii B wstępnie im przydzielona.

Zapis na Akcje Serii B jest bezwarunkowy, nieodwołalny oraz nie może zawierać jakichkolwiek zastrzeżeń.

Wszelkie konsekwencje wynikające z niewłaściwego wypełnienia zapisu na Akcje Oferowane ponosi Inwestor. Zapis, który pomija którykolwiek z elementów wskazanych w art. 437 §2 Kodeksu Spółek Handlowych zostanie uznany za nieważny. Zapisy powinny zawierać:

- nazwę (firmę) Inwestora;
- siedzibę Inwestora;
- numer identyfikacyjny Inwestora;
- liczbę oraz rodzaj Akcji Oferowanych objętych zapisem;
- Cenę Emisyjną;
- formę zwrotu wpłaconych środków;
- dane niezbędne do dokonania zwrotu wpłaconych środków;
- wysokość dokonywanej wpłaty na Akcje Oferowane,
- nazwę i adresem podmiotu przyjmującego zapisy i wpłaty na Akcje Oferowane.

Ponadto Inwestor składa oświadczenie, w którym stwierdza że:

- zapoznał się z treścią Prospektu oraz akceptuje treść statutu Emitenta i warunki Oferty Publicznej;
- wyraża zgodę na przydzielenie Akcji Oferowanych zgodnie z zasadami opisanymi w Prospekcie.

Termin związania Inwestora złożonym zapisem na Akcje Oferowane w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych

Inwestor jest związany zapisem na Akcje Oferowane od daty złożenia zapisu do dnia zapisania Akcji Oferowanych na jego rachunku papierów wartościowych, chyba że wcześniej Emitent nie przydzieli Akcji Oferowanych Inwestorom lub poinformuje o niedojściu Publicznej Oferty do skutku.

2.11.3.4 Składanie Dyspozycji Deponowania Akcji Serii B w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych

Globalny Koordynator wraz ze złożeniem zapisu w imieniu Inwestora jest zobowiązany do złożenia nieodwołalnej Dyspozycji Deponowania Akcji Serii B, stanowiącej część formularza zapisu na Akcje Serii B. Złożenie takiej dyspozycji jest obligatoryjne.

Dyspozycja Deponowania Akcji Serii B zawiera:

- dane podmiotu składającego Dyspozycję Deponowania Akcji Serii B;
- firmę domu maklerskiego lub banku prowadzącego działalność maklerską lub banku prowadzącego rachunki papierów wartościowych oraz numer rachunku papierów wartościowych, na którym mają być zdeponowane wszystkie przydzielone Akcje Serii B.

Konsekwencje wynikające z niewłaściwego bądź niepełnego wypełnienia Dyspozycji Deponowania Akcji Serii B ponosi Inwestor.

Dyspozycja Deponowania Akcji Serii B jest nieodwołalna, bezwarunkowa i nie może zawierać jakichkolwiek zastrzeżeń. Złożenie Dyspozycji Deponowania jest tożsame ze złożeniem dyspozycji deponowania Praw do Akcji Serii B (PDA Serii B).

2.11.3.5 Zasady, miejsca i terminy dokonywania wpłat na Akcje Oferowane w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych

Warunkiem skutecznego złożenia zapisu na Akcje Oferowane w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych jest jego opłacenie w kwocie wynikającej z iloczynu liczby Akcji Oferowanych na jaką składany jest zapis i ich Ceny Emisyjnej.

Środki z tytułu opłacenia Akcji Oferowanych w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych zostaną przekazane przez Globalnego Koordynatora przelewem na rachunek bankowy wskazany przez Oferującego. Powyższa kwota musi wpłynąć najpóźniej do ostatniego dnia przyjmowania zapisów w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych.

2.11.3.6 Skutki prawne niedokonania wpłat w oznaczonym terminie lub wniesienia opłaty niepełnej

Niedokonanie płatności za Akcje Serii B lub wpłata niepełna w oznaczonym w pkt. 2.11.3.4 niniejszego Rozdziału terminie, powoduje nieważność całego zapisu. W takim przypadku Inwestorzy tracą prawo do przydziału Akcji Serii B.

2.11.3.7 Zasady przydziału Akcji Oferowanych w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych

Po dokonaniu ewentualnych przesunięć Akcji Oferowanych pomiędzy transzami i zmian wielkości tych transz, o których mowa w pkt. 2.10.1 oraz pkt 2.12.1 Rozdziału III Prospektu, na podstawie zapisów oraz w oparciu o przyjęte wpłaty na Akcje Oferowane, Zarząd, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, dokona przydziału Akcji Oferowanych w ciągu 3 dni roboczych od dnia zakończenia przyjmowania zapisów w tej transzy z zastrzeżeniem, że w przypadku rozbieżności pomiędzy Zarządem i Radą Nadzorczą decyzję o przydziale Akcji Oferowanych podejmuje Walne Zgromadzenie na wniosek Zarządu wraz z uzasadnieniem.. Akcje Oferowane będą przydzielone ostatecznie tylko tym Inwestorom, którzy znaleźli się na Liście Wstępnego Przydziału w liczbie Akcji Serii B określonej na tej Liście.

Ze względu na tryb przyjmowania zapisów w tej transzy nie może wystąpić nadsubskrypcja Akcji Oferowanych.

2.11.3.8 Sposób zwrotu nadpłaconych kwot

Zwrot nadpłaconych kwot nastąpi w terminie 7 dni od dnia przydziału Akcji Oferowanych. Globalny Koordynator dokona zwrotu nadpłaconych kwot zgodnie z dyspozycją złożoną przez Inwestora w trakcie przyjmowania zapisu, przy czym zwrot może być dokonany wyłącznie przelewem.

Zwrot nadpłaconych kwot nastąpi bez jakichkolwiek odszkodowań lub odsetek.

2.11.4 Zasady i miejsca składania zapisów oraz przydział Akcji Oferowanych subemitentom inwestycyjnym

W przypadku zawarcia przez Emitenta umowy lub umów o subemisję inwestycyjną oraz gdy nie wszystkie Akcje Oferowane zostaną subskrybowane, zapisy subemitentów oraz opłacenie Akcji Oferowanych powinny zostać dokonane nie później niż przed dniem zamknięcia Oferty Publicznej.

Przydział Akcji Oferowanych dla subemitentów inwestycyjnych dokonany zostanie przez Zarząd, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, w ciągu 3 dni roboczych od dnia zamknięcia Oferty Publicznej.

2.12 Przesunięcie, odwołanie i odstąpienie od Oferty Publicznej

2.12.1 Przesunięcie lub zmiana wielkości Oferty Publicznej

Do czasu rozpoczęcia Oferty Publicznej Emitent, w porozumieniu z Globalnym Koordynatorem i Oferującym, może podjąć decyzję o przesunięciu terminów i przeprowadzeniu Oferty Publicznej w innym terminie, przy czym ostatecznie wyznaczony termin zakończenia Publicznej Oferty nie może być późniejszy niż ostatni dzień ważności Prospektu.

Przed rozpoczęciem Oferty Publicznej Walne Zgromadzenie może podjąć decyzję o zmianie wysokości podwyższonego kapitału zakładowego, w tym zmniejszeniu liczby akcji, o którą kapitał zakładowy jest podwyższany w drodze Emisji bez podawania przyczyn.

Decyzję o zmniejszeniu wysokości podwyższonego kapitału zakładowego Walne Zgromadzenie może również podjąć po zakończeniu procesu budowania Księgi Popytu, lecz nie później niż przed dokonaniem wstępnego przydziału Akcji Oferowanych.

W takich przypadkach Walne Zgromadzenie dokona zmiany wielkości Akcji Oferowanych w poszczególnych transzach z zastrzeżeniem, że zmiany te nie mogą powodować zmniejszenia liczby Akcji Oferowanych w Transzy Inwestorów Indywidualnych, chyba że popyt w tej transzy będzie mniejszy od liczby Akcji Oferowanych w tej transzy. Ponadto zmiany te nie mogą również powodować zmniejszenia liczby Akcji Oferowanych łącznie w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oraz Transzy Zagranicznych

Inwestorów Instytucjonalnych poniżej 30% Akcji Oferowanych, chyba że łączny popyt w tych transzach będzie mniejszy niż 30% Akcji Oferowanych.

2.12.2 Odwołanie i odstąpienie od Oferty Publicznej

Do czasu rozpoczęcia Oferty Publicznej Emitent, w porozumieniu z Globalnym Koordynatorem i Oferującym, może podjąć decyzję o odwołaniu Oferty Publicznej bez podawania przyczyn.

Emitent może odstąpić od przeprowadzenia Oferty Publicznej po jej rozpoczęciu jedynie z ważnych powodów. Do ważnych powodów należy zaliczyć m. in. nagłe i nieprzewidywalne wcześniej zmiany w sytuacji gospodarczej kraju lub świata, które mogą mieć istotny negatywny wpływ na rynki finansowe, gospodarkę kraju lub dalszą działalność Spółki, w tym na prognozy i informacje przedstawione w Prospekcie przez Zarząd, nagłe i nieprzewidywalne zmiany mające bezpośredni wpływ na działalność operacyjną Spółki.

Ponadto należy również zauważyć, iż w przypadku, gdy Emitent podejmie decyzję o odstąpieniu od budowania Księgi Popytu po jej rozpoczęciu lub w przypadku jej unieważnienia, następstwem takich zdarzeń będzie odstąpienie od Oferty Publicznej. Unieważnienie procesu budowania Księgi Popytu będzie miało miejsce w przypadku niesporządzenia Listy Wstępnego Przydziału Akcji Serii B.

Odstąpienie Emitenta od Oferty Publicznej wyklucza możliwość przeprowadzenia przez Emitenta tej Oferty na podstawie Prospektu.

2.12.3 Niedojście Oferty Publicznej do skutku

Oferta Publiczna nie dochodzi do skutku jeżeli:

- Emitent odwoła Ofertę Publiczną;
- Emitent odstąpi od przeprowadzenia Oferty Publicznej;
- nie zostanie złożony i prawidłowo opłacony zapis na co najmniej 1 Akcję Serii B;
- Zarząd, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, nie dokona przydziału Akcji Serii B w terminach określonych w Prospekcie;
- Zarząd nie zgłosi do Sądu Rejestrowego w ciągu 6 miesięcy od daty udzielenia przez KPWiG zgody na wprowadzenie Akcji Serii B do publicznego obrotu wniosku o zarejestrowanie podwyższenia kapitału zakładowego;
- uprawomocni się postanowienie Sądu Rejestrowego o odmowie wpisu do rejestru podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w wyniku Emisji.

2.12.4 Ogłoszenie o odwołaniu, odstąpieniu lub przesunięciu terminu Oferty Publicznej lub niedojście jej do skutku

Informacja o odwołaniu, odstąpieniu lub przesunięciu przez Emitenta Oferty Publicznej lub nie dojściu jej do skutku zostanie przekazana do publicznej wiadomości niezwłocznie po wystąpieniu opisanego powyżej przypadku w formie Raportu Bieżącego, przekazanego do KPWiG, GPW oraz agencji informacyjnej.

2.12.5 Zwrot wpłat

W przypadku niedojścia Emisji do skutku wartość opłaconych Akcji Serii B zostanie zwrócona Inwestorom w terminie 7 dni od ogłoszenia o niedojściu Emisji do skutku, zgodnie z dyspozycjami wskazanymi w formularzach zapisu na Akcje Oferowane.

W przypadku niedojścia Emisji do skutku po wprowadzeniu PDA Serii B do obrotu giełdowego Emitent wystąpi o zakończenie notowań PDA Serii B na GPW w dniu podania do publicznej wiadomości informacji o niedojściu Emisji do skutku. Wówczas zwrot wpłat dokonany zostanie na rzecz Inwestorów, na kontach których będą zapisane PDA Serii B w dniu rozliczenia transakcji przeprowadzonych w ostatnim dniu notowań PDA na GPW. Kwota zwracanych wpłat zostania ustalona w ten sposób, że liczba PDA Serii B znajdujących się na koncie Inwestora zostanie pomnożona przez Cenę Emisyjną. Zwrot wpłat zostanie dokonany w terminie 7 dni od ogłoszenia o niedojściu Emisji do skutku na rachunki papierów wartościowych Inwestorów, na których zapisane były PDA Serii B.

Zwrot wpłaconych kwot nastąpi bez jakichkolwiek odszkodowań lub odsetek.

2.13 Zamiary Emitenta dotyczące wprowadzenia Akcji Oferowanych do obrotu giełdowego

Zamiarem Emitenta jest, aby Akcje Serii B były wprowadzane do obrotu na urzędowym rynku giełdowym, tj. na rynku podstawowym GPW. Intencją Emitenta jest, aby Akcje Oferowane zostały wprowadzone do obrotu na GPW w terminie do dwóch miesięcy od dnia zamknięcia Oferty Publicznej, przy czym zamiarem Emitenta jest, aby do tego czasu możliwy był obrót na GPW Prawami do Akcji Serii B. Emitent nie przewiduje notowań Akcji jak również innych papierów wartościowych na innych giełdach papierów wartościowych.

PDA Serii B

PDA są zbywalnymi prawami majątkowymi mającymi charakter papieru wartościowego w rozumieniu art. 3 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi.

Niezwłocznie po dokonaniu przydziału Akcji Serii B Emitent złoży do KDPW wniosek o rejestrację PDA Serii B w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych oraz do Zarządu GPW wniosek o ich wprowadzenie do notowań giełdowych.

Po dokonaniu rejestracji w KDPW PDA Serii B zostaną zapisane na rachunkach Inwestorów w domach maklerskich lub na Rachunkach Rejestrowych prowadzonych w ramach sponsora Emisji zgodnie z ich dyspozycjami wydanymi w momencie składania zapisu na Akcje Serii B.

Intencją Emitenta jest, aby po uzyskaniu decyzji Zarządu GPW o wprowadzeniu PDA Serii B do obrotu giełdowego obrót tymi papierami był możliwy w terminie kilku dni roboczych po przydziale Akcji Serii B. Informacja o złożeniu do GPW wniosku o wprowadzenie PDA Serii B do obrotu giełdowego zostanie podana do publicznej wiadomości w formie Raportu Bieżącego.

Akcje Serii B

Po zarejestrowaniu przez Sąd Rejestrowy Emisji Emitent złoży wniosek do KDWP o zamianę PDA Serii B na Akcje Serii B. Akcje powstałe po zamianie PDA rejestrowane są w KDPW w dniu następnym po ostatnim dniu notowania PDA, zgodnie ze stanami kont PDA na koniec ostatniego dnia obrotu.

W przypadku, gdy Sąd Rejestrowy w krótkim czasie dokona rejestracji Akcji Serii B, Emitent dopuszcza możliwość zaniechania obrotu PDA Serii B. Niezwłocznie po zarejestrowaniu Akcji Emitent złoży wniosek do Zarządu GPW o wprowadzenie Akcji Serii B do notowań giełdowych.

Uchwała nr 3
Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki pod firmą: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie
z dnia 16 maja 2005 r.

w sprawie: zmiany uchwały nr 2 z dnia 30 marca 2005 r. Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGNiG S.A w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego poprzez emisję Akcji Serii B, pozbawienia prawa poboru dotychczasowego akcjonariusza oraz zmiany Statutu Spółki.----------

Działając na podstawie art. 430 § 1 Kodeksu spółek handlowych, § 55 ust. 4 pkt. 3 Statutu oraz w związku z uchwałą z dnia 5 maja 2005 r. nr 1 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia w sprawie zmiany Statutu jak również Uchwałą nr 1 niniejszego Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia, Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie uchwala, co następuje:----------

§ 1

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie postanawia zmienić uchwałę nr 2 z dnia 30 marca 2005 r. w ten sposób, że § 1 ust. 3 pkt. (e) tej uchwały otrzymuje on następujące brzmienie:----------

"(e) dokonania przydziału Akcji Serii B po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, z zastrzeżeniem, że rozbieżności pomiędzy Zarządem a Radą Nadzorczą rozstrzyga uchwałą Walne Zgromadzenie na wniosek Zarządu wraz z uzasadnieniem."----------

§ 2

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie postanawia zmienić uchwałę nr 2 z dnia 30 marca 2005 r. w ten sposób, że § 1 ust. 10 tej uchwały otrzymują nowe brzmienie:----------

„10. W związku z podwyższeniem kapitału zakładowego Spółki, zgodnie z § 1, zmienia się Statut w ten sposób, że § 7 otrzymuje nowe następujące brzmienie:----------
„Kapitał zakładowy wynosi nie więcej niż 5.900.000.000 (pięć miliardów dziewięćset milionów złotych) i dzieli się na:----------
(a) akcje na okaziciela serii „A" w liczbie 4.250.000.000 o numerach od 00 000 000 001 do 04 250 000 000 o wartości nominalnej 1 złoty każda oraz o łącznej wartości nominalnej 4.250.000.000 złotych;----------
(b) akcje na okaziciela serii „A1" w liczbie 750.000.000 o numerach od 0 000 000 001 do 0 750 000 000 o wartości nominalnej 1 złoty każda oraz o łącznej wartości nominalnej 750.000.000 złotych,----------
(c) akcje na okaziciela serii „B" w liczbie nie większej niż 900.000.000 o numerach od 0 000 000 001 do 0 900 000 000 o wartości nominalnej 1 złoty każda oraz o łącznej wartości nominalnej 900.000.000 złotych".----------
Ostateczną treść § 7 Statutu w granicach określonych niniejszą Uchwałą nr 2 ustali Zarząd na podstawie art. 310 w związku z art. 431 § 7 Kodeksu spółek handlowych."--

§ 3

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie uwzględnia w niniejszej uchwale zmiany Statutu uchwalone w dniu 5 maja 2005 r., a tym samym dokonuje zmian w Statucie w brzmieniu uchwalonym w dniu 5 maja 2005 r.----------

§ 4

Uchwała wchodzi w życie z dniem powzięcia. ----------

Przewodniczący Zgromadzenia stwierdził, że uchwała została powzięta wszystkimi głosami za. ----------

Uchwała nr 3

Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki pod firmą:

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna

w sprawie: wprowadzenia Akcji PGNiG S.A. Serii A, A1 oraz B do obrotu publicznego.--

W związku z pozytywną opinią Rady Nadzorczej wyrażoną w uchwale Nr 40/III/05 z dnia 30 marca 2005 r. do uchwały Zarządu Nr 191/2005 z dnia 24 marca 2005 r., Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie uchwala, co następuje:----------

§ 1

1. Postanawia się wprowadzić Akcje Spółki Serii A, A1 oraz B do obrotu publicznego.
2. Upoważnia się Zarząd do podjęcia wszelkich czynności niezbędnych w celu realizacji niniejszej Uchwały, w tym między innymi upoważnia się do:
   (a) złożenia wniosku do Komisji Papierów Wartościowych i Giełd o wyrażenie zgody na wprowadzenie Akcji Serii A, A1 oraz B do obrotu publicznego;
   (b) złożenia wniosku o dopuszczenie Akcji Serii A, A1 oraz B do obrotu giełdowego na rynku podstawowym na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.;
   (c) podjęcia wszelkich czynności niezbędnych w celu przygotowania, wynegocjowania i realizacji oferty publicznej.

§ 2

Uchwała wchodzi w życie z dniem podjęcia.----------

Przewodniczący Zgromadzenia stwierdził, że uchwała została podjęta wszystkimi głosami za.----------

ZAŁĄCZNIK 3 - STATUT EMITENTA

„STATUT PGNiG S.A."

I. POSTANOWIENIA OGÓLNE ----------

§ 1

1. Spółka działa pod firmą: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna. --------
2. Spółka może używać skrótu firmy: PGNiG S.A. oraz wyróżniającego ją znaku graficznego. --
3. Spółka może używać w obrocie handlowym nazwy firmy w języku angielskim: „Polish Oil and Gas Company" i skrótu firmy; „POGC". ----------

§ 2

1. Siedzibą Spółki jest: Warszawa. ----------
2. Spółka prowadzi działalność na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza jej granicami.
3. Spółka może otwierać i prowadzić oddziały, zakłady, biura, przedstawicielstwa oraz inne jednostki, zawiązywać spółki, a także może uczestniczyć w innych spółkach i przedsięwzięciach na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza jej granicami. ----------

§ 3

1. Spółka powstała w wyniku komercjalizacji przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w Warszawie. ----------

2. Spółka jest spółką akcyjną o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa. ----------

§ 4

1. Spółka została utworzona na czas nieoznaczony. ----------
2. Spółka realizuje zadania dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie: --
   1) ciągłości dostaw gazu do odbiorców oraz utrzymania niezbędnych rezerw, ----------
   2) bezpiecznej eksploatacji sieci gazowych, ----------
   3) równoważenia bilansu paliw gazowych oraz dysponowania ruchem i mocą urządzeń energetycznych przyłączonych do wspólnej sieci gazowej, ----------
   4) działalności wydobywczej gazu. ----------

§ 5

Do Spółki stosuje się w szczególności przepisy ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i prywatyzacji (Dz. U. z 2002r. Nr 171, poz. 1397 ze zm.), ustawy z dnia 15 września 2000 r. - Kodeks spółek handlowych (Dz. U. Nr 94, poz. 1037, ze zm.) oraz postanowienia niniejszego statutu. ----------

II. PRZEDMIOT DZIAŁALNOŚCI SPÓŁKI ----------

§ 6

Spółka prowadzi działalność produkcyjną, usługową i handlową w następującym zakresie: ------
1) wydobywanie ropy naftowej,----------
2) wydobywanie gazu ziemnego,----------
3) działalność usługowa związana z eksploatacją złóż ropy naftowej i gazu ziemnego,--------
4) kopalnictwo surowców siarkonośnych,----------
5) pozostałe górnictwo i kopalnictwo, gdzie indziej nie sklasyfikowane,----------
6) wytwarzanie produktów rafinacji i ropy naftowej,----------
7) przetwarzanie produktów rafinacji i ropy naftowej,----------
8) działalność usługowa w zakresie instalowania, naprawy i konserwacji maszyn dla górnictwa, kopalnictwa i budownictwa,----------
9) wytwarzanie energii elektrycznej,----------
10) przesyłanie energii elektrycznej,----------
11) dystrybucja energii elektrycznej,----------
12) wytwarzanie paliw gazowych,----------
13) dystrybucja paliw gazowych w systemie sieciowym,----------
14) produkcja ciepła (pary wodnej i gorącej wody),----------
15) dystrybucja ciepła (pary wodnej i gorącej wody),----------
16) wykonywanie wykopów i wierceń geologiczno – inżynierskich,----------
17) wykonywanie robót ogólnobudowlanych w zakresie obiektów liniowych: rurociągów, linii elektroenergetycznych, elektrotrakcyjnych, i telekomunikacyjno-przesyłowych,----------
18) wykonywanie instalacji centralnego ogrzewania i wentylacyjnych,----------
19) wykonywanie instalacji gazowych,----------

3

20) obsługa i naprawa pojazdów mechanicznych,----------
21) sprzedaż detaliczna paliw,----------
22) sprzedaż hurtowa paliw stałych, ciekłych i gazowych oraz produktów pochodnych,--------
23) sprzedaż hurtowa półproduktów,----------
24) pozostała sprzedaż hurtowa wyspecjalizowana,----------
25) hotele i motele wraz z restauracjami,----------
26) hotele i motele bez restauracji,----------
27) towarowy transport drogowy pojazdami wyspecjalizowanymi,----------
28) towarowy transport drogowy pojazdami uniwersalnymi,----------
29) transport rurociągowy,----------
30) magazynowanie i przechowywanie towarów w pozostałych składowiskach,----------
31) działalność biur turystycznych,----------
32) telefonia stacjonarna i telegrafia,----------
33) telefonia ruchoma,----------
34) transmisja danych i teleinformatyka,----------
35) radiokomunikacja,----------
36) prace badawczo-rozwojowe w dziedzinie nauk technicznych,----------
37) działalność geologiczno-poszukiwawcza,----------
38) działalność geodezyjna i kartograficzna,----------
39) wynajem nieruchomości na własny rachunek,----------
40) zarządzanie nieruchomościami mieszkalnymi,----------
41) zarządzanie nieruchomościami niemieszkalnymi,----------
42) kupno i sprzedaż nieruchomości na własny rachunek,----------
43) działalność bibliotek innych niż publicznych,----------
44) działalność archiwów,----------
45) działalność muzeów,----------
46) badania i analizy techniczne,----------
47) leasing składników majątku Spółki służącego przesyłowi energii i gazu,----------

III. KAPITAŁY ----------

§ 7

1. Kapitał zakładowy Spółki dzieli się na 5.000.000.000 (słownie pięć miliardów) akcji imiennych o wartości nominalnej 1 złoty (słownie jeden złoty) każda, którymi są akcje serii A o numerach od nr A 00.000.000.001 do nr A 05.000.000.000. ----------
2. Wszystkie akcje, wymienione w ust. 1, obejmuje Skarb Państwa. Odcinek zbiorowy lub dokumenty akcji zostają złożone do depozytu Spółki, na dowód czego Zarząd Spółki wyda Skarbowi Państwa stosowne zaświadczenie. Zarząd Spółki jest zobowiązany wydać akcje należące do Skarbu Państwa na jego żądanie. ----------
3. Zarząd prowadzi księgę akcyjną. ----------

§ 8

1. Akcje Spółki mogą być akcjami imiennymi i na okaziciela.----------
2. Emisje akcji oznacza się kolejnymi literami alfabetu.----------

§ 9

Akcje imienne serii A nie mogą być zamieniane na akcje na okaziciela, do czasu zbycia tych akcji osobom trzecim lub ich wprowadzenia do publicznego obrotu. ----------

§ 10

1. Akcje Spółki mogą być umarzane.----------
2. Umorzenie akcji wymaga zgody akcjonariusza. ----------
3. Tryb umorzenia akcji określa uchwała Walnego Zgromadzenia. ----------

§ 11

1. Kapitał zakładowy może być podwyższony uchwałą Walnego Zgromadzenia przez emisję nowych akcji (imiennych lub na okaziciela), albo przez podwyższenie wartości nominalnej dotychczasowych akcji. ----------
2. Podwyższenie kapitału zakładowego przez wzrost wartości nominalnej akcji może nastąpić wyłącznie ze środków własnych Spółki. ----------

§ 12

Spółka może nabywać akcje własne w przypadkach przewidzianych postanowieniami art. 362 § 1 Kodeksu spółek handlowych. ----------

§ 13

Kapitał zakładowy może być obniżony na zasadach przewidzianych w postanowieniach art. 455 – 458 Kodeksu spółek handlowych. ----------

§ 14

Kapitał zapasowy Spółki podwyższa się na zasadach przewidzianych w art. 396 Kodeksu spółek handlowych. ----------

IV. PRAWA I OBOWIĄZKI AKCJONARIUSZA ----------

§ 15

Akcje Spółki są zbywalne. ----------

§ 16

5

1. Uprawnionym pracownikom przysługuje prawo do nieodpłatnego nabycia do 15 % akcji objętych przez Skarb Państwa w dniu wpisania spółki do rejestru na zasadach określonych w ustawie o komercjalizacji i prywatyzacji oraz w rozporządzeniu Ministra Skarbu Państwa z dnia 29 stycznia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad podziału uprawnionych pracowników na grupy, ustalania liczby akcji przypadających na każdą z tych grup oraz trybu nabywania akcji przez uprawnionych pracowników (Dz. U. Nr 35 poz. 303 z 2003r.). --
2. Akcje nabyte przez uprawnionych pracowników, na zasadach określonych w ust. 1, nie mogą być przedmiotem obrotu przed upływem dwóch lat od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych akcji na zasadach ogólnych z tym, że akcje nabyte przez pracowników pełniących funkcje członków Zarządu Spółki - przed upływem trzech lat od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych akcji na zasadach ogólnych. Akcje te nie mogą być w tych okresach zamieniane na akcje na okaziciela. ----------
3. Akcje nabyte przez uprawnionych pracowników, w terminach o których mowa w ust. 2, nie mogą być przedmiotem przymusowego wykupu, o którym mowa w art. 418 Kodeksu spółek handlowych. ----------
4. Spółka udzieli Skarbowi Państwa pomocy w związku z realizacją prawa, o którym mowa w ust. 1. ----------

§ 17

Akcjonariuszowi - Skarbowi Państwa, reprezentowanemu przez Ministra Skarbu Państwa, przysługują uprawnienia wynikające ze statutu oraz z odrębnych przepisów. ----------

V. ORGANY SPÓŁKI ----------

§ 18

Organami Spółki są: ----------
1) Zarząd, ----------
2) Rada Nadzorcza, ----------
3) Walne Zgromadzenie. ----------

§ 19

Z zastrzeżeniem bezwzględnie obowiązujących przepisów Kodeksu spółek handlowych oraz postanowień statutu uchwały organów Spółki zapadają bezwzględną większością głosów, przy czym przez bezwzględną większość głosów rozumie się więcej głosów oddanych „za" niż „przeciw" i „wstrzymujących się". ----------

A. ZARZĄD SPÓŁKI ----------

§ 20

1. Zarząd prowadzi sprawy Spółki i reprezentuje Spółkę we wszystkich czynnościach sądowych i pozasądowych. ----------
2. Wszelkie sprawy związane z prowadzeniem spraw Spółki, nie zastrzeżone przepisami prawa lub postanowieniami niniejszego Statutu dla Walnego Zgromadzenia lub Rady Nadzorczej, należą do kompetencji Zarządu. ----------

§ 21

1. Do składania oświadczeń w imieniu Spółki wymagane jest współdziałanie dwóch członków Zarządu albo jednego członka Zarządu łącznie z prokurentem. ----------
2. Powołanie prokurenta wymaga jednomyślnej uchwały wszystkich członków Zarządu. Odwołać prokurę może każdy członek Zarządu. ----------
3. Kierownikiem jednostki organizacyjnej w rozumieniu przepisów szczególnych jest Zarząd. --
4. Czynności prawne wynikające z przepisów szczególnych należące do kierownika jednostki organizacyjnej, wykonuje jednoosobowo Prezes Zarządu. ----------
5. Zarząd może ustanawiać pełnomocników.----------
6. Tryb działania Zarządu określa szczegółowo regulamin uchwalony przez Zarząd i zatwierdzony przez Radę Nadzorczą. ----------

§ 22

1. Uchwały Zarządu wymagają wszystkie sprawy przekraczające zakres zwykłych czynności Spółki. ----------
2. Uchwały Zarządu wymagają, w szczególności: ----------
   1) przyjęcie regulaminu Zarządu, ----------
   2) przyjęcie regulaminu organizacyjnego przedsiębiorstwa Spółki, ----------
   3) tworzenie i likwidacja oddziałów, ----------
   4) powołanie prokurenta, ----------
   5) zaciąganie i udzielanie pożyczek oraz zaciąganie kredytów, z zastrzeżeniem § 33 ust. 2 pkt 4, ----------
   6) przyjęcie rocznych planów działalności gospodarczej (planów rzeczowo-finansowych), planów inwestycyjnych, strategicznych planów wieloletnich oraz planów inwestycyjnych związanych z rozwojem systemu przesyłowego z zastrzeżeniem § 33 ust. 1 pkt. 6, ----------
   7) zaciąganie zobowiązań warunkowych, w tym udzielanie przez Spółkę gwarancji, poręczeń oraz wystawianie weksli, z zastrzeżeniem § 33 ust. 2 pkt 3, ----------
   8) zbycie i nabycie składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości lub udziałów w nieruchomości, o wartości równej lub przekraczającej równowartość kwoty 50.000 EURO w złotych polskich, z zastrzeżeniem postanowień § 33 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz § 56 ust. 3 pkt 2 i 3, ----------
   9) sprawy, o których rozpatrzenie Zarząd zwraca się do Rady Nadzorczej lub Walnego Zgromadzenia. ----------

§ 23

1. Opracowywanie planów, o których mowa w § 22 ust. 2 pkt 6 i przedkładanie ich Radzie Nadzorczej do zatwierdzenia jest obowiązkiem Zarządu. ----------
2. Zarząd Spółki przedkłada ministrowi właściwemu do spraw Skarbu Państwa oraz ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, nie rzadziej niż co sześć miesięcy, szczegółowe sprawozdania z realizacji zadań określonych przez Radę Ministrów w dokumencie określającym założenia polityki energetycznej Polski w formie raportu bieżącego w rozumieniu Prawa o publicznym obrocie.----------
3. Zarząd Spółki, po zakończeniu każdego okresu kwartalnego, sporządza i przekazuje ministrowi właściwemu do spraw Skarbu Państwa oraz ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, w terminie do końca miesiąca następującego po okresie rozliczeniowym, analizę ekonomiczno-finansową Spółki oraz wydzielonych na podstawie programu Rady Ministrów spółek dystrybucyjnych w formie określonej przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa, o których mowa w § 66 Statutu w formie raportu bieżącego rozumieniu Prawa o publicznym obrocie.----------

§ 24

1. Zarząd Spółki składa się z 2 do 7 osób. Liczbę członków Zarządu określa organ powołujący Zarząd. ----------
2. Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. ----------
3. Członek Zarządu powinien posiadać wyższe wykształcenie i co najmniej pięcioletni staż pracy ogółem.----------

§ 25

1. Członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje i odwołuje Rada Nadzorcza. ----------
2. Powołanie na członka zarządu następuje po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 18 marca 2003 roku w sprawie przeprowadzania postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko członka zarządu w niektórych spółkach handlowych (Dz. U. Nr 55, poz. 476). Przepis ten nie dotyczy członka zarządu wybranego przez pracowników. ----------
3. Członek Zarządu składa rezygnację Radzie Nadzorczej na piśmie oraz do wiadomości Ministrowi Skarbu Państwa do czasu, gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Spółki. --------

§ 26

1. Do czasu, gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Spółki, a Spółka zatrudnia średniorocznie powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorcza powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników Spółki na okres kadencji Zarządu. ----------
2. Za kandydata na członka Zarządu wybranego przez pracowników uznaje się osobę, która w wyborach uzyskała nie mniej niż 50% plus 1 ważnie oddanych głosów. Wynik głosowania jest wiążący dla Rady Nadzorczej pod warunkiem udziału w nim co najmniej 50% wszystkich pracowników. ----------
3. Kandydat na członka Zarządu wybierany przez pracowników nie musi spełniać wymagań kwalifikacyjnych określonych w § 24 ust. 3. ----------

4. Wybory przeprowadzane są w głosowaniu tajnym, jako bezpośrednie i powszechne, przez Komisje Wyborcze powołane przez Radę Nadzorczą spośród pracowników Spółki. W skład Komisji nie może wchodzić osoba kandydująca w wyborach. ----------
5. Niedokonanie wyboru członka Zarządu przez pracowników Spółki nie stanowi przeszkody do podejmowania ważnych uchwał przez Zarząd. ----------
6. Zarząd Spółki zobowiązany jest udzielić pomocy niezbędnej dla przeprowadzenia wyborów. -
7. Rada Nadzorcza uchwala szczegółowy regulamin wyboru i odwołania członka Zarządu wybieranego przez pracowników oraz przeprowadzania wyborów uzupełniających, zgodnie z zasadami określonymi powyżej. ----------
8. Wybory kandydata na członka Zarządu wybieranego przez pracowników do Zarządu zarządza Rada Nadzorcza z uwzględnieniem postanowień § 27. ----------
9. Ustala się następujące zasady oraz tryb wyboru i odwołania członka Zarządu wybieranego przez pracowników, a także przeprowadzenia wyborów uzupełniających: ----------
   1) Wybory organizuje i przeprowadza Komisja Wyborcza. W przypadku wielozakładowej struktury organizacyjnej Spółki wybory organizuje i przeprowadza Główna Komisja Wyborcza przy pomocy Okręgowych Komisji Wyborczych. ----------
   2) Komisje Wyborcze są odpowiedzialne za sprawne przeprowadzenie wyborów, zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa, statutem oraz regulaminem prac komisji. ----------
   3) Do zadań Głównej Komisji Wyborczej należy w szczególności: ----------
      a) opracowanie i ogłoszenie regulaminu prac Komisji, ----------
      b) ustalanie listy okręgów wyborczych oraz terminarza wyborów, ----------
      c) sprawdzenie i rejestrowanie list wyborców oraz ustalenie liczby pracowników, którym w dniu głosowania przysługuje czynne prawo wyborcze, ----------
      d) bieżące kontrolowanie przebiegu wyborów w okręgach wyborczych i działalności Okręgowych Komisji Wyborczych oraz rozpatrywanie skarg dotyczących przebiegu wyborów, ----------
      e) rejestrowanie zgłaszanych kandydatów oraz ogłoszenie ich listy, ----------
      f) sporządzenie kart do głosowania i przygotowanie urn wyborczych, ----------
      g) nadzorowanie przebiegu głosowania, obliczenie głosów, sporządzenie protokołu końcowego oraz ustalenie i ogłoszenie wyników wyborów, ----------
      h) sprawowanie nadzoru nad ścisłym przestrzeganiem postanowień statutu dotyczących wyborów, a także ich interpretacji w sprawach spornych, ----------
      i) ustalenie obowiązującego wzoru specjalnej pieczęci wyborczej, ----------
   4) Do zadań Okręgowej Komisji Wyborczej należy w szczególności: ----------
      a) sprawdzenie list wyborców w danym okręgu wyborczym oraz ustalenie liczby pracowników, którym w dniu głosowania przysługuje czynne prawo wyborcze w okręgu wyborczym, ----------
      b) przeprowadzenie głosowania i przekazanie urn z głosami do Głównej Komisji Wyborczej, ----------
      c) współdziałanie z Główną Komisją Wyborczą w szczególności przy obliczaniu oddanych głosów. ----------
   5) Bierne prawo wyborcze przysługuje osobie zgłoszonej w trybie określonym w pkt. 6 i 7.--
   6) Prawo zgłaszania kandydatów przysługuje każdej organizacji związkowej działającej w Spółce oraz grupom pracowników liczącym co najmniej 50 osób. Pracownik może udzielić poparcia tylko jednemu kandydatowi. ----------
   7) Kandydatów należy zgłaszać pisemnie do Głównej Komisji Wyborczej najpóźniej na 14 dni przed wyznaczonym terminem głosowania. ----------
   8) W przypadku niedokonania wyboru zgodnie z § 26 ust. 2, przystępuje się do drugiej tury wyborów, w której uczestniczy dwóch kandydatów, którzy w pierwszej turze uzyskali największą ilość głosów. ----------

9

9) Druga tura wyborów przeprowadzana jest zgodnie z trybem ustalonym dla tury pierwszej z uwzględnieniem zmian wynikających z pkt. 8). ----------
10) Po ustaleniu ostatecznych wyników wyborów Główna Komisja Wyborcza stwierdzi ich ważność, a następnie dokona stosownego ogłoszenia oraz przekaże dokumentację wyborów Radzie Nadzorczej. ----------
11) Wniosek w sprawie odwołania członka Zarządu wybranego przez pracowników, składa się do Zarządu Spółki, który niezwłocznie przekazuje go Radzie Nadzorczej. ----------
12) Głosowanie nad odwołaniem członka Zarządu wybranego przez pracowników, przeprowadza się w trybie dotyczącym jego powołania, z zastrzeżeniem § 28. ----------

§ 27

1. Rada Nadzorcza zarządza wybory kandydata do Zarządu wybieranego przez pracowników Spółki na następną kadencję, w ciągu dwóch miesięcy po upływie ostatniego pełnego roku obrotowego pełnienia funkcji przez członka Zarządu. Wybory takie powinny odbyć się w terminie jednego miesiąca od dnia ich zarządzenia przez Radę Nadzorczą. ----------
2. W razie odwołania, rezygnacji lub śmierci członka Zarządu wybranego przez pracowników przeprowadza się wybory uzupełniające. ----------
3. Wybory uzupełniające oraz głosowanie w sprawie odwołania zarządza Rada Nadzorcza w terminie nie przekraczającym jednego miesiąca od chwili uzyskania przez Radę Nadzorczą informacji o zdarzeniu uzasadniającym przeprowadzenie wyborów albo głosowania. Wybory takie albo głosowanie powinno się odbyć w okresie jednego miesiąca od ich zarządzenia przez Radę Nadzorczą. ----------
4. Do wyborów uzupełniających stosuje się postanowienia § 26. ----------

§ 28

Na pisemny wniosek co najmniej 15% ogółu pracowników Spółki Rada Nadzorcza zarządza głosowanie w sprawie odwołania członka Zarządu wybranego przez pracowników Spółki. Wynik głosowania jest wiążący dla Rady Nadzorczej pod warunkiem udziału w nim co najmniej 50% wszystkich pracowników i uzyskania większości niezbędnej jak przy wyborze.----------

§ 29

1. Wybrany przez pracowników kandydat na członka Zarządu, będący pracownikiem Spółki zatrudnionym na podstawie umowy o pracę, po powołaniu do Zarządu: ----------
   1) zawiera ze Spółką dodatkową umowę o sprawowanie funkcji członka Zarządu, a jego umowa o pracę zachowuje moc, ----------
   2) zachowuje nabyte uprawnienia pracownicze, ----------
   3) wykonuje pracę na stanowisku wynikającym z zawartej umowy o pracę oraz uczestniczy w pracach Zarządu na zasadach określonych w przepisach kodeksu spółek handlowych, statucie i umowie, o której mowa w pkt 1. ----------
2. Łączne wynagrodzenie członka Zarządu wybranego przez pracowników z tytułu umowy o pracę oraz umowy o sprawowanie funkcji w Zarządzie nie może przekroczyć wielkości określonych przez organ uprawniony do ustalenia wynagrodzenia członków zarządu do czasu

obowiązywania ustawy z dnia 3 marca 2000 r. o wynagradzaniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi (Dz. U. Nr 26, poz. 306, ze zm.). ----------

§ 30

1. Do czasu obowiązywania ustawy z dnia 3 marca 2000 r. o wynagradzaniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi (Dz. U. Nr 26, poz. 306, ze zm.), zasady i wysokość wynagrodzenia członków Zarządu ustala Walne Zgromadzenie, z uwzględnieniem przepisów tej ustawy.----------
2. Do czasu obowiązywania ustawy z dnia 3 marca 2000 r. o wynagradzaniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi (Dz. U. Nr 26, poz. 306, ze zm.), wysokość wynagrodzenia miesięcznego Prezesa Zarządu określa Minister Skarbu Państwa.----------

§ 31

1. Pracodawcą w rozumieniu Kodeksu pracy jest Spółka. ----------
2. Czynności z zakresu prawa pracy dokonuje Prezes Zarządu z zastrzeżeniem postanowień § 45.----------

B. RADA NADZORCZA ----------

§ 32

Rada Nadzorcza sprawuje stały nadzór nad działalnością Spółki we wszystkich dziedzinach jej działalności. ----------

§ 33

1. Do kompetencji Rady Nadzorczej należy: ----------
   1) ocena sprawozdania Zarządu z działalności Spółki oraz sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy w zakresie ich zgodności z księgami, dokumentami, jak i ze stanem faktycznym, ----------
   2) ocena wniosków Zarządu co do podziału zysku lub pokrycia straty, ----------
   3) składanie Walnemu Zgromadzeniu pisemnego sprawozdania z wyników czynności, o których mowa w pkt. 1 i 2, ----------
   4) ocena skonsolidowanego sprawozdania finansowego zarówno co do zgodności z księgami i dokumentami, jak i ze stanem faktycznym, ocena skonsolidowanego sprawozdania Zarządu z działalności Spółki oraz składanie Walnemu Zgromadzeniu sprawozdania z wyników tych czynności, ----------
   5) wybór biegłego rewidenta do przeprowadzenia badania sprawozdania finansowego, -------
   6) zatwierdzanie rocznych planów działalności gospodarczej (planów rzeczowo-finansowych), planów inwestycyjnych, strategicznych planów wieloletnich oraz planów inwestycyjnych związanych z rozwojem systemu przesyłowego ----------
   7) uchwalanie regulaminu szczegółowo określającego tryb działania Rady Nadzorczej, ------

8) przyjmowanie jednolitego tekstu Statutu Spółki, przygotowanego przez Zarząd Spółki,
9) zatwierdzanie regulaminu Zarządu Spółki, ----------
10) zatwierdzanie regulaminu organizacyjnego przedsiębiorstwa Spółki, ----------
11) ocena realizacji przez Zarząd programów Rady Ministrów w przedmiocie przekształceń organizacyjnych Spółki oraz przygotowania Spółki do prywatyzacji, ----------
12) opiniowanie wszelkich spraw przedkładanych przez Zarząd do rozpatrzenia Walnemu Zgromadzeniu. ----------

2. Do kompetencji Rady Nadzorczej należy udzielanie Zarządowi zgody na: ----------
   1) nabycie składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości lub udziałów w nieruchomości, o wartości równej lub przekraczającej równowartość 500.000 EURO w złotych, z zastrzeżeniem ust. 4 oraz § 56 ust. 3 pkt.2, ----------
   2) zbycie składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości lub udziałów w nieruchomości, o wartości równej lub przekraczającej równowartość 500.000 EURO w złotych z zastrzeżeniem ust. 4 oraz § 56 ust. 3 pkt.3, ----------
   3) zaciąganie zobowiązań warunkowych, w tym udzielanie przez Spółkę gwarancji i poręczeń oraz wystawianie weksli, o wartości przekraczającej równowartość 1.000.000 EURO w złotych polskich, ----------
   4) zawarcie umowy kredytu lub/i pożyczki, jeżeli jej wartość przekracza równowartość w złotych polskich 20.000.000 EURO, ----------
   5) zawarcie umowy, o której mowa w art. 19b ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji (Dz. U. z 2002 r. Nr 171 poz. 1397 z 2002 roku, ze zm.).----------
3. Ponadto do kompetencji Rady Nadzorczej należy, w szczególności: ----------
   1) powoływanie i odwoływanie członków Zarządu, ----------
   2) wnioskowanie w sprawie ustalenia zasad wynagradzania i wysokości wynagrodzenia dla członków Zarządu, ----------
   3) zawieszanie w czynnościach członków Zarządu, z ważnych powodów, bezwzględną większością głosów, ----------
   4) delegowanie członków Rady Nadzorczej do czasowego wykonywania czynności członków Zarządu, którzy nie mogą sprawować swoich czynności, ----------
   5) przeprowadzanie postępowania kwalifikacyjnego, o którym mowa w § 25 ust. 2 Statutu oraz w art. 19a ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji (Dz. U. nr 171 poz. 1397 z 2002 roku, tekst jedn. z późn. zm.), ----------
   6) udzielanie zgody na tworzenie i likwidację oddziałów Spółki za granicą, ----------
   7) udzielanie zgody członkom Zarządu na zajmowanie stanowisk w organach innych spółek,
   8) udzielenie zgody na zawiązanie przez Spółkę innej spółki, której kapitał zakładowy nie przekracza równowartości w złotych polskich 1.000.000 EURO, ----------
   9) monitorowanie stanu zadłużenia Spółki. ----------
4. Odmowa udzielenia zgody przez Radę Nadzorczą w sprawach wymienionych w ust. 2 i 3 wymaga pisemnego uzasadnienia. ----------
5. Uchwały w sprawach określonych w ust. 1 pkt 5) wymagają dla swojej ważności głosowania za ich przyjęciem przez członka Rady Nadzorczej, powołanego zgodnie z § 36 ust. 1 Statutu.----------
6. Zarząd zobowiązany jest przekazywać Radzie Nadzorczej kopie informacji przekazywanych Ministrowi Finansów o udzielonych poręczeniach i gwarancjach, na podstawie art. 34 ustawy z dnia 8 maja 1997 r. o poręczeniach i gwarancjach udzielanych przez Skarb Państwa oraz niektóre osoby prawne (Dz. U. z 2003 r. Nr 179, poz. 1689, ze zm.). ----------

§ 34

1. Rada Nadzorcza może z ważnych powodów delegować poszczególnych członków do samodzielnego pełnienia określonych czynności nadzorczych na czas oznaczony. ----------
2. Delegowany członek Rady Nadzorczej obowiązany jest do złożenia Radzie Nadzorczej pisemnego sprawozdania z dokonywanych czynności. ----------

§ 35

1. Rada Nadzorcza składa się z 5 do 9 członków, powoływanych przez Walne Zgromadzenie, z zastrzeżeniem § 36 ust. 1 Statutu. Niezależnie od powyższego tak długo, jak Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Spółki, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej. Niezależnie od powyższego tak długo, jak Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Spółki, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa działający w tym zakresie w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej.----------
2. Członków Rady Nadzorczej powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata.----
3. Członek Rady Nadzorczej może być odwołany przez Walne Zgromadzenie w każdym czasie.
4. Członkowie Rady Nadzorczej, za wyjątkiem członków powołanych w trybie § 36 ust 1, powinni spełniać wymogi wskazane w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 7 września 2004 r. w sprawie szkoleń i egzaminów dla kandydatów na członków rad nadzorczych spółek, w których Skarb Państwa jest jedynym akcjonariuszem. (Dz. U. Nr 198, poz. 2038). -
5. Członek Rady Nadzorczej rezygnację składa Zarządowi na piśmie oraz do wiadomości – Ministrowi Skarbu Państwa do czasu, gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Spółki.--------

§ 36

1. Jeden z członków Rady Nadzorczej powoływany przez Walne Zgromadzenie powinien spełniać wszystkie następujące warunki:----------
   1) został wybrany w trybie, o którym mowa w ust. 3;----------
   2) nie może być Podmiotem Powiązanym ze Spółką lub podmiotem zależnym od Spółki;
   3) nie może być Podmiotem Powiązanym z podmiotem dominującym lub innym podmiotem zależnym od podmiotu dominującego, lub----------
   4) nie może być osobą, która pozostaje w jakimkolwiek związku ze Spółką lub z którymkolwiek z podmiotów wymienionych w pkt. 2) i 3), który mógłby istotnie wpłynąć na zdolność takiej osoby jako członka Rady Nadzorczej do podejmowania bezstronnych decyzji.----------
2. Dla uniknięcia wątpliwości, powiązania, o których mowa w ust. 1 pkt. 2)-4), nie dotyczą członkostwa w Radzie Nadzorczej Spółki.----------
3. Wybór członka Rady Nadzorczej, który ma spełniać warunki opisane w ust. 1, następuje w oddzielnym głosowaniu. Prawo zgłaszania kandydatów na członka Rady Nadzorczej spełniającego warunki określone w ust. 1 przysługuje akcjonariuszom obecnym na Walnym Zgromadzeniu, którego przedmiotem jest wybór członka Rady Nadzorczej, o którym mowa w ust. 1. Zgłoszenia dokonuje się na ręce Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia w formie pisemnej wraz z pisemnym oświadczeniem danego kandydata o zgodzie na kandydowanie oraz o spełnieniu warunków określonych w ust. 1 pkt. 2)-4). Jeżeli kandydatury w sposób przewidziany w zdaniu poprzednim nie zostaną zgłoszone przez

akcjonariuszy, kandydatów do Rady Nadzorczej, spełniających warunki opisane w ust. 1 pkt. 2)-4), zgłasza Rada Nadzorcza.----------

§ 37

1. Dwie piąte składu Rady Nadzorczej powoływane jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki. ----------
2. Za kandydatów wybranych przez pracowników uznaje się osoby, które w wyborach uzyskały nie mniej niż 50% plus 1 ważnie oddanych głosów. Wynik głosowania jest wiążący dla Walnego Zgromadzenia pod warunkiem udziału w nim co najmniej 50% wszystkich pracowników. ----------
3. Do wyborów na kandydata do Rady Nadzorczej stosuje się odpowiednio § 26 ust. 4. ----------
4. Rada Nadzorcza zarządza wybory kandydatów do Rady Nadzorczej. W tym zakresie stosuje się odpowiednio § 26 i 27. ----------
5. Rada Nadzorcza uchwala Regulamin Wyborów, zawierający szczegółowy tryb wyboru i odwołania członków Rady Nadzorczej powołanych spośród osób wybranych przez pracowników. ----------

§ 38

Na pisemny wniosek co najmniej 15% pracowników Spółki Rada Nadzorcza zarządza głosowanie w przedmiocie odwołania przedstawiciela pracowników z Rady Nadzorczej. Wynik głosowania jest wiążący dla Walnego Zgromadzenia pod warunkiem udziału w nim co najmniej 50 % wszystkich pracowników i uzyskania większości niezbędnej jak przy wyborze.----------

§ 39

W razie odwołania, rezygnacji lub śmierci członka Rady Nadzorczej powołanego spośród osób wybranych przez pracowników, do składu Rady Nadzorczej powołuje się osobę, która uzyskała kolejną największą liczbę głosów w ostatnich wyborach. W przypadku braku takiej możliwości przeprowadza się wybory uzupełniające i stosuje się odpowiednio § 27 ust. 3 i 4 i § 37 ust. 4. ----

§ 40

Po zbyciu przez Skarb Państwa ponad połowy akcji Spółki, pracownicy tej Spółki zachowują prawo wyboru kandydatów do Rady Nadzorczej w liczbie: ----------

1) dwóch osób - w Radzie liczącej do 6 członków, ----------
2) trzech osób - w Radzie liczącej od 7 do 9 członków. ----------

§ 41

1. Członkowie Rady Nadzorczej na pierwszym posiedzeniu wybierają ze swego grona Przewodniczącego, Wiceprzewodniczącego i Sekretarza Rady. ----------

2. Posiedzenia Rady Nadzorczej prowadzi Przewodniczący, a w przypadku jego nieobecności, Wiceprzewodniczący. ----------
3. Oświadczenia kierowane do Rady Nadzorczej pomiędzy posiedzeniami dokonywane są wobec Przewodniczącego Rady, a gdy jest to niemożliwe – wobec Wiceprzewodniczącego Rady lub jej Sekretarza. ----------

§ 42

1. Rada Nadzorcza odbywa posiedzenia co najmniej raz na dwa miesiące. ----------
2. Pierwsze posiedzenie Rady Nadzorczej nowej kadencji zwołuje Przewodniczący Rady Nadzorczej poprzedniej kadencji w terminie do jednego miesiąca od dnia odbycia Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia, o ile uchwała Walnego Zgromadzenia nie stanowi inaczej. W przypadku nie zwołania posiedzenia w tym trybie posiedzenie Rady Nadzorczej zwołuje Zarząd. ----------
3. Posiedzenia Rady Nadzorczej zwołuje Przewodniczący Rady lub Wiceprzewodniczący, przedstawiając szczegółowy projekt porządku obrad. ----------
4. Posiedzenie Rady Nadzorczej powinno być zwołane na żądanie każdego z członków Rady lub na wniosek Zarządu. ----------
5. Posiedzenia Rady Nadzorczej są protokołowane stosownie do postanowień art. 391 § 2 Kodeksu spółek handlowych. ----------

§ 43

1. Do zwołania posiedzenia Rady Nadzorczej wymagane jest pisemne zawiadomienie wszystkich członków Rady Nadzorczej na co najmniej 7 dni przed posiedzeniem Rady. Z ważnych powodów Przewodniczący Rady może skrócić ten termin do 2 dni określając sposób przekazania zaproszenia. ----------
2. W zawiadomieniu na posiedzenie Rady Nadzorczej Przewodniczący określa termin posiedzenia, miejsce obrad oraz szczegółowy projekt porządku obrad. ----------
3. Zmiana zaproponowanego porządku obrad może nastąpić, gdy na posiedzeniu obecni są wszyscy członkowie Rady i nikt nie wnosi sprzeciwu co do porządku obrad. ----------

§ 44

1. Rada Nadzorcza podejmuje uchwały, jeżeli na posiedzeniu jest obecna co najmniej połowa jej członków, a wszyscy jej członkowie zostali zaproszeni. ----------
2. Rada Nadzorcza podejmuje uchwały w głosowaniu jawnym. ----------
3. Głosowanie tajne zarządza się na wniosek członka Rady Nadzorczej oraz w sprawach osobowych. W przypadku zarządzenia głosowania tajnego postanowień ust. 4 nie stosuje się.-
4. Rada Nadzorcza może podejmować uchwały w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość, z zastrzeżeniem art. 388 § 4 Kodeksu spółek handlowych. Podjęcie uchwały w tym trybie wymaga uzasadnienia oraz uprzedniego przedstawienia projektu uchwały wszystkim członkom Rady. ----------
5. Podjęte w trybie ust. 4 uchwały zostają przedstawione na najbliższym posiedzeniu Rady Nadzorczej z podaniem wyniku głosowania. ----------

§ 45

1. W umowie między Spółką a Członkiem Zarządu, jak również w sporze z nim Spółkę reprezentuje Rada Nadzorcza albo Pełnomocnik powołany uchwałą Walnego Zgromadzenia.----------
2. Inne, niż określone w ust. 1, czynności pomiędzy Spółką a członkami Zarządu dokonywane są w tym samym trybie. ----------

§ 46

1. Członkowie Rady Nadzorczej wykonują swoje prawa i obowiązki osobiście. ----------
2. Udział w posiedzeniu Rady Nadzorczej jest obowiązkiem członka Rady. Członek Rady Nadzorczej podaje przyczyny swojej nieobecności na piśmie. Usprawiedliwienie nieobecności członka Rady wymaga uchwały Rady. ----------
3. Do czasu obowiązywania ustawy z dnia 3 marca 2003 roku o wynagradzaniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnym (Dz. U. nr 26 poz. 306 z 2000 roku, ze zm.), Członkom Rady Nadzorczej przysługuje wynagrodzenie miesięczne w wysokości określonej przez Walne Zgromadzenie, z zastrzeżeniem przepisów tej ustawy.----------
4. Spółka pokrywa koszty poniesione w związku z wykonywaniem przez członków Rady Nadzorczej powierzonych im funkcji, a w szczególności koszty przejazdu na posiedzenie Rady, koszt wykonywania indywidualnego nadzoru, koszt zakwaterowania i wyżywienia. ----

C. WALNE ZGROMADZENIE ----------

§ 47

1. Walne Zgromadzenie zwołuje Zarząd Spółki: ----------
   1) z własnej inicjatywy, ----------
   2) na pisemne żądanie Rady Nadzorczej, ----------
   3) na pisemne żądanie akcjonariusza lub akcjonariuszy, przedstawiających co najmniej jedną dziesiątą kapitału zakładowego, złożone co najmniej na miesiąc przed proponowanym terminem Walnego Zgromadzenia, ----------
   4) na pisemne żądanie akcjonariusza - Skarbu Państwa niezależnie od udziału w kapitale zakładowym, złożone co najmniej na jeden miesiąc przed proponowanym terminem Walnego Zgromadzenia, ----------
   5) na pisemne żądanie członka Rady Nadzorczej, powołanego zgodnie z § 36 ust. 1 Statutu.-
2. Zwołanie Walnego Zgromadzenia powinno nastąpić w ciągu dwóch tygodni od daty zgłoszenia żądania, o którym mowa w ust.1 pkt 2-4. ----------
3. W przypadku, gdy Walne Zgromadzenie nie zostanie zwołane w terminie określonym w ust. 2, to: ----------
   1) jeżeli z żądaniem zwołania wystąpiła Rada Nadzorcza – uzyskuje ona prawo do zwołania Walnego Zgromadzenia, ----------
   2) jeżeli z żądaniem zwołania wystąpili akcjonariusze wskazani w ust. 1 pkt 3 lub 4, sąd rejestrowy może, po wezwaniu Zarządu do złożenia oświadczenia, upoważnić ich do zwołania nadzwyczajnego walnego zgromadzenia. ----------

§ 48

Walne Zgromadzenia odbywają się w siedzibie Spółki.----------

§ 49

1. Walne Zgromadzenie może podejmować uchwały jedynie w sprawach objętych szczegółowym porządkiem obrad, z zastrzeżeniem art. 404 Kodeksu spółek handlowych. ----
2. Porządek obrad proponuje Zarząd Spółki albo podmiot zwołujący Walne Zgromadzenie. -----
3. Akcjonariusz lub akcjonariusze, przedstawiający co najmniej jedną dziesiątą kapitału zakładowego mogą żądać umieszczenia poszczególnych spraw na porządku obrad najbliższego Walnego Zgromadzenia. Uprawnienie to przysługuje również akcjonariuszowi - Skarbowi Państwa niezależnie od udziału w kapitale zakładowym. ----------
4. Jeżeli żądanie, o którym mowa w ust. 3, zostanie złożone po ogłoszeniu o zwołaniu Walnego Zgromadzenia, wówczas zostanie potraktowane jako wniosek o zwołanie Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia. ----------

§ 50

Walne Zgromadzenie otwiera Przewodniczący Rady Nadzorczej lub Wiceprzewodniczący Rady, a w razie nieobecności tych osób - Prezes Zarządu albo osoba wyznaczona przez Zarząd. Następnie, z zastrzeżeniem przepisów art. 401 § 1 Kodeksu spółek handlowych, spośród osób uprawnionych do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu wybiera się Przewodniczącego Zgromadzenia. ----------

§ 51

Walne Zgromadzenie podejmuje uchwały bez względu na liczbę reprezentowanych na nim akcji, o ile przepisy Kodeksu Spółek Handlowych lub niniejszego Statutu nie stanowią inaczej. ----------

§ 52

Jedna akcja daje prawo do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. ----------

§ 53

1. Walne Zgromadzenie może zarządzić przerwę w obradach większością dwóch trzecich głosów. Łącznie przerwy nie mogą trwać dłużej niż trzydzieści dni. ----------

2. Do czasu gdy Skarb Państwa pozostaje jedynym akcjonariuszem Spółki, postanowienia ust. 1 nie stosuje się. ----------

§ 54

Głosowanie na Walnym Zgromadzeniu jest jawne. Tajne głosowanie zarządza się przy wyborach organów Spółki albo likwidatora Spółki oraz nad wnioskiem o odwołanie członków organów spółki lub likwidatorów, o pociągnięcie ich do odpowiedzialności, jak również w sprawach osobowych. Poza tym głosowanie tajne zarządza się na żądanie choćby jednego z akcjonariuszy obecnych lub reprezentowanych na Walnym Zgromadzeniu. ----------

§ 55

Zwyczajne Walne Zgromadzenie zwołuje corocznie Zarząd. Powinno ono odbyć się w terminie sześciu miesięcy po upływie roku obrotowego. ----------

§ 56

1. Przedmiotem obrad zwyczajnego Walnego Zgromadzenia jest: ----------
   1) rozpatrzenie i zatwierdzenie sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy oraz sprawozdania Zarządu z działalności Spółki, ----------
   2) udzielenie absolutorium członkom organów Spółki z wykonania obowiązków, ----------
   3) podział zysku lub pokrycie straty, ----------
   4) ustalenie dnia dywidendy lub rozłożenie wypłaty dywidendy na raty. ----------
2. Uchwały Walnego Zgromadzenia wymagają: ----------
   1) powołanie i odwołanie członków Rady Nadzorczej, ----------
   2) rozpatrzenie i zatwierdzenie skonsolidowanego sprawozdania grupy kapitałowej oraz sprawozdania z działalności grupy kapitałowej za ubiegły rok obrotowy, ----------
   3) zawieszanie członków Zarządu w czynnościach oraz ich odwoływanie, ----------
   4) ustalenie zasad oraz wysokości wynagrodzenia dla członków Zarządu, z zastrzeżeniem § 30 ust. 2. ----------
3. Uchwały Walnego Zgromadzenia wymagają następujące sprawy dotyczące majątku Spółki: -
   1) zbycie i wydzierżawienie przedsiębiorstwa Spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienie na nich ograniczonego prawa rzeczowego, ----------
   2) nabycie składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości lub udziałów w nieruchomości, o wartości równej lub przekraczającej równowartość 2.000.000 EURO w złotych, ----------
   3) zbycie składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości lub udziałów w nieruchomości, o wartości równej lub przekraczającej równowartość 1.000.000 EURO w złotych, ----------
   4) zawarcie przez Spółkę umowy kredytu, pożyczki, poręczenia lub innej podobnej umowy z członkiem zarządu, rady nadzorczej, prokurentem, likwidatorem albo na rzecz którejkolwiek z tych osób, ----------
   5) podwyższenie i obniżenie kapitału zakładowego Spółki, ----------
   6) emisja obligacji każdego rodzaju, ----------

7) nabycie akcji własnych w sytuacji określonej w art. 362 § 1 pkt 2 Kodeksu spółek handlowych, ----------
8) przymusowy wykup akcji stosownie do postanowień art. 418 Kodeksu spółek handlowych, ----------
9) tworzenie, użycie i likwidacja kapitałów rezerwowych, ----------
10) użycie kapitału zapasowego, ----------
11) postanowienia dotyczące roszczeń o naprawienie szkody wyrządzonej przy zawiązaniu spółki lub sprawowaniu zarządu albo nadzoru. ----------
12) wyrażanie zgody na wypowiedzenie, rozwiązanie, istotną zmianę przedmiotu, okresu trwania lub postanowień dotyczących wypowiedzenia i rozwiązania umowy leasingu zawartej z operatorem systemu przesyłowego w związku z § 6 pkt 47 Statutu.----------

4. Ponadto Uchwały Walnego Zgromadzenia wymagają: ----------
1) połączenie, przekształcenie oraz podział Spółki, ----------
2) przeniesienie siedziby Spółki za granicę,----------
3) uprzywilejowanie akcji,----------
4) utworzenie spółki europejskiej, przekształcenie w taką spółkę lub przystąpienie do niej,---
5) zawiązanie przez Spółkę innej spółki, o ile kapitał zakładowy zawiązanej spółki przekracza równowartość kwoty 1.000.000 EURO w złotych, ----------
6) zmiana Statutu i zmiana przedmiotu działalności Spółki, ----------
7) rozwiązanie i likwidacja Spółki, ----------
8) ustalenie zasad wynagradzania członków Rady Nadzorczej. ----------

5. Z zastrzeżeniem odmiennych postanowień kodeksu spółek handlowych oraz postanowień poniższych, uchwały Walnego Zgromadzenia zapadają bezwzględną większością głosów. Uchwały dotyczące następujących spraw mogą być podjęte jeżeli na Walnym Zgromadzeniu reprezentowana jest co najmniej połowa kapitału zakładowego Spółki i wymagają większości czterech piątych głosów w sytuacji, kiedy udział Skarbu Państwa w kapitale zakładowym spadnie poniżej 51%:----------
1) rozwiązanie Spółki,----------
2) przeniesienie siedziby Spółki za granicę,----------
3) zmiana przedmiotu przedsiębiorstwa Spółki ograniczająca możliwość prowadzenia przez Spółkę działalności w zakresie poszukiwania, wydobycia i obrotu ropy naftowej i gazu ziemnego,----------
4) zbycie i wydzierżawienie przedsiębiorstwa Spółki lub jego zorganizowanej części, której działalność obejmuje poszukiwanie, wydobycie i obrót ropy naftowej i gazu ziemnego oraz ustanowienie na przedsiębiorstwie Spółki lub takiej jego zorganizowanej części ograniczonego prawa rzeczowego,----------
5) połączenie się Spółki poprzez przeniesienie całego jej majątku na inną spółkę,----------
6) podział Spółki,----------
7) uprzywilejowanie akcji,----------
8) utworzenie spółki europejskiej, przekształcenie w taką spółkę lub przystąpienie do niej,---
9) zmiana niniejszego ustępu Statutu,----------
10) podjęcie decyzji, o której mowa w § 56 ust. 3 pkt 12.----------

6. Objęcie albo nabycie akcji lub udziałów w innych spółkach z wyjątkiem, gdy następuje za wierzytelności spółki w ramach postępowań ugodowych lub układowych wymaga zgody Walnego Zgromadzenia. W takich przypadkach zgody Walnego Zgromadzenia wymaga również: ----------
1) zbycie tych akcji lub udziałów, z określeniem warunków i trybu ich zbywania, za wyjątkiem: ----------
a) zbywania akcji będących w publicznym obrocie papierami wartościowymi, --------
b) zbywania akcji lub udziałów, które spółka posiada w ilości nie przekraczającej 10% udziału w kapitale zakładowym poszczególnych spółek, ----------

c) zbywania akcji i udziałów objętych za wierzytelności Spółki w ramach postępowań układowych lub ugodowych oraz udziałów objętych za wierzytelności konwertowalne, o których mowa w art. 23 ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji, ---

2) określanie wykonywania prawa głosu na Walnym Zgromadzeniu lub na Zgromadzeniu Wspólników spółek, w których Spółka posiada przynajmniej 50% akcji lub udziałów, w sprawach: ----------
   a) zmiany statutu lub umowy spółki, ----------
   b) podwyższenia lub obniżenia kapitału zakładowego, ----------
   c) połączenia, przekształcenia lub podziału spółki, ----------
   d) zbycia akcji lub udziałów spółki, ----------
   e) zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego, ----------
   f) rozwiązania i likwidacji spółki, ----------
   g) zastawiania lub innego rodzaju obciążania akcji lub udziałów spółki, ----------
   h) zobowiązania do dopłat, ----------
   i) emisji obligacji, ----------

7. W odniesieniu do spółek dystrybucyjnych oraz spółki operator systemu przesyłowego, o których mowa w § 66, uchwały Walnego Zgromadzenia wymaga określenie wykonywania prawa głosu na Zgromadzeniu Wspólników w sprawach: ----------
   1) o których mowa w ust. 6 pkt 2 lit. a-f, ----------
   2) zmiany siedziby lub przedmiotu działania, ----------
   3) zatwierdzenia wieloletnich strategicznych planów działalności spółki, ----------
   4) zatwierdzenia rocznych planów finansowych spółki. ----------
8. Projekty uchwał dotyczące zmiany niniejszego Statutu i zmiany przedmiotu działalności Spółki wymagają zaopiniowania przez ministra właściwego do spraw gospodarki. W celu uzyskania ww. opinii Zarząd Spółki jest zobowiązany do przekazania ww. projektów uchwał ministrowi właściwemu do spraw gospodarki w dniu ich przekazania do publicznej wiadomości w formie raportu bieżącego zgodnie z odpowiednimi przepisami regulującymi obowiązki informacyjne spółek publicznych. Opinia ministra właściwego do spraw gospodarki jest przekazywana do wiadomości Walnemu Zgromadzeniu. Brak opinii ministra właściwego do spraw gospodarki lub opinia negatywna nie wykluczają poddania ww. uchwał pod głosowanie walnego Zgromadzenia. ----------

§ 57

1. Wnioski w sprawach wskazanych w § 56, powinny być wnoszone wraz z uzasadnieniem i pisemną opinią Rady Nadzorczej. Opinii Rady Nadzorczej nie wymagają wnioski dotyczące członków Rady Nadzorczej, w szczególności w sprawach, o których mowa w § 56 ust. 1 pkt 2, ust. 2 pkt 1 i ust. 4 pkt 8. ---------- ----------
2. Wymóg opiniowania wniosku złożonego przez akcjonariuszy nie obowiązuje w okresie, gdy Skarb Państwa posiada 100% akcji Spółki oraz w przypadku określonym w przepisie art. 384 § 2 Kodeksu spółek handlowych. ---------- ---------

§ 58

Zmiana przedmiotu działalności Spółki może nastąpić bez obowiązku wykupu akcji z zachowaniem wymogów określonych w art. 417 § 4 Kodeksu spółek handlowych. ----------

VI. GOSPODARKA SPÓŁKI ----------

§ 59

1. Rokiem obrotowym Spółki jest rok kalendarzowy.----------

§ 60

Księgowość Spółki jest prowadzona zgodnie z przepisami o rachunkowości. ----------

§ 61

1. Spółka tworzy następujące kapitały i fundusze: ----------
   1) kapitał zakładowy, ----------
   2) kapitał zapasowy, ----------
   3) kapitał rezerwowy z aktualizacji wyceny, ----------
   4) pozostałe kapitały rezerwowe, ----------
   5) zakładowy fundusz świadczeń socjalnych. ----------
2. Spółka może tworzyć i znosić uchwałą Walnego Zgromadzenia, inne kapitały na pokrycie szczególnych strat lub wydatków, na początku i w trakcie roku obrotowego. ----------

§ 62

Zarząd Spółki jest obowiązany: ----------
1) sporządzić sprawozdanie finansowe wraz ze sprawozdaniem z działalności Spółki za ubiegły rok obrotowy w terminie trzech miesięcy od dnia bilansowego, ----------
2) poddać sprawozdanie finansowe badaniu przez biegłego rewidenta, ----------
3) złożyć do oceny Radzie Nadzorczej dokumenty, wymienione w pkt 1, wraz z opinią i raportem biegłego rewidenta, ----------
4) przedstawić Zwyczajnemu Walnemu Zgromadzeniu dokumenty, wymienione w pkt 1, opinię wraz z raportem biegłego rewidenta oraz sprawozdanie Rady Nadzorczej, o którym mowa w § 33 ust. 1 pkt 3, w terminie do końca piątego miesiąca od dnia bilansowego, ----------
5) sporządzić skonsolidowane sprawozdanie finansowe grupy kapitałowej oraz sprawozdanie z działalności grupy kapitałowej w terminie nie później niż dwóch miesięcy od daty obowiązującej dla sporządzenia sprawozdania finansowego Spółki, o ile taki obowiązek wynika z przepisów ustawy o rachunkowości z dnia 29 września 1994 (Dz. U. z 2002 Nr 76 poz. 694, ze zm.), ----------
6) poddać skonsolidowane sprawozdanie finansowe badaniu biegłego rewidenta, ----------
7) złożyć do oceny Radzie Nadzorczej dokumenty wymienione w pkt 5 wraz z opinią i raportem biegłego rewidenta, ----------
8) przedstawić Nadzwyczajnemu Walnemu Zgromadzeniu dokumenty wymienione w pkt 5, opinię wraz z raportem biegłego rewidenta oraz sprawozdanie Rady Nadzorczej, o którym mowa w § 33 ust 1 pkt 4, w terminie do końca siódmego miesiąca od dnia bilansowego. ------

§ 63

1. Sposób przeznaczenią czystego zysku Spółki określi uchwała Walnego Zgromadzenia. ---
2. Walne Zgromadzenie dokonuje odpisów z zysku na kapitał zapasowy w wysokości co najmniej 8% zysku za dany rok obrotowy dopóki kapitał ten nie osiągnie przynajmniej jednej trzeciej części kapitału zakładowego. ----------
3. Walne Zgromadzenie może przeznaczyć część zysku na: ----------
   1) dywidendę dla akcjonariuszy, ----------
   2) pozostałe kapitały i fundusze, ----------
   3) inne cele. ----------
4. Zwyczajne Walne Zgromadzenie ustala dzień dywidendy oraz termin wypłaty dywidendy. Dzień dywidendy może być wyznaczony na dzień powzięcia uchwały albo w okresie kolejnych trzech miesięcy, licząc od tego dnia.----------
5. Wypłata dywidendy za rok 2004 może nastąpić także w formie niepieniężnej. Zwyczajne Walne Zgromadzenie ustali przedmiot dywidendy niepieniężnej.".----------
6. Wypłata dywidendy za lata 2005 – 2009 może nastąpić także w formie niepieniężnej.------
7. Zwyczajne Walne Zgromadzenie ustala przedmiot dywidendy niepieniężnej określając sposób wyceny jej składników.----------
8. Walne Zgromadzenie ustala politykę dywidendową PGNiG S.A. na lata 2005 – 2009. Walne Zgromadzenie może wskazać akcjonariusza, na rzecz którego może być wypłacona dywidenda niepieniężna.----------

VII. POSTANOWIENIA PUBLIKACYJNE ----------

§ 64

1. Spółka publikuje swoje ogłoszenia w Monitorze Sądowym i Gospodarczym, a także wywiesza w siedzibie Spółki w miejscu dostępnym dla wszystkich pracowników. ----------
2. Zarząd Spółki składa w sądzie rejestrowym właściwym ze względu na siedzibę Spółki roczne sprawozdanie finansowe, opinię biegłego rewidenta, odpis uchwały Walnego Zgromadzenia o zatwierdzeniu sprawozdania finansowego i podziale zysku lub pokryciu straty oraz sprawozdanie z działalności Spółki w terminie piętnastu dni od dnia zatwierdzenia przez Walne Zgromadzenie sprawozdania finansowego Spółki. Jeżeli sprawozdanie finansowe nie zostało zatwierdzone w terminie sześciu miesięcy od dnia bilansowego, to należy je złożyć w ciągu piętnastu dni po tym terminie. ----------
3. Zarząd Spółki zobowiązany jest w ciągu piętnastu dni od dnia zatwierdzenia przez Walne Zgromadzenie sprawozdania finansowego Spółki złożyć do ogłoszenia w Monitorze Polskim B dokumenty, o których mowa w art. 70 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2002 r. Nr 76, poz. 694). ----------
4. Zarząd Spółki zobowiązany jest do przekazywania informacji, o których zakresie i terminach jest mowa w ustawie z dnia 21 sierpnia 1997 roku – Prawo o publicznym obrocie papierami wartościowymi (Dz. U. Nr 49 z 2002 r. Poz. 447) oraz w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 16 października 2001 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych (Dz. U. Nr 139 z 2001 roku, poz. 1569, ze zm.).----------

VIII. POSTANOWIENIA KOŃCOWE ----------

§ 65

1. Z przyczyn przewidzianych przepisami prawa Spółka ulega rozwiązaniu. ----------
2. Likwidatorami są członkowie Zarządu Spółki, chyba że uchwała Walnego Zgromadzenia stanowi inaczej. ----------
3. Mienie pozostałe po zaspokojeniu lub po zabezpieczeniu wierzycieli przypada akcjonariuszom. ----------
4. Ilekroć w Statucie jest mowa o danej kwocie wyrażonej w EURO, a ustawa nie stanowi inaczej, należy przez to rozumieć równowartość tej kwoty wyrażonej w pieniądzu polskim, ustaloną w oparciu o średni kurs waluty krajowej do EURO, ogłaszany przez Narodowy Bank Polski w dniu poprzedzającym powzięcie uchwały przez właściwy organ Spółki upoważniony do wyrażenia zgody na dokonanie czynności, w związku z którą równowartość ta jest ustalana. ----------

§ 66

1. Spółką dystrybucyjną, w rozumieniu niniejszego statutu, jest spółka prowadząca rozdział i dostarczanie do odbiorców gazu ziemnego za pomocą sieci oraz obrót gazem, wydzielona ze struktur Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. na podstawie „Programu restrukturyzacji i prywatyzacji sektora gazowego" przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 13 sierpnia 2002 roku (Protokół ustaleń posiedzenia Rady Ministrów Nr 33/2002 pkt 25). ----
2. Spółką operator systemu przesyłowego, w rozumieniu niniejszego statutu, jest spółka odpowiedzialna za transport paliw gazowych sieciami przesyłowymi w celu ich dostarczenia do sieci dystrybucyjnej lub odbiorcom końcowym podłączonym do sieci przesyłowej, wydzielona ze struktur Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.----------
3. Dla potrzeb niniejszego Statutu:----------
   1) „Prawo o publicznym obrocie" oznacza ustawę z dnia 21 sierpnia 1997 roku – Prawo o publicznym obrocie papierami wartościowymi (Dz. U. z 2002 roku Nr 49, poz. 447 z późn. zm.) w brzmieniu z dnia rejestracji zmiany Statutu,----------
   2) „Kodeks spółek handlowych" oznacza ustawę z dnia 15 września 2000 roku – Kodeks spółek handlowych (Dz. U. Nr 94, poz. 1037, z późn. zm.) w brzmieniu z dnia rejestracji zmiany Statutu,----------
   3) „Podmiot Powiązany" oznacza w stosunku do danego podmiotu „podmiot powiązany" zgodnie z definicją w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 16 października 2001 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych (Dz. U. Nr 139, poz. 1569, z późn. zm.) w brzmieniu z dnia rejestracji Statutu,----------
   4) pojęcia „podmiotu dominującego" oraz „podmiotu zależnego" należy interpretować zgodnie z przepisami Prawa o publicznym obrocie,----------
   5) pojęcia „spółki dominującej" oraz „spółki zależnej" należy interpretować zgodnie z przepisami Kodeksu spółek handlowych,----------
   6) pojęcie „jednostki podporządkowanej" należy interpretować zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz. U. z 2002 roku Nr 76, poz. 694, z późn. zm.) w brzmieniu z dnia rejestracji zmiany Statutu.----------

ZAŁĄCZNIK 4 - PODJĘTE, ALE NIEZAREJESTROWANE PRZEZ SĄD REJESTROWY UCHWAŁY WALNEGO ZGROMADZENIA W SPRAWIE ZMIAN STATUTU EMITENTA

Uchwała nr 1

Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki pod firmą:

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna

w sprawie: wydzielenia Akcji Serii A1 Spółki, zamiany akcji imiennych Spółki na akcje na okaziciela oraz zmiany Statutu Spółki.----------

Działając na podstawie art. 430 Kodeksu spółek handlowych oraz § 55 ust. 4 pkt 3 Statutu Spółki, uwzględniając pozytywną opinię Rady Nadzorczej wyrażoną w uchwale Nr 40/III/05 z dnia 30 marca 2005 r. do uchwały Zarządu Nr 191/2005 z dnia 24 marca 2005 r., Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie uchwala, co następuje:----------

Zważywszy, że:----------

1. Zgodnie z Ustawą z dnia 30 sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i prywatyzacji (Dz. U. z 2002 r. Nr 171, poz. 1397, ze zm.) pracownicy Spółki uprawnieni są do nieodpłatnego nabycia do 15% akcji Spółki objętych przez Skarb Państwa w dniu wpisania Spółki do rejestru.----------

2 Spółka jest zobowiązana do zorganizowania i przeprowadzenia czynności techniczno-operacyjnych związanych z procesem nieodpłatnego udostępnienia uprawnionym pracownikom Spółki akcji należących do Skarbu Państwa.----------

3. Wydzielenie akcji przeznaczonych do udostępnienia pracownikom Spółki do odrębnej serii A1 ułatwi koordynowanie procesu udostępniania akcji.----------

§ 1

1. Wydziela się z Akcji Serii A, którą tworzy 5.000.000.000 akcji o numerach od 00 000 000 001 do 05 000 000 000, pulę 750.000.000 akcji o numerach od 04 250 000 001 do 05 000 000 000.----------

2. Po wydzieleniu akcji, o których mowa w ust. 1 powyżej, Seria Akcji A będzie składać się z akcji o numerach od 00 000 000 001 do 04 250 000 000.----------

3. W związku z wydzieleniem akcji, o którym mowa powyżej w ust. 1, tworzy się Serię Akcji A1 o numerach od 0 000 000 001 do 0 750 000 000.----------

4. Postanawia się, że Akcje Serii A oraz Serii A1 są akcjami na okaziciela.----------

Uchwała nr 1
Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki pod firmą: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie
z dnia 16 maja 2005 r.

w sprawie: zmiany Statutu uchwalonego w dniu 5 maja 2005 r.----------

Działając na podstawie art. 430 § 1 Kodeksu spółek handlowych oraz na podstawie § 55 ust. 4 pkt. 3 Statutu jak również w związku z Uchwałą nr 1 w sprawie zmiany Statutu z dnia 5 maja 2005 r., Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie uchwala, co następuje:----------

§ 1

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie zmienia § 8 ust. 2 Statutu w ten sposób, że otrzymuje on następujące brzmienie:----------

„2. Z zastrzeżeniem akcji serii A1, emisje akcji oznacza się kolejnymi literami alfabetu."--

§ 2

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie zmienia § 35 ust 1 Statutu w ten sposób, że otrzymuje on nowe następujące brzmienie:----------

„1. *Rada Nadzorcza składa się z 5 do 9 członków, powoływanych przez Walne Zgromadzenie, z zastrzeżeniem § 36 ust. 1 Statutu. Niezależnie od powyższego tak długo, jak Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Spółki, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa działający w tym zakresie w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej.*"-------

§ 3

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie zmienia § 64 ust. 4 Statutu w ten sposób, że otrzymuje on nowe następujące brzmienie:----------

"4. *Zarząd Spółki jest zobowiązany do przekazywania informacji w zakresie oraz w terminach przewidzianych w ustawie z dnia 21 sierpnia 1997 roku – Prawo o publicznym obrocie papierami wartościowymi (Dz. U. Nr 49 z 2002 r. Poz. 447) oraz w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 21 marca 2005 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych (Dz. U. Nr 49 z 2005 roku, poz. 463) lub w innych odpowiednich aktach prawnych, które zastąpią wskazaną ustawę lub rozporządzenie.*"----------

§ 4

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie uwzględnia w niniejszej uchwale zmiany Statutu uchwalone w dniu 5 maja 2005 r., a tym samym dokonuje zmian w Statucie w brzmieniu uchwalonym w dniu 5 maja 2005 r.----------

§ 5

Uchwała wchodzi w życie z dniem powzięcia. ----------

Przewodniczący Zgromadzenia stwierdził, że uchwała została powzięta wszystkimi głosami za. ----------

Ad. 5 porządku obrad: ----------

Przewodniczący Zgromadzenia zaproponował powzięcie uchwały następującej treści:----------

Uchwała nr 2
Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki pod firmą: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie
z dnia 16 maja 2005 r.

w sprawie: zmiany uchwały nr 1 z dnia 30 marca 2005 r. Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGNiG S.A w sprawie wydzielenia Akcji Serii A1 Spółki, zamiany akcji imiennych Spółki na akcje na okaziciela oraz zmiany Statutu Spółki.----------

Działając na podstawie art. 430 § 1 Kodeksu spółek handlowych, § 55 ust. 4 pkt. 3 Statutu oraz w związku z uchwałą nr 1 z dnia 5 maja 2005 r. Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia w sprawie zmiany Statutu jak również Uchwałą nr 1 niniejszego Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia, Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie uchwala, co następuje:----------

§ 1

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie postanawia zmienić uchwałę nr 1 z dnia 30 marca 2005 r. w ten sposób, że § 2 tej uchwały otrzymuje nowe brzmienie:----------

„§ 2

W związku z wydzieleniem 750. 000. 000 akcji, utworzeniem Serii Akcji A1, oraz zmianą akcji imiennych na akcje na okaziciela, § 9 Statutu skreśla się, a § 7 Statutu Spółki otrzymuje nowe następujące brzmienie:----------
„Kapitał zakładowy wynosi 5.000.000.000 (pięć miliardów) złotych:----------
(a) akcje na okaziciela serii „A" w liczbie 4.250.000.000 o numerach od 00 000 000 001 do 04 250 000 000 o wartości nominalnej 1 złoty każda oraz o łącznej wartości nominalnej 4.250.000.000 złotych;----------
(b) akcje na okaziciela serii „A1" w liczbie 750.000.000 o numerach od 0 000 000 001 do 0 750 000 000 o wartości nominalnej 1 złoty każda oraz o łącznej wartości nominalnej 750.000.000 złotych."----------

§ 2

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie uwzględnia w niniejszej uchwale zmiany Statutu uchwalone w dniu 5 maja 2005 r., a tym samym dokonuje zmian w Statucie w brzmieniu uchwalonym w dniu 5 maja 2005 r.----------

§ 3

Uchwała wchodzi w życie z dniem powzięcia. ----------

Przewodniczący Zgromadzenia stwierdził, że uchwała została powzięta wszystkimi głosami za. ----------

Ad. 6 porządku obrad: ----------

Przewodniczący Zgromadzenia zaproponował powzięcie uchwały następującej treści:----------

ZAŁĄCZNIK 5 - OPINIA ZARZĄDU UZASADNIAJĄCA WYŁĄCZENIE ALBO OGRANICZENIE PRAWA POBORU

Opinia Zarządu PGNiG Spółka Akcyjna
do przedstawienia na Nadzwyczajnym Walnym Zgromadzeniu w dniu 30 marca 2005 r.
w sprawie pozbawienia dotychczasowego akcjonariusza w całości prawa poboru
w odniesieniu do Akcji Serii B

Działając na podstawie Art. 433 § 2 zdanie 4 Kodeksu spółek handlowych, Zarząd PGNiG S.A. (**„Spółka"**) – wobec proponowanego:

podwyższenia kapitału zakładowego Spółki o kwotę do 900.000.000 (dziewięciuset milionów) złotych w drodze emisji do 900.000.000 (dziewięciuset milionów) akcji zwykłych na okaziciela serii B o wartości nominalnej 1 złotych każda (**"Akcje Serii B"**),

przedstawia Nadzwyczajnemu Walnemu Zgromadzeniu Spółki w dniu 30 marca 2005 r. poniższą opinię:

Opinia dotycząca pozbawienia dotychczasowego akcjonariusza
w całości prawa poboru w odniesieniu do emisji Akcji Serii B

1. W wyniku emisji Akcji Serii B Spółka zamierza pozyskać środki na realizację projektów inwestycyjnych we wskazanych poniżej obszarach działalności: (i) w zakresie poszukiwania oraz wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej; (ii) w zakresie przesyłu i magazynowania gazu ziemnego; (iii) w zakresie dystrybucji. Cele emisji mogą ulec zmianie.
2. Pozbawienie dotychczasowego akcjonariusza prawa poboru w odniesieniu do emisji Akcji Serii B ma umożliwić rozproszenie akcjonariatu Spółki. Rozproszenie takie pozwoli na wprowadzenie akcji Spółki do obrotu giełdowego na rynku podstawowym Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A., co zwiększy jej wiarygodność i atrakcyjność dla inwestorów instytucjonalnych i indywidualnych. Dostępność akcji Spółki dla większej liczby osób i podmiotów ułatwi dostęp do rynków kapitałowych i późniejszego finansowania rozwoju Spółki.
3. Ponadto w Programie Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG S.A. przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 5 października 2004 r. (**„Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r."**) zakłada się:

   (...) „1. Przeprowadzenie prywatyzacji PGNiG S.A. poprzez:

   a) emisję dodatkowych akcji spółki PGNiG S.A., w celu jej dekapitalizowania; (...)

   2. W terminie do końca półrocza 2005 roku Minister Skarbu Państwa oraz zarząd PGNiG S.A. przygotują emisję akcji poprzez podwyższenie kapitału zakładowego Spółki PGNiG S.A., w ramach przeprowadzenia publicznej oferty tych akcji i ich wprowadzenia do obrotu na Warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych i/albo na zagranicznych giełdach papierów wartościowych" (...).

   Uzasadnia to pozbawienie w całości prawa poboru dotychczasowego akcjonariusza.
4. Wskazane czynniki sprawiają, że pozbawienie dotychczasowego akcjonariusza w całości prawa poboru Akcji Serii B jest ekonomicznie uzasadnione i leży w interesie Spółki, co w konsekwencji będzie budować wartość Spółki. Pozyskanie nowych środków dla Spółki, rozproszenie akcjonariatu oraz realizacja Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. nie jest możliwa bez pozbawienia dotychczasowego akcjonariusza prawa poboru Akcji Serii B.

Z uwagi na powyższe, Zarząd rekomenduje Nadzwyczajnemu Walnemu Zgromadzeniu Spółki głosowanie za podjęciem uchwały w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego w drodze emisji Akcji Serii B oraz pozbawienia w całości prawa poboru dotychczasowych akcjonariuszy w formie przedstawionej przez Zarząd.

Warszawa, dnia 30 marca 2005 r.

WICEPREZES ZARZĄDU
Marek Foltynowicz

PREZES ZARZĄDU
Marek Kossowski

ZAŁĄCZNIK 6 - LISTA DOMÓW MAKLERSKICH PRZYJMUJĄCYCH ZAPISY NA AKCJE SERII B W TRANSZY INWESTORÓW INDYWIDUALNYCH

Lista domów maklerskich przyjmujących zapisy na Akcje Serii B w Transzy Inwestorów Indywidualnych

LP.	SKRÓT	PEŁNA NAZWA
1	BDM PKO BP SA	Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A. Bankowy Dom Maklerski
2	Beskidzki DM	Beskidzki Dom Maklerski S.A.
3	BM BGŻ	Bank Gospodarki Żywnościowej Biuro Maklerskie
4	BM BISE	Bank Inicjatyw Społeczno-Ekonomicznych S.A. Biuro Maklerskie
5	BM BPH	Biuro Maklerskie Banku BPH S.A.
6	CA IB Securities	CA IB Securities S.A
7	CDM Pekao	Centralny Dom Maklerski Pekao S.A.
8	DB Securities	DB Secirities S.A.
9	DI BRE Banku	Dom Inwestycyjny BRE Banku S.A.
10	DM AmerBrokers	Dom Maklerski AmerBrokers S.A.
11	DM BH	Dom Maklerski Banku Handlowego S.A.
12	DM BOŚ	Dom Maklerski Banku Ochrony Środowiska S.A.
13	DM BZ WBK	Dom Maklerski BZ WBK S.A.
14	DM Millennium	Millennium Dom Maklerski S.A.
15	DM PENETRATOR	Dom Maklerski PENETRATOR S.A.
16	DM Polonia Net	Dom Maklerski Polonia Net S.A.
17	ERSTE Securities	ERSTE Securities Polska S.A.
18	ING Securities	ING Securities S.A.
19	Internetowy DM	Internetowy Dom Maklerski S.A.
20	KBC Securities	KBC Securities NV Oddział Polska S.A.
21	Nordea Bank Polska	Nordea Bank Polska S.A

ZAŁĄCZNIK 6A - LISTA POK PRZYJMUJĄCYCH ZAPISY NA AKCJE SERII B W TRANSZY KRAJOWYCH INWESTORÓW INSTYTUCJONALNYCH

Lista POK przyjmujących zapisy na Akcje Serii B w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych:

Bankowy Dom Maklerski PKO BP S.A.

ul. Puławska 15

02-515 Warszawa

ZAŁĄCZNIK 7 - DEKLARACJA ZAINTERESOWANIA NABYCIEM AKCJI ZWYKŁYCH NA OKAZICIELA SERII B PGNIG S.A. (WZÓR)





DEKLARACJA ZAINTERESOWANIA NABYCIEM
AKCJI ZWYKŁYCH NA OKAZICIELA SERII B
PGNiG SPÓŁKA AKCYJNA
O WARTOŚCI NOMINALNEJ 1,00 ZŁ KAŻDA W TRANSZY KRAJOWYCH INWESTORÓW INSTYTUCJONALNYCH
W RAMACH OFERTY PUBLICZNEJ

Charakter deklaracji: ☐ Deklaracja składana po raz pierwszy*
☐ Deklaracja składana po raz kolejny*

Celem niniejszej Deklaracji jest określenie wielkości popytu na emitowane przez PGNiG S.A. z siedzibą w Warszawie („Emitent") akcje zwykłe na okaziciela serii B o wartości nominalnej 1,00 zł (dalej zwane „Akcjami").

Niniejsza Deklaracja, w przypadku gdy oferowana w niej cena na Akcje będzie wyższa lub równa ustalonej przez Emitenta Cenie Emisyjnej Akcji, może stanowić podstawę do skierowania przez Oferującego lub przez podmiot wskazany przez Oferującego zaproszenia do złożenia zapisu na Akcje.

Inwestor ponosi pełną odpowiedzialność za prawidłowość danych zawartych w niniejszej Deklaracji, a w szczególności adresu do korespondencji i numeru faxu, na które powinno być skierowane zaproszenie do złożenia zapisu na Akcje.

DANE O INWESTORZE	
Nazwa osoby prawnej	
Siedziba osoby prawnej / *(miasto, kod pocztowy, ulica, nr budynku)*	
REGON	
Osoby upoważnione do składania oświadczeń w imieniu Inwestora *(dane pełnomocnika)*	
Numer i seria dokumentu tożsamości osoby/osób składających deklarację oraz nr PESEL	
Adres do korespondencji	
Telefon	
Faks	

Ja, niżej podpisany / My, niżej podpisani* niniejszym oświadczam / my*, że zgłaszamy zamiar nabycia Akcji Serii B Spółki PGNiG S.A. za pośrednictwem Bankowego Domu Maklerskiego PKO BP S.A. („BDM"):*

Liczba zamawianych Akcji:	**słownie:** .....
Deklarowana cena:	**słownie:** .....
Wartość zamawianych Akcji:	**słownie:** .....

OŚWIADCZENIE INWESTORA SKŁADAJĄCEGO DEKLARACJĘ

*Ja niżej podpisany(a)/ My niżej podpisani * w imieniu*

.....

(nazwa Inwestora)

oświadczam(y), że zapoznałam, łem, liśmy) się z treścią Prospektu emisyjnego i Statutu Spółki PGNiG S.A. i akceptuję(my) brzmienie Statutu i warunki Publicznej Oferty Akcji określone w Prospekcie, zgadzam(y) się na przydzielenie mniejszej liczby Akcji, niż objęte Deklaracją, lub nieprzydzielenie ich w ogóle, zgodnie z zasadami opisanymi w Prospekcie.*

W przypadku przydzielenia mi(nam) Akcji w ramach Wstępnego Przydziału zobowiązuj(ę)emy) się do złożenia i opłacenia zapisu na Akcje w liczbie określonej w zaproszeniu do złożenia zapisu (zgodnej z Listą Wstępnego Przydziału) w terminach określonych w Prospekcie emisyjnym.

Niniejsze zobowiązanie może być podpisane, w przypadku osób prawnych, wyłącznie przez osoby upoważnione do podpisywania w imieniu Inwestora, zgodnie ze Statutem lub Umową spółki lub przez pełnomocnika upoważnionego do złożenia Deklaracji nabycia Akcji Spółki PGNiG S.A.

.....
Data, podpis inwestora składającego deklarację

.....
Data przyjęcia, pieczęć domu maklerskiego
oraz podpis i pieczęć przyjmującego zamówienie

Dyspozycja deponowania akcji zwykłych na okaziciela serii B PGNiG S.A.

Proszę o zdeponowanie na rachunku papierów wartościowych

nr .....
prowadzonym przez:

.....
(pełna nazwa prowadzącego ww. rachunek)
wszystkich nabytych Akcji serii B w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych.

.....
Data i podpis składającego dyspozycję

.....
Data, pieczęć i podpis przyjmującego dyspozycję

Wydział Emisji i Finansów Spółek: nr faxu (22) 521 78 35, 521 78 29

Formularz przeznaczony dla zarządzających cudzym pakietem na zlecenie

PGNiG

BDM

DEKLARACJA ZAINTERESOWANIA NABYCIEM
AKCJI ZWYKŁYCH NA OKAZICIELA SERII B
PGNiG SPÓŁKA AKCYJNA
O WARTOŚCI NOMINALNEJ 1,00 ZŁ KAŻDA W TRANSZY KRAJOWYCH INWESTORÓW INSTYTUCJONALNYCH
W RAMACH OFERTY PUBLICZNEJ

Charakter deklaracji: ☐ Deklaracja składana po raz pierwszy* ☐ Deklaracja składana po raz kolejny*

Celem niniejszej Deklaracji jest określenie wielkości popytu na emitowane przez PGNiG S.A. z siedzibą w Warszawie („Emitent") akcje zwykłe na okaziciela serii B, o wartości nominalnej 1,00 zł (dalej zwane „Akcjami").

Niniejsza Deklaracja, w przypadku gdy oferowana w niej cena na Akcje będzie wyższa lub równa ustalonej przez Emitenta Cenie Emisyjnej Akcji, może stanowić podstawę do skierowania przez Oferującego lub przez podmiot wskazany przez Oferującego zaproszenia do złożenia zapisu na Akcje.

Inwestor ponosi pełną odpowiedzialność za prawidłowość danych zawartych w niniejszej Deklaracji, a w szczególności adresu do korespondencji i numeru faxu, na które powinno być skierowane zaproszenie do złożenia zapisu na Akcje.

DANE O INWESTORZE	
Nazwa Podmiotu działającego w imieniu klienta	
Siedziba Podmiotu *(miasto, kod pocztowy, ulica, nr budynku)*	
REGON	
Osoby upoważnione do składania oświadczeń w imieniu Inwestora *(dane pełnomocnika)*	
Numer i seria dokumentu tożsamości osoby/osób składających deklarację oraz nr PESEL	
Adres do korespondencji	
Telefon	
Faks	

Ja, niżej podpisany / My, niżej podpisani* niniejszym oświadczam / my*, że zgłaszamy zamiar nabycia Akcji Serii B Spółki PGNiG S.A. za pośrednictwem Bankowego Domu Maklerskiego PEKAO BP S.A. („BDM"):*

Liczba zamawianych Akcji:	**słownie:** .....
Deklarowana cena:	**słownie:** .....
Wartość zamawianych Akcji:	**słownie:** .....

Formularz przeznaczony dla zarządzających cudzym pakietem na zlecenie

OŚWIADCZENIE PODMIOTU SKŁADAJĄCEGO DEKLARACJĘ W IMIENIU KLIENTA

*Ja niżej podpisany(a)/ My niżej podpisani **

reprezentujący.....

.....

(nazwa Podmiotu)

oświadczamy, że jesteśmy należycie umocowani do dokonania niniejszej czynności i oraz do złożenia i opłacenia zapisu na Akcje Spółki PGNiG S.A. w imieniu klientów, którzy za naszym pośrednictwem wyrazili chęć nabycia Akcji Spółki PGNiG S.A.

Ponadto oświadczam(y), że zapoznałam, łem, liśmy) się z treścią Prospektu emisyjnego i Statutu Spółki PGNiG S.A. i akceptuję(my) brzmienie Statutu i warunki Publicznej Oferty Akcji określone w Prospekcie, zgadzam(y) się na przydzielenie mniejszej liczby Akcji, niż objęte Deklaracją lub nieprzydzielenie ich w ogóle, zgodnie z zasadami opisanymi w Prospekcie.*

W przypadku przydzielenia Akcji w ramach Wstępnego Przydziału zobowiązu(ję)emy) się do złożenia i opłacenia zapisów na Akcje imieniu klientów, którzy za naszym pośrednictwem wyrazili chęć nabycia Akcji Spółki PGNiG S.A., w liczbie określonej w zaproszeniu do złożenia zapisu (zgodnej z Listą Wstępnego Przydziału) w terminach określonych w Prospekcie emisyjnym.

Niniejsze zobowiązanie może być podpisane, w przypadku osób prawnych, wyłącznie przez osoby upoważnione do podpisywania w imieniu Inwestora, zgodnie ze Statutem lub Umową spółki lub przez pełnomocnika upoważnionego do złożenia Deklaracji nabycia Akcji Spółki PGNiG S.A.

.....
Data, podpis inwestora składającego deklarację

.....
Data przyjęcia, pieczęć domu maklerskiego
oraz podpis i pieczęć przyjmującego zamówienie

Dyspozycja deponowania
akcji zwykłych na okaziciela serii B PGNiG S.A.

Działając w imieniu klientów, którzy za naszym pośrednictwem wyrazili chęć nabycia Akcji Spółki PGNiG S.A proszę/prosimy o przekazanie wszystkich nabytych Akcji serii B na rachunek papierów wartościowych*

prowadzony przez: .....
(pełna nazwa prowadzącego ww. rachunek)

Kod w KDPW S.A. podmiotu prowadzącego rachunek inwestycyjny: .....

Nr rachunku inwestycyjnego (w przypadku posiadania jednego zbiorczego rachunku): .....

.....
pełny numer rachunku

.....
Data i podpis składającego dyspozycję

.....
Data, pieczęć i podpis przyjmującego dyspozycję

Wydział Emisji i Finansów Spółek: nr faxu (22) 521 78 35, 521 78 29

ZAŁĄCZNIK 7A - FORMULARZ ZAPISU NA AKCJE SERII B W TRANSZY INWESTORÓW INDYWIDUALNYCH (WZÓR)

FORMULARZ ZAPISU NA
AKCJE ZWYKŁE NA OKAZICIELA SERII B
PGNiG SPÓŁKA AKCYJNA
W TRANSZY INWESTORÓW INDYWIDUALNYCH
W RAMACH OFERTY PUBLICZNEJ

Okres przyjmowania zapisów: □ Okres Pierwszy* □ Okres Drugi*

Niniejszy dokument stanowi zapis na Akcje zwykłe na okaziciela Serii B Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. o wartości nominalnej 1,00 zł każda oferowane w Ofercie Publicznej w ramach Transzy Inwestorów Indywidualnych na warunkach i zgodnie z zasadami opisanymi w Prospekcie Emisyjnym PGNiG S.A. Podstawą prawną Emisji jest uchwała nr 2 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 30 marca 2005 r., zmieniona uchwałą nr 3 i uchwałą nr 5 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 16 maja 2005 r.

Dane inwestora składającego zapis:

Imię i nazwisko: _____

Miejsce zamieszkania: _____

Adres do korespondencji: _____

Nr PESEL oraz seria i numer dowodu osobistego w przypadku rezydentów lub numer paszportu w przypadku nierezydentów: _____

status dewizowy o rezydent o nierezydent

Liczba Akcji, na którą składany jest zapis: _____(słownie: _____)

Cena maksymalna z przedziału cenowego jednej Akcji: _____zł

Kwota wpłaty na Akcje: _____(słownie: _____)

Uwaga! Wszelkie konsekwencje wynikające z niepełnego lub niewłaściwego wypełnienia formularza zapisu na Akcje ponosi Inwestor.

OŚWIADCZENIE INWESTORA

Ja, niżej podpisany(a) niniejszym oświadczam, że:

- zapoznałem(am) się z treścią Prospektu oraz akceptuję treść Statutu Emitenta i warunki Oferty Publicznej, w tym warunek, iż łączne zapisy jednego Inwestora nie mogą przekroczyć 200.000 Akcji Serii B;
- wyrażam zgodę na przydzielenie mniejszej liczby Akcji Serii B w Ofercie Publicznej niż objęta zapisem lub nieprzydzielenie ich wcale, zgodnie z zasadami opisanymi w Prospekcie;
- wyrażam dobrowolną zgodę na przetwarzanie moich danych osobowych w zakresie niezbędnym do przeprowadzenia Oferty Publicznej Akcji Serii B i wykonywania przez spółkę obowiązków wynikających z przepisów prawa, a także innych właściwych regulacji;
- przyjmuję do wiadomości, iż przysługuje mi prawo wglądu do swoich danych osobowych oraz ich poprawiania.

.....	.....
Data i podpis osoby składającej zapis	*Data przyjęcia zapisu, podpis i pieczęć pracownika przyjmującego zapis oraz pieczęć adresowa domu maklerskiego*

ZAŁĄCZNIK 8 - DEFINICJE I OBJAŚNIENIA SKRÓTÓW

Akcje	Akcje Serii A, Akcje Serii A1 lub Akcje Serii B
Akcje Oferowane	900.000.000 Akcji Serii B oferowanych w Ofercie Publicznej
Akcje Pracownicze	Do 750.000.000 Akcji Serii A1, do nieodpłatnego nabycia których uprawnieni są pracownicy PGNiG zgodnie z art. 36 i nast. Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji
Akcje Serii A	4.250.000.000 Akcji zwykłych na okaziciela serii A PGNiG o wartości 1,00 zł każda
Akcje Serii A1	750.000.000 Akcji wydzielonych z Akcji Serii A na podstawie uchwały Walnego Zgromadzenia z 30 marca 2005 r. Uchwała ta nie została jeszcze wpisana do rejestru przedsiębiorców.
Akcje Serii B	900.000.000 Akcji zwykłych na okaziciela serii B PGNiG o wartości 1,00 zł każda
Akcje Wprowadzane	Akcje Serii A, Akcje Serii A1 oraz Akcje Serii B
Akcjonariusze	Akcjonariusze PGNiG
Akt Przekształcenia	Akt przekształcenia Przedsiębiorstwa Państwowego PGNiG w spółkę akcyjną z dnia 21 października 1996 r.
Amerykańska Ustawa o Papierach Wartościowych	*The Securities Act of 1933* – ustawa Stanów Zjednoczonych Ameryki Północnej o Papierach Wartościowych z 1933 roku, z późniejszymi zmianami (opublikowana w 48 Statutes 74; skodyfikowana w 15 United States Code, Sections 77a-77aa, z późn. zm.)
BDM PKO BP S.A.	Bankowy Dom Maklerski PKO BP S.A. z siedzibą w Warszawie
BMB	Złoże ropno-gazowe Barnówko-Mostno-Buszewo
Cena Emisyjna	Cena emisyjna Akcji Serii B oferowanych w Ofercie Publicznej, która zostanie ustalona przez Walne Zgromadzenie, w porozumieniu z Oferującym i Globalnym Koordynatorem, na podstawie wyników budowania Księgi Popytu oraz wielkości zgłoszonego popytu na Akcje Oferowane przez Inwestorów
Deklaracja Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B	Wiążące deklaracje zainteresowania nabyciem Akcji Oferowanych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych składane w czasie budowania Księgi Popytu
DKK	Jednostka walutowa (korona duńska) obowiązująca w Danii
D&M	DeGolyer & MacNaughton, 4925 Greenville Avenue, Suite 400, One Energy Square, Dallas, Texas 75206
Dodatkowa Pula Akcji	Transza obejmująca 90.000.000 Akcji Oferowanych
Doradca Finansowy	HSBC Investment Services (Poland) Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000034397

Doradca Prawny	Weil, Gotshal & Manges – Paweł Rymarz Spółka komandytowa z siedzibą w Warszawie, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000026546
DSG Sp. z o.o.	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla Wrocławia - Fabrycznej, VI Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000142433
Dyspozycja Deponowania Akcji Serii B	Dyspozycja zaksięgowania papierów wartościowych na rachunkach papierów wartościowych złożona przez Inwestora w momencie składania zapisu na Akcje Serii B
Dz. U.	Dziennik Ustaw Rzeczypospolitej Polskiej
Dz. Urz. UE	Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej
EBITDA	Zysk operacyjny powiększony o amortyzację
EBOiR	Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju z siedzibą w Londynie
Emisja	Emisja Akcji Serii B
Emitent, Spółka	Patrz definicja *PGNiG*
EUR	Jednostka walutowa obowiązująca w dwunastu państwach Unii Gospodarczej i Walutowej, tj. na terenie Austrii, Belgii, Finlandii, Francji, Grecji, Hiszpanii, Holandii, Irlandii, Luksemburga, Niemiec, Portugalii i Włoch
Euroobligacje	Obligacje notowane na Luksemburskiej Giełdzie Papierów Wartościowych, wyemitowane dnia 30 października 2001 r. przez PGNiG Finance B.V. z siedzibą w Amsterdamie, spółkę zależną w 100% od PGNiG, umorzone dnia 6 kwietnia 2005 r.
EuRoPol GAZ	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000060709
Gas Trading	Gas-Trading S.A. z siedzibą w Warszawie, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000039178
Gazexport	OOO Gazexport z siedzibą w Moskwie
Gazociąg Jamał-Europa Zachodnia	Gazociąg tranzytowy o całkowitej długości ok. 4 tys. km łączący Europę Zachodnią ze złożami gazu ziemnego na półwyspie Jamał
Gazprom	OAO Gazprom z siedzibą w Moskwie, przy ul. Nametkina 16

Generalny Inspektor Informacji Finansowej	Zgodnie z postanowieniami ustawy z dnia 16 listopada 2000 r. o przeciwdziałaniu wprowadzaniu do obrotu finansowego wartości majątkowych pochodzących z nielegalnych lub nieujawnionych źródeł oraz o przeciwdziałaniu finansowaniu terroryzmu (Dz.U. z 2003 r. Nr 153 poz. 1505 z późn. zm) organ administracji rządowej właściwy w sprawach zapobiegania wprowadzaniu do obrotu finansowego wartości majątkowych pochodzących z nielegalnych lub nieujawnionych źródeł oraz przeciwdziałania finansowaniu terroryzmu
Globalny Koordynator	Globalny koordynator Oferty Publicznej – HSBC Bank plc., utworzona i działająca zgodnie z prawem Anglii i Walii, z siedzibą w Londynie, pod adresem 8 Canada Square, Londyn, E14 5HQ, Wielka Brytania; działalność spółki podlega regulacjom Financial Services Authority w Wielkiej Brytanii; spółka jest wpisana do rejestru spółek dla Anglii i Walii pod numerem 14259
GOST	Rosyjskie świadectwo zgodności (odpowiednik PN – polskich norm) dopuszczające produkty do sprzedaży na rynku Federacji Rosyjskiej
GPW	Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. z siedzibą w Warszawie, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000082312
GSG Sp. z o.o.	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Zabrzu, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy w Gliwicach, X Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000138137
Grupa Kapitałowa PGNiG	PGNiG wraz z Jednostkami Zależnymi (zgodnie z definicją grupy kapitałowej określoną w Ustawie o Rachunkowości)
Grupa PGNiG	Grupa jednostek powiązanych obejmująca PGNiG wraz z najistotniejszymi jednostkami zależnymi, współzależnymi oraz stowarzyszonymi, tj. DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o., WSG Sp. z o.o. oraz EuRoPol GAZ
Inwestor	Osoba zainteresowana nabyciem Akcji Oferowanych
Jednostki Zależne	Jednostki zależne od PGNiG zgodnie z § 2 ust. 1 pkt 36 Rozporządzenia w Sprawie Prospektu, tj. spółki bezpośrednio zależne: DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o., WSG Sp. z o.o., BUG Gazobudowa Sp. z o.o., Geovita Sp. z o.o., Geofizyka Toruń Sp. z o.o., BN Naftomontaż Sp. z o.o., ZRUG Sp. z o.o., ZUN Naftomet Sp. z o.o., PNiG Kraków Sp. z o.o., BSiPG Gazoprojekt S.A., Investgas S.A., Górnictwo Naftowe Sp. z o.o., Nysagaz Sp. z o.o., PP-UiH Turgaz Sp. z o.o., PGNiG Finance B.V., Bud-Gaz Sp. z o.o., PN Diament Sp. z o.o., PNiG Jasło Sp. z o.o., PNiG Nafta Sp. z o.o., Geofizyka Kraków Sp. z o.o., Tenet 7 Sp. z o.o., spółki pośrednio zależne: ZRUG Warszawa S.A. (w likwidacji), Hydrogeowiert Sp. z o.o. (w likwidacji), Oil Tech International F.Z.E., Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o., „Naft-Trans" Sp. z o.o., „Naft-Stal" Sp. z o.o.
KC	Patrz definicja *Kodeksu Cywilnego*

KDPW	Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. z siedzibą w Warszawie, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000081582
KIBR	Krajowa Izba Biegłych Rewidentów
KIG	Krajowa Izba Gospodarcza w Warszawie
KNUiFE	Komisja Nadzoru Ubezpieczeń i Funduszy Emerytalnych
Kodeks Cywilny	Ustawa z dnia 23 kwietnia 1964 r. - Kodeks cywilny (Dz. U. Nr 16, poz. 93, z późn. zm.)
Kodeks Karny	Ustawa z dnia 6 czerwca 1997 r. - Kodeks karny (Dz. U. Nr 88, poz. 553, z późn. zm.)
Kodeks Pracy	Ustawa z dnia 26 czerwca 1974 r. - Kodeks pracy (tekst jednolity: Dz. U. z 1998 r. Nr 21, poz. 94, z późn. zm.)
Kodeks Spółek Handlowych	Ustawa z dnia 15 września 2000 r. - Kodeks spółek handlowych (Dz.U. Nr 94, poz. 1037, z późn. zm.)
Komisja Europejska	Komisja Europejska - organ Wspólnot Europejskich
Komisja Zasobów Kopalin	Organ doradczy i opiniotwórczy powołany przez Ministra Środowiska. Komisja zajmuje się, między innymi, oceną dokumentacji złóż kopalin co do prawidłowości ustalania zasobów tych złóż zgodnie z Prawem Geologicznym i Górniczym (wg klasyfikacji polskiej). Po pozytywnym zaopiniowaniu (bez zastrzeżeń) przez zespół członków Komisji, przedłożona dokumentacja (dodatek) zostaje przyjęta(ty) przez Ministra Środowiska, a zasoby zostają wciągnięte do Krajowego Bilansu Zasobów Kopalin
Kontrakt Jamalski	Kontrakt 2102-14/RZ-1/25/96 kupna-sprzedaży rosyjskiego gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej zawarty w dniu 25 września 1996 r. w Warszawie pomiędzy Gazprom w osobie Przedsiębiorstwa Handlu Zagranicznego „Gazexport" wraz z aneksami. Najbardziej znaczące zmiany Kontraktu, dotyczące ilości zakontraktowanego gazu, wprowadził aneks nr 20 do kontraktu z dnia 23 czerwca 2003 r. Zmiany wprowadzone przez aneks nr 20 dotyczą także m. in. określenia punktów-zdawczo odbiorczych, wprowadzenia minimalnych ilości letnich, które PGNiG ma obowiązek odebrać łącznie w okresie drugiego i trzeciego kwartału każdego roku, a także modyfikacji w zakresie planów odbioru. Ponadto istotne zmiany do Kontraktu Jamalskiego zawiera aneks nr 5 do Kontraktu Jamalskiego z 30 marca 2000 r. - dotyczą one formuły cenowej, na podstawie której są obecnie rozliczane płatności za gaz ziemny dostarczany na podstawie Kontraktu Jamalskiego
KPWiG	Komisja Papierów Wartościowych i Giełd
Kraje Azji Środkowej	Kazachstan, Uzbekistan, Turkmenistan
Oddział w Odolanowie	Oddział w Odolanowie (63-430 Odolanów, ul. Krotoszyńska 148)
KRS	Krajowy Rejestr Sądowy

KSG Sp. z o.o.	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla Krakowa-Śródmieścia, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000043974
KSH	Patrz definicja *Kodeksu Spółek Handlowych*
Księga Popytu	Lista Inwestorów instytucjonalnych sporządzona przez Globalnego Koordynatora i Oferującego, obrazująca wielkość popytu na Akcje Serii B oferowane w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oraz Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych i jego wrażliwość cenową, powstała na podstawie przeprowadzonych badań popytu wśród tych grup Inwestorów
KW	Księga wieczysta
LIBOR	London Inter Bank Offering Rate — stopa procentowa przyjęta na brytyjskim rynku międzybankowym dla kredytów międzybankowych
Lista	Patrz definicja *Lista Wstępnego Przydziału*
Lista Wstępnego Przydziału	Lista inwestorów z Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oraz z Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych uprawnionych do subskrybowania Akcji Oferowanych w Publicznej Ofercie, sporządzona na podstawie Księgi Popytu przez Zarząd Spółki, po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej, w porozumieniu z Oferującym i Globalnym Koordynatorem
Lista Wstępnego Przydziału Akcji Serii B	Patrz definicja *Lista*
LSE	London Stock Exchange
Międzynarodowy Dokument Informacyjny	Międzynarodowy Dokument Informacyjny zawierający informacje na temat Akcji, Oferty oraz PGNiG, który zostanie udostępniony poza granicami Polski wybranym zagranicznym Inwestorom instytucjonalnym w związku ze sprzedażą Akcji Oferowanych w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych
Międzynarodowe Standardy Sprawozdawczości Finansowej	Standardy rachunkowości określone przez Komitet Międzynarodowych Standardów Rachunkowości
Minister Środowiska	Minister właściwy ds. środowiska
M.P.	Monitor Polski
MSSF	Patrz definicja *Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej*
MSG Sp. z o.o	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000147419
Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie	Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG
NBP	Narodowy Bank Polski, bank centralny Rzeczypospolitej Polskiej

Nowa Dyrektywa Gazowa	Dyrektywa Nr 2003/55/EC dotycząca wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku gazu ziemnego
Nowelizacja Prawa Energetycznego	Nowelizacja Prawa Energetycznego dokonana ustawą z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy - Prawo ochrony środowiska (Dz.U. Nr 62, poz. 552)
NWZ	Patrz definicja *Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia*
Obrót Publiczny	Obrót publiczny w rozumieniu art. 2 ust. 1 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi
Odbiorcy Bezpośredni Gazu	Około 170 odbiorców gazu, którzy zawarli umowy dostawy gazu ziemnego bezpośrednio z PGNiG i pobierają gaz ziemny bezpośrednio z sieci przesyłowej PGNiG
Oferta	Oferta objęcia 900.000.000 Akcji Serii B w ramach Oferty Publicznej na warunkach określonych w Prospekcie
Oferta Publiczna	Patrz definicja *Oferty*
Oferujący	Patrz definicja *BDM PKO BP S.A.*
Okres Pierwszy	Pierwszy termin składania zapisów w Transzy Inwestorów Indywidualnych w dniach 13 – 17 czerwca 2005 r.
Okres Drugi	Drugi termin składania zapisów w Transzy Inwestorów Indywidualnych w dniach 20 – 21 czerwca 2005 r.
Osoba Nadzorująca	Członek Rady Nadzorczej
Osoba Zarządzająca	Członek Zarządu, Prokurent
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG
OSP	Operator Systemu Przesyłowego - PGNiG - Przesył Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000204714; spółka wydzielona z PGNiG zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., która ma przejąć od PGNiG działalność sieciową
PAP	Polska Agencja Prasowa
PDA	Zbywalne prawo majątkowe mające charakter papieru wartościowego w rozumieniu art. 3 Prawa o Publicznym Obrocie Papierów Wartościowych
PDA Serii B	Prawa do Akcji Serii B
PGNiG	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna, z siedzibą w Warszawie, przy ul. Kruczej 6/14
PGNiG Przesył	Patrz definicja *OSP*
PKB	Produkt Krajowy Brutto

PLN	Patrz definicja *zł*
PN	Polska Norma – dokument przyjęty na zasadzie konsensu i zatwierdzony przez upoważnioną jednostkę organizacyjną, tj. Polski Komitet Normalizacyjny, ustalający - do powszechnego i wielokrotnego stosowania – zasady, wytyczne lub charakterystyki odnoszące się do różnych rodzajów działalności lub ich wyników i zmierzający do uzyskania optymalnego stopnia uporządkowania w określonym zakresie
Podmiot Dominujący	Skarb Państwa reprezentowany przez Ministra Skarbu Państwa
Podmiot Powiązany	Podmiot powiązany w stosunku do PGNiG w rozumieniu § 2 ust. 1 pkt 42 Rozporządzenia w Sprawie Prospektu
Podmiot Stabilizujący	Globalny Koordynator, który będzie nabywał PDA Serii B lub Akcje Serii B na GPW w celu stabilizacji ich kursu na zasadach określonych w niniejszym Prospekcie oraz w Rozporządzeniu w Sprawie Stabilizacji
Podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych	Deloitte & Touche Audit Services Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000031236 – firma biegłych rewidentów wpisana na listę podmiotów uprawnionych do badania sprawozdań finansowych, pod numerem 73
POK	Punkty Obsługi Klientów domów maklerskich wyznaczone do obsługi subskrypcji Akcji Oferowanych (Akcji Serii B) w Transzy Inwestorów Indywidualnych
Pozostałe Akcje Wprowadzane	4.250.000 Akcji Serii A oraz 750.000.000 Akcji Serii A1 o wartości nominalnej 1,00 zł każda
PPE	Pracowniczy program emerytalny, o którym mowa w Ustawie o Pracowniczych Programach Emerytalnych
PP PGNiG	Przedsiębiorstwo Państwowe Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo
Prawo Ochrony Środowiska	Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. - Prawo ochrony środowiska (Dz.U. Nr 62, poz. 627, z późn. zm.)
Prawo Bankowe	Ustawa z dnia 29 sierpnia 1997 r. - Prawo bankowe (tekst jednolity Dz. U. z 2002 r. Nr 72, poz. 665, z późn. zm.)
Prawo Energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (tekst jednolity: Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504, z późn. zm.)
Prawo Geologiczne i Górnicze	Ustawa z dnia 4 lutego 1994 r. - Prawo geologiczne i górnicze (Dz.U. Nr 27, poz. 96, z późn. zm.)
Prawo o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi	Ustawa z dnia 21 sierpnia 1997 r. - Prawo o publicznym obrocie papierami wartościowymi (tekst jednolity: Dz.U. z 2002 r. Nr 49, poz. 447, z późn. zm.)
Prawo Upadłościowe i Naprawcze	Ustawa z dnia 28 lutego 2003 r. - Prawo upadłościowe i naprawcze (Dz.U. Nr 60, poz. 535, z późn. zm.)

Prawo Własności Przemysłowej	Ustawa z dnia 30 czerwca 2000 r. – Prawo własności przemysłowej (tekst jednolity: Dz.U. z 2003 r. Nr. 119, poz. 1117, z późn. zm.)
Prawo Zamówień Publicznych	Ustawa z dnia 29 stycznia 2004 r. - Prawo zamówień publicznych (Dz.U. Nr. 19, poz. 177, z późn. zm.).
Prezes UOKiK	Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2002 r.	Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 13 sierpnia 2002 r.
Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r.	Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 5 października 2004 r.
Program Restrukturyzacji PP PGNiG z 1996 r.	Program restrukturyzacji organizacyjnej państwowego przedsiębiorstwa użyteczności publicznej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo zatwierdzony przez Radę Ministrów w dniu 2 kwietnia 1996 r.
Projekt Ustawy o Złotej Akcji	Projekt przekazany do Sejmu w dniu 28 grudnia 2004 r. – o szczególnych uprawnieniach Skarbu Państwa oraz ich wykonywaniu w spółkach kapitałowych o istotnym znaczeniu dla porządku publicznego lub bezpieczeństwa publicznego
Prospekt	Niniejszy prospekt emisyjny będący jedynym prawnie wiążącym dokumentem zawierającym informacje dotyczące Akcji, Oferty oraz PGNiG sporządzony zgodnie z Rozporządzeniem w Sprawie Prospektu
Przeciętne Wynagrodzenie w Sektorze Przedsiębiorstw	Przeciętne miesięczne wynagrodzenie w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, w stosunku do roku, w którym jest wypłacane wynagrodzenie, ogłaszane przez Prezesa GUS
Przedsiębiorstwo Energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi
Przedział Cenowy	Przedział cenowy, o którym mowa w art. 80 ust. 2 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi, w ramach którego zawierać się będzie Cena Emisyjna, ustalony przez Walne Zgromadzenie na podstawie rekomendacji Globalnego Koordynatora i Oferującego, stanowiący cenę emisyjną na potrzeby art. 80 ust. 2 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi
PSG Sp. z o.o.	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy w Gdańsku, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000142725
Punkty Obsługi Klientów	Patrz definicja *POK*
PZU	Powszechny Zakład Ubezpieczeń S.A. z siedzibą w Warszawie, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000009831

PZU Życie	Powszechny Zakład Ubezpieczeń Na Życie S.A. z siedzibą w Warszawie, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000030211
Rada Nadzorcza	Rada Nadzorcza PGNiG
Raport Bieżący	Forma, w jakiej realizowane są obowiązki informacyjne spółek publicznych określone w art. 81 Prawa o Publicznym Obrocie Papierami Wartościowymi
Raport D&M	Raport z przeszacowania i wyceny zasobów PGNiG przygotowany przez D&M
Regulacja S	Akt wykonawczy do Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych, określający tryb i warunki przeprowadzania ofert sprzedaży papierów wartościowych poza terytorium Stanów Zjednoczonych Ameryki Północnej, które nie wymagają rejestracji zgodnie z Amerykańską Ustawą o Papierach Wartościowych
Regulamin GPW	Regulamin Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A., uchwalony uchwałą nr 6/1024/2004 Rady Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. z dnia 24 lutego 2004 r., z późn. zm.
Regulamin KDPW	Regulamin Krajowego Depozytu Papierów Wartościowych S.A. przyjęty uchwałą rady nadzorczej nr 8/58/98 z dnia 24 lipca 1998 r., z późn. zm.
Regulamin Organizacyjny	Regulamin organizacyjny PGNiG przyjęty przez Zarząd w dniu 28 października 2003 r. uchwałą Zarządu nr 537/2003, z późn. zm.
Regulamin Organizacyjny Centrali PGNiG	Regulamin Organizacyjny Centrali Spółki PGNiG S.A. przyjęty uchwałą Zarządu nr 621/2003 r. z dnia 26 listopada 2003 r., z późn. zm.
Regulamin Rady Nadzorczej	Regulamin Rady Nadzorczej przyjęty w dniu 10 grudnia 1996 r., z późn. zm.
Regulamin Zarządu	Regulamin Zarządu z dnia 22 kwietnia 2002 r., z późn. zm.
Regulamin ZFŚS	Regulamin Zakładowego Funduszu Świadczeń Socjalnych, przyjęty przez Zarząd w dniu 9 marca 2004 r.
ROP	Regionalny Oddział Przesyłu oraz odpowiednio Regionalne Oddziały Przesyłu
Rozporządzenie Rady w Sprawie Koncentracji	Rozporządzenie Rady nr 139/2004 z dnia 20 stycznia 2004 r. w sprawie kontroli koncentracji przedsiębiorstw (Dz. Urz. UE L 24 poz. 1 z 29 stycznia 2004 r.)
Rozporządzenie w Sprawie Nieodpłatnego Nabycia Akcji z 1997 r.	Rozporządzenie Ministra Skarbu Państwa z dnia 3 kwietnia 1997 r. w sprawie szczegółowych zasad podziału uprawnionych pracowników na grupy, ustalania liczby akcji przypadających na każdą z tych grup oraz trybu nabywania akcji przez uprawnionych pracowników (Dz. U. Nr 33, poz. 200)

Rozporządzenie w Sprawie Nieodpłatnego Nabycia Akcji	Rozporządzenie Ministra Skarbu Państwa z dnia 29 stycznia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad podziału uprawnionych pracowników na grupy, ustalania liczby akcji przypadających na każdą z tych grup oraz trybu nabywania akcji przez uprawnionych pracowników (Dz. U. Nr 35, poz. 303)
Rozporządzenie w Sprawie Prospektu	Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 11 sierpnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków, jakim powinien odpowiadać prospekt emisyjny oraz skrót prospektu (Dz.U. Nr 186, poz. 1921, z późn. zm., tj. wraz ze zmianą wynikającą z rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 21 marca 2005 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków, jakim powinien odpowiadać prospekt emisyjny oraz skrót prospektu, opublikowanego w Dz. U. Nr 50, poz. 464)
Rozporządzenie w Sprawie Stabilizacji	Rozporządzenie Komisji (WE) Nr 2273/2003 z dnia 22 grudnia 2003 r. wykonujące dyrektywę 2003/6/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do zwolnień dla programu odkupu w stabilizacji instrumentów finansowych.
Rozporządzenie w Sprawie Szczegółowych Warunków Przyłączenia Podmiotów do Sieci	Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 6 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, ruchu i eksploatacji tych sieci (Dz.U. Nr 105, poz. 1113)
Rozporządzenie w Sprawie Wzorów Wezwań	Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 17 lipca 2001 r. w sprawie wzorów wezwań do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę akcji spółki publicznej, szczegółowego sposobu ich ogłaszania oraz warunków nabywania akcji w wyniku tych wezwań (Dz. U. Nr 86, poz. 941)
RP	Rzeczpospolita Polska
Rząd	Rada Ministrów RP
Sąd Rejestrowy	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego
Spółka	Patrz definicja *PGNiG*
Spółki Gazownictwa	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. oraz Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
Statut	Statut PGNiG
TFI PZU S.A.	Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych PZU S.A. z siedzibą w Warszawie wpisane do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000019102
TPA	Ang. *third party access*, uprawnienie do swobodnego korzystania z usług przesyłowych i wyboru sprzedawcy przysługujące odbiorcom energii elektrycznej i gazu - obowiązek jego wprowadzenia do krajowych porządków prawnych krajów UE wynika z Nowej Dyrektywy Gazowej

Transza Inwestorów Indywidualnych	Transza obejmująca 270.000.000 Akcji Oferowanych
Transza Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych	Transza obejmująca 270.000.000 Akcji Oferowanych
Transza Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych	Transza obejmująca 270.000.000 Akcji Oferowanych
TUiR CIGNA STU S.A.	Towarzystwo Ubezpieczeń i Reasekuracji CIGNA STU S.A. z siedzibą w Warszawie, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000054136.
TUiR Warta	Towarzystwo Ubezpieczeń i Reasekuracji Warta S.A. z siedzibą w Warszawie, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000016432.
UE	Patrz definicja *Unii Europejskiej*
Umowa Leasingu	Wieloletnia umowa leasingu operacyjnego składników systemu operacyjnego, która została zawarta 16 maja 2005 r. pomiędzy PGNiG Przesył a PGNiG zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r.
Umowa Przesyłowa	Umowa, na mocy której PGNiG Przesył będzie świadczył na rzecz PGNiG usługę przesyłową polegającą na transporcie gazu ziemnego od punktów, w których PGNiG wprowadzi gaz do systemu przesyłowego (z importu, z kopalń gazu ziemnego lub magazynów gazu ziemnego posiadanych przez PGNiG) do punktów, w których PGNiG lub jego klienci będą odbierać gaz z systemu przesyłowego. Umowa Przesyłowa, która jest obecnie negocjowana pomiędzy PGNiG Przesył oraz PGNiG wejdzie w życie po zatwierdzeniu przez Prezesa URE i wejściu w życie taryfy przesyłowej PGNiG Przesył.
Unia Europejska	Związek państw – członków Wspólnot Europejskich zawarty na podstawie Traktatu o Unii Europejskiej (podpisany w 1992 r. w Maastricht, wszedł w życie 1 listopada 1993 r.); obecnie 25 państw (Belgia, Dania, Francja, Grecja, Hiszpania, Holandia, Irlandia, Luksemburg, Niemcy, Portugalia, Włochy, Wielka Brytania, od 1995 roku – Austria, Finlandia i Szwecja, od 2004 roku – Cypr, Czechy, Estonia, Polska, Litwa, Łotwa, Malta, Słowacja, Słowenia i Węgry).
UOKiK	Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Urząd Patentowy	Urząd Patentowy Rzeczypospolitej Polskiej
USD	Jednostka walutowa (dolar amerykański) obowiązująca w Stanach Zjednoczonych Ameryki Północnej
Ustawa Kominowa	Ustawa z dnia 3 marca 2000 r. o wynagradzaniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi (Dz. U. Nr 26, poz. 306, z późn. zm.)

Ustawa o Gospodarce Gruntami i Wywłaszczaniu Nieruchomości	Ustawa z dnia 29 kwietnia 1985 r. o gospodarce gruntami i wywłaszczaniu nieruchomości (tekst jednolity: Dz. U. z 1991 r. Nr 30, poz. 127, z późn. zm.); ustawa utraciła moc dnia 1 stycznia 1998 r. na podstawie art. 241 pkt 1 Ustawy o Gospodarce Nieruchomościami
Ustawa o Gospodarce Nieruchomościami	Ustawa z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (tekst jednolity: Dz. U. z 2004 r. Nr 261, poz. 2603, z późn. zm.)
Ustawa o Komercjalizacji i Prywatyzacji	Ustawa z dnia 30 sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i prywatyzacji (tekst jednolity Dz. U. z 2002 r. Nr 171, poz. 1397, z późn. zm.)
Ustawa o KRS	Ustawa z dnia 20 sierpnia 1997 r. o Krajowym Rejestrze Sądowym (tekst jednolity: Dz. U. z 2001 r. Nr 17, poz. 209, z późn. zm.)
Ustawa o Ochronie Konkurencji	Ustawa z dnia 15 grudnia 2000 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (tekst jednolity: Dz. U. z 2003 r. Nr 86, poz. 804, z późn. zm.)
Ustawa o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych	Ustawa z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych (tekst jednolity: Dz. U. z 2000 r. Nr 14, poz. 176, z późn. zm.)
Ustawa o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych	Ustawa z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych (tekst jednolity: Dz. U. z 2000 r. Nr 54, poz. 654, z późn. zm.)
Ustawa o Poręczeniach i Gwarancjach	Ustawa z dnia 8 maja 1997 r. o poręczeniach i gwarancjach udzielanych przez Skarb Państwa oraz niektóre osoby prawne (Dz. U. z 2003 r. Nr 174, poz. 1689)
Ustawa o Prywatyzacji	Ustawa z dnia 13 lipca 1990 r. o prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych (Dz. U. 51, poz. 298, z późn. zm.); ustawa utraciła moc dnia 8 kwietnia 1997 r. na podstawie art. 74 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji
Ustawa o Rachunkowości	Ustawa z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (tekst jednolity: Dz. U. z 2002 r. Nr 76, poz. 694, z późn. zm.)
Ustawa o Rozwiązywaniu Sporów Zbiorowych	Ustawa z dnia 23 maja 1991 r. o rozwiązywaniu sporów zbiorowych (Dz. U. Nr 55, poz. 236, z późn. zm.)
Ustawa o ZFŚS	Ustawa z dnia 4 marca 1994 r. o zakładowym funduszu świadczeń socjalnych (tekst jednolity: Dz. U. z 1996 r. Nr 70, poz. 335, z późn. zm.)
Ustawa o Zmianie Ustawy o Gospodarce Gruntami i Wywłaszczaniu Nieruchomości	Ustawa z dnia 29 września 1990 r. o zmianie ustawy o gospodarce gruntami i wywłaszczaniu nieruchomości (Dz. U. Nr 79, poz. 464, z późn. zm.); ustawa utraciła moc dnia 1 stycznia 1998 r. na podstawie art. 241 pkt 2 Ustawy o Gospodarce Nieruchomościami
VNG	VNG-Verbundnetz Gas AG z siedzibą w Lipsku, Niemcy
Walne Zgromadzenie	Walne Zgromadzenie PGNiG
WIBOR	Warsaw Inter Bank Offering Rate — stopa procentowa przyjęta na polskim rynku międzybankowym dla kredytów międzybankowych

WSG Sp. z o.o.	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy w Poznaniu, XXI Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000000111
Wstępny Przydział Akcji Oferowanych, Wstępny Przydział	Wskazanie Inwestorów oraz liczby Akcji Serii B wstępnie im przydzielonych w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oraz w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych na podstawie Księgi Popytu przez Zarząd po uzyskaniu opinii Rady Nadzorczej i w porozumieniu z Oferującym i Globalnym Koordynatorem
WNP	Wspólnota Niepodległych Państw, utworzony w grudniu 1991 roku związek gospodarczy, polityczny i wojskowy 11 byłych republik związkowych Związku Socjalistycznych Republik Radzieckich (Armenii, Azerbejdżanu , Białorusi, Kazachstanu, Kirgistanu, Mołdawii, Rosji, Tadżykistanu, Turkmenistanu Ukrainy, Uzbekistanu).
Zarząd	Zarząd PGNiG
ZFŚS	Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych
zł	Jednostka walutowa (polski złoty) obowiązująca w Rzeczypospolitej Polskiej, wprowadzona do obrotu pieniężnego od dnia 1 stycznia 1995 r.
Złoty	Patrz definicja *zł*
ZUZP	Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy
Zwyczajne Walne Zgromadzenie	Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG

ZAŁĄCZNIK 9 - SŁOWNIK POJĘĆ BRANŻOWYCH I PROFESJONALNYCH

baseny sedymentacyjne	Obszary gromadzenia się osadów, zazwyczaj obniżone lub wykazujące tendencję do obniżania się względem obszarów przyległych.
boe	Ekwiwalent baryłki ropy naftowej, przy czym 1 tona ropy naftowej odpowiada 7,33 boe, a 1 mln m^3 gazu ziemnego odpowiada 6,29 boe.
chromatografia gazowa	Metoda analityczna rozdzielania złożonej substancji chemicznej na składniki prostsze. Odbywa się to na kolumnie chromatograficznej, która różnicuje czas przepływu poszczególnych składników i tym samym stanowi metodę ilościowej i jakościowej identyfikacji badanej substancji.
ciśnienia porowe	Wartość ciśnienia płynu złożowego znajdującego się w niekontaktujących się porach skały ilastej lub łupkowej.
CNG	Sprężony gaz ziemny (ang. *Compressed Natural Gas*).
dokumentacja geologiczna	Określa wyniki prac geologicznych wraz z ich interpretacją oraz określeniem stopnia osiągnięcia zamierzonego celu.
dyfrakcja rentgenowska	Proces, który wykorzystuje ugięcie fal na krawędzi przeszkody powodując przenikanie ruchu falowego w obręb cienia geometrycznego oraz rozpraszanie promieni Roentgena i omijanie przeszkód.
dystrybucja paliw gazowych	Transport paliw gazowych sieciami dystrybucyjnymi w celu ich dostarczenia odbiorcom.
formacja złożowa	Jednostka geologiczna, w której występują nagromadzenia substancji złożowej.
gaz buforowy	Tzw. poduszka, ilość gazu utrzymywana jako nienaruszalna część podziemnego magazynu gazu w celu zapewnienia odpowiedniego ciśnienia złożowego dla zapewnienia minimalnej mocy oddania w okresie odbioru.
gaz stanowiący pierwsze napełnienie gazociągów	Gaz napełniany do sieci na poszczególne odcinki gazociągu do armatury odcinającej, wypychający przed sobą niebezpieczną (wybuchową) mieszankę powietrzno-gazową. W momencie uzyskania czystego gazu na tym odcinku, napełniany jest następny odcinek gazociągu.
gaz wysokometanowy	Gaz, którego ciepło spalania jest równe lub wyższe od 34 MJ/m^3 co odpowiada liczbie Wobbego 45.
gaz zaazotowany	Gaz inny niż gaz wysokometanowy, tj. gaz, który nie spełnia norm określonych dla gazu wysokometanowego. Za gaz ziemny zaazotowany uważa się gaz ziemny o cieple spalania poniżej 34 MJ/m^3, co odpowiada liczbie Wobbego niższej niż 45.
gazociąg bezpośredni	Gazociąg, który został zbudowany celu bezpośredniego dostarczania paliw gazowych do instalacji odbiorcy z pominięciem systemu gazowego.
gazociąg kopalniany	Gazociąg wykorzystywany do transportu gazu ziemnego z miejsca jego wydobycia do zakładu oczyszczania i obróbki lub do terminalu albo wykorzystywane do transportu gazu ziemnego do końcowego przeładunkowego terminala przybrzeżnego.

gazolina	Mieszanina węglowodorów o małej masie cząsteczkowej, wydzielana z mokrego gazu ziemnego lub z gazów rafineryjnych, stosowana m. in jako rozpuszczalnik oraz dodatek do benzyn.
gradienty szczelinowania	Wartości ciśnienia na 10 metrów przyrostu głębokości, jakie należy stosować podczas zabiegu intensyfikacji przypływu przeprowadzanego w odwiercie.
informacja geologiczna	Informacje uzyskane w wyniku prac geologicznych.
interkonektor	Gazociąg międzysystemowy – gazociąg przesyłowy przebiegający przez granicę państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, wyłącznie w celu połączenia krajowych systemów przesyłowych tych państw.
kondensat	Lekkie frakcje ropy naftowej, w warunkach ciśnienia na powierzchni ziemi występujące w postaci ciekłej
kopaliny	Występujące w skorupie ziemskiej minerały, skały lub substancje mineralne (np. węgiel kamienny, rudy metali, ropa naftowa), które mogą być wykorzystane w gospodarce, po wydobyciu ze złóż i wstępnej przeróbce.
KPMG	Kawernowy podziemny magazyn gazu.
łańcuch wartości gazu	Łańcuch wartości tworzy pełny zakres działań związanych z produktem lub usługą, poczynając od pozyskania materiałów/surowców poprzez produkcję/wytworzenie aż do dostarczenia wyrobu do klientów. Łańcuch wartości zawiera wszystkie procesy gospodarcze tworzące wartość dodaną produktu. W przypadku gazu jest to ciąg działań poczynając od poszukiwań, wydobycia węglowodorów, poprzez ich uzdatnianie, transport (przesył, dystrybucja), magazynowanie, na dostawie do odbiorców kończąc.
mazut	Pozostałość po oddestylowaniu z ropy naftowej frakcji wrzących w temperaturze do 350°C, stosowany jako paliwo oraz do produkcji asfaltu; poddawany krakingowi w celu otrzymania olejów opałowych i benzyny.
NGL	Ciekłe frakcje gazu ziemnego
opłata przyłączeniowa	Opłata pobierana za przyłączenie do sieci ustalona na podstawie zasad określonych w Prawie Energetycznym.
osady czerwonego spągowca	Osady wieku permskiego, w których występują często złoża gazu ziemnego w Polsce Zachodniej.
pierwotne zasoby wydobywane	Ilość węglowodorów zawarta w złożu wraz z kopalinami współwystępującymi możliwa do wydobycia w procesie eksploatacji złoża, przy założeniu maksymalnego stopnia czerpania zapasów z uwzględnieniem aktualnego stanu techniki, określona w dokumentacji geologicznej złoża.
płyny	Substancje gazowe lub ciekłe.
PMG	Podziemny magazyn gazu.
pojemność robocza magazynów gazu (pojemność czynna)	Ilość gazu jaką można maksymalnie wtłoczyć do magazynu podziemnego i odebrać z niego bez utraty zdolności podziemnego magazynu gazu do normalnej pracy.

porozymetria	Kompleksowa metoda identyfikacji mikro- i makroporów w próbkach skał przy użyciu porozymetru.
potencjał generacyjny	Zdolność skały lub formacji skalnej do tworzenia węglowodorów.
prace grawimetryczne	Prace geofizyczne wykorzystujące naturalne zróżnicowanie ciężaru skał w masywie skalnym, wykonywane w celu określenia jego budowy geologicznej.
prace magnetotelluryczne	Prace geofizyczne wykorzystujące naturalne zróżnicowanie własności elektromagnetycznych masywu skalnego, wykonywane w celu określenia jego budowy geologicznej.
proces odazotowania	Proces usuwania azotu z gazu ziemnego.
przepływy fazowe	Metoda analizy określająca przepływy płynów złożowych w środowisku skalnym.
przesył paliw gazowych	Transport paliw gazowych sieciami przesyłowymi w celu ich dostarczenia do sieci dystrybucyjnej lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych.
pułapki złożowe	Miejsca nagromadzenia gazu ziemnego, ropy naftowej lub innej kopaliny.
sieć dystrybucyjna	Sieć gazowa wysokich, średnich i niskich ciśnień z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
sieć wysokociśnieniowa	Sieć przesyłowa – sieć gazowa wysokich ciśnień, z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
spektometria masowa	Spektometria masowa jest metodą badania substancji przy pomocy widma mas atomów i cząsteczek wchodzących w jej skład.
substancja THT	Tetra-hydro-tiofenyl – substancja do nadawania specyficznego zapachu bezwonnemu gazowi.
subsydiowanie skrośne	Pokrywanie kosztów jednego rodzaju wykonywanej działalności gospodarczej lub kosztów dotyczących jednej grupy odbiorców przychodami pochodzącymi z innego rodzaju wykonywanej działalności gospodarczej lub od innej grupy odbiorców.
środowisko sedymentacyjne	Obszar gromadzenia się osadów wraz z charakterystycznymi dla niego warunkami fizycznymi, chemicznymi i biologicznymi.
technologie mikrobiologiczne	Technologie wykorzystujące autochtoniczne lub allochtoniczne organizmy bakteryjne.
zabieg kwasowania	Polega na użyciu odpowiednich kwasów w celu zwiększenia dopływu płynu złożowego do odwiertu.
usługi kompleksowe świadczone na rzecz odbiorców paliwa gazowego	Usługi związane ze sprzedażą, transportem i magazynowaniem gazu, świadczone w pakiecie na rzecz odbiorców paliwa gazowego.

ROZDZIAŁ I	PODSUMOWANIE I CZYNNIKI RYZYKA	1
ROZDZIAŁ II	OSOBY ODPOWIEDZIALNE ZA INFORMACJE ZAWARTE W PROSPEKCIE	27
ROZDZIAŁ III	DANE O EMISJI	49
ROZDZIAŁ IV	DANE O EMITENCIE	89
ROZDZIAŁ V	DANE O DZIAŁALNOŚCI EMITENTA	111
ROZDZIAŁ VI	OCENY I PERSPEKTYWY ROZWOJU GRUPY PGNiG	235
ROZDZIAŁ VII	DANE O ORGANIZACJI EMITENTA, OSOBACH ZARZĄDZAJĄCYCH, OSOBACH NADZORUJĄCYCH ORAZ ZNACZNYCH AKCJONARIUSZACH	259
ROZDZIAŁ VIII	SPRAWOZDANIA FINANSOWE	289
ROZDZIAŁ IX	INFORMACJE DODATKOWE	547
ROZDZIAŁ X	ZAŁĄCZNIKI	751