



PGNiG

**Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA**

**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ZA ROK 2011**

Warszawa, 1 marca 2012

Spis rozdziałów:

Spis rozdziałów:	2
Rozdział I: Wydarzenia 2011 roku.....	5
Rozdział II: Dane o Grupie Kapitałowej PGNiG.....	7
1. Kierunki rozwoju	7
2. Struktura	8
3. Powiązania kapitałowe	13
4. Zatrudnienie.....	14
5. Sprzedaż i pozyskanie gazu	15
Rozdział III: Organy Spółki	16
1. Zarząd	16
2. Rada Nadzorcza	17
Rozdział IV: Akcjonariat	19
Rozdział V: Otoczenie regulacyjne.....	22
1. Prawo energetyczne	22
1.1. Koncesje.....	22
1.2. Polityka taryfowa	23
1.3. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.	23
1.4. Zmiany w taryfach Spółek Gazownictwa	27
2. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego	27
3. Prawo geologiczne i górnicze.....	27
4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego	28
Rozdział VI: Poszukiwanie i wydobywanie	31
1. Poszukiwanie	31
1.1. Prace poszukiwawcze w Polsce	31
1.2. Prace poszukiwawcze za granicą.....	33
2. Wydobywanie.....	33
3. Spółki segmentu poszukiwanie i wydobywanie.....	36
4. Planowane działania	43
5. Ryzyka poszukiwania i wydobycia	44

Rozdział VII: Obrót i magazynowanie	47
1. Zakupy	47
2. Sprzedaż.....	48
3. Magazynowanie.....	50
4. Spółki segmentu obrót i magazynowanie.....	52
5. Planowane działania	54
6. Ryzyka obrotu i magazynowania	54
Rozdział VIII: Dystrybucja	56
1. Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	56
2. Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	57
3. Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.....	58
4. GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa.....	60
5. Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	62
6. Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.....	63
7. Ryzyka dystrybucji.....	65
Rozdział IX: Pozostała działalność.....	66
1. PGNiG Energia S.A.....	66
2. PGNiG Technologie Sp. z o.o.	67
3. B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.....	70
4. Geovita Sp. z o.o.....	70
5. Ryzyka pozostałej działalności.....	71
Rozdział X: Inwestycje	73
Rozdział XI: Ochrona środowiska	76
Rozdział XII: Pozostałe informacje	77

Rozdział XIII: Sytuacja finansowa	80
1. Wyniki finansowe w 2011 roku.....	80
1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe.....	80
1.2. Omówienie sytuacji finansowej.....	84
2. Zarządzanie finansowe	89
2.1. Inwestycje krótkoterminowe.....	90
2.2. Umowy kredytów i pożyczek	90
2.3. Gwarancje i poręczenia.....	91
2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym	91
3. Przewidywana sytuacja finansowa	93

Załącznik:

Oświadczenie o stosowaniu przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. zasad ładu korporacyjnego w roku 2011

Rozdział I: Wydarzenia 2011 roku

<p>Marzec</p>	<p>PGNiG S.A., PGNiG Energia S.A., Tauron Polska Energia S.A. Elektrownia Stalowa Wola S.A. oraz Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. zawarły umowę o funkcjonowaniu spółki (SPV) Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.</p> <p>Rada Nadzorcza powołała Prezesa i członków Zarządu PGNiG S.A. na kolejną wspólną kadencję. Na okres 3 lat ponownie zostali powołani: Michał Szubski na stanowisko Prezesa Zarządu oraz Radosław Dudziński, Sławomir Hinc, Marek Karabuła i Mirosław Szkałuba na stanowiska członków Zarządu.</p> <p>PGNiG Norway AS wspólnie z partnerami odstąpiła od prac na koncesji PL419 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.</p> <p>PGNiG S.A. i OOO „Gazprom eksport” podpisały aneks do kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej</p>
<p>Kwiecień</p>	<p>PGNiG Norway AS objęła 20% udziałów w koncesji PL599 i 30% w koncesji PL600 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.</p> <p>Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwały o zatwierdzeniu sprawozdania finansowego i sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A., zatwierdzeniu skonsolidowanego sprawozdania finansowego i sprawozdania Zarządu z działalności GK PGNiG oraz o udzieleniu członkom Zarządu i Rady Nadzorczej PGNiG S.A. absolutorium z wykonywania obowiązków w roku obrotowym 2011.</p>
<p>Czerwiec</p>	<p>Prezes URE zatwierdził taryfę dla paliw gazowych (Część A w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 4/2011). Średnia wysokość cen i stawek opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego E wzrosła o 8,9%, gazu zaazotowanego Lw o 7,6% natomiast gazu zaazotowanego 6,3%.</p>
<p>Sierpień</p>	<p>Pływająca jednostka wydobywcza, magazynowania i załadunku (FPSO) została zainstalowana nad złożem Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.</p> <p>PGNiG Norway AS wspólnie z partnerami odstąpiła od prac na koncesji PL326 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.</p> <p>PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. podpisała z Vattenfall AB przedwstępną umowę sprzedaży akcji Vattenfall Heat Poland S.A.</p>
<p>Wrzesień</p>	<p>PGNiG S.A. zakończyła rozbudowę Podziemnego Magazynu Gazu Strachocina.</p>

Październik	<p>PGNiG Norway AS podpisała z Shell International Trading and Shipping Company Ltd. umowę sprzedaży ropy naftowej.</p> <p>PGNiG Norway AS dokonała zakupu 15% udziałów w koncesji PL558 od Nexen Exploration Norge AS na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.</p>
Listopad	<p>PGNiG S.A. skierowała wniosek do OAO Gazprom i OOO „Gazprom Export” o wszczęcie postępowania arbitrażowego.</p> <p>Prezes URE zatwierdził taryfę dla paliw gazowych (Część B w zakresie usług magazynowania paliw gazowych Nr 1/2011).</p> <p>PGNiG S.A. zakończyła realizację Projektu Grodzisk.</p> <p>PGNiG S.A. wspólnie z Mazowiecką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. zakończyła proces przestawiania urządzeń gazowych u odbiorców gazu propan-butan-powietrze na gaz wysokometanowy w miejscowości Pisz.</p>
Grudzień	<p>Michał Szubski złożył rezygnację z funkcji Prezesa Zarządu PGNiG S.A.</p>

Rozdział II: Dane o Grupie Kapitałowej PGNiG

Grupa Kapitałowa PGNiG jest jedyną pionowo zintegrowaną firmą w sektorze gazowym w Polsce i posiada wiodącą pozycję w większości obszarów sektora gazowego w kraju. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. jest jednostką dominującą Grupy Kapitałowej PGNiG.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna (PGNiG S.A.) z siedzibą w Warszawie, ul. Marcina Kasprzaka 25, powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. Dnia 30 października 1996 roku Spółka została wpisana do rejestru handlowego pod firmą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie pod numerem RHB 48382. Dnia 14 listopada 2001 roku została wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem 0000059492.

W dniu 24 maja 2005 roku decyzją Komisji Papierów Wartościowych i Giełd akcje PGNiG S.A. zostały dopuszczone do obrotu publicznego. Debiut giełdowy PGNiG S.A. odbył się 23 września 2005 roku. Akcje PGNiG S.A. są notowane na Warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych od dnia 20 października 2005 roku. Kapitał zakładowy Spółki wynosi obecnie 5,9 mld zł i dzieli się na 5.900.000.000 akcji.

Obszar działalności Grupy Kapitałowej PGNiG obejmuje poszukiwanie złóż, wydobycie, magazynowanie paliw gazowych oraz obrót i dystrybucję gazu ziemnego. Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej w kraju i za granicą jest jednym z istotnych czynników zapewniających Grupie konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu. GK PGNiG zajmuje się również projektowaniem i realizacją projektów budowlanych oraz budową maszyn i urządzeń dla sektora górniczego oraz paliwowo-energetycznego. Grupa zaangażowana jest także w projekty elektroenergetyczne wykorzystujące gaz ziemny jako paliwo oraz prowadzi działalność handlową na rynku energii elektrycznej.

1. Kierunki rozwoju

Nadrzędnym celem strategicznym GK PGNiG jest realizacja wzrostu wartości dla akcjonariuszy. Wzrost wartości Spółki GK PGNiG planuje osiągnąć poprzez rozwój krajowego rynku gazu i ekspansję na wybranych rynkach zagranicznych.

Strategicznym celem w polityce Grupy Kapitałowej PGNiG jest rozwój działalności handlowej i zapewnienie bezpieczeństwa oraz ciągłości dostaw gazu ziemnego do Polski poprzez zawieranie kontraktów na zakup gazu ziemnego. Stworzenie odpowiedniej struktury dywersyfikacyjnej umożliwi realizację dostaw gazu do Polski z różnych kierunków i od różnych dostawców, co w znaczący sposób poprawi pozycję negocjacyjną PGNiG S.A. i zapewni zrównoważone dostawy gazu dla klientów GK PGNiG.

Wysokie ceny surowców na świecie oraz nasilająca się konkurencja o dostęp do złóż gazu ziemnego powodują intensyfikację prac GK PGNiG w zakresie zwiększania potencjału rozwoju działalności poszukiwawczo-wydobywczej w kraju i za granicą poprzez poszerzanie własnych zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej oraz zakupu nowych koncesji na rynkach zagranicznych. GK PGNiG dąży do zbudowania stabilnej pozycji na trzech kluczowych zagranicznych rynkach z rejonów Morza Północnego, Północnej Afryki i Środkowego Wschodu.

Kolejnym ważnym kierunkiem rozwoju GK PGNiG jest rozbudowa i budowa podziemnych magazynów gazu. GK PGNiG dąży do zapewnienia odpowiednich pojemności magazynowych w celu

zwiększenia elastyczności reagowania na potrzeby klientów, zapewnienia ciągłości i stabilności dostaw gazu oraz ograniczenia ryzyka w sytuacjach zagrożenia dostaw ze źródeł zagranicznych. Działalność w obszarze dystrybucji odgrywa istotną rolę w budowaniu wartości GK PGNiG. Podniesienie rentowności w tym obszarze poprzez maksymalizację przychodów z działalności regulowanej, racjonalizację kosztów oraz rozwój sieci dystrybucyjnej stanowi jeden z celów strategicznych GK PGNiG.

Ponadto GK PGNiG będzie angażować się w projekty elektroenergetyczne wykorzystujące gaz ziemny jako paliwo. Realizacja projektów energetycznych przyczyni się do zwiększenia popytu na gaz ziemny oraz rozszerzy ofertę produktową GK PGNiG o wytwarzaną z własnych źródeł energię elektryczną i ciepłą. GK PGNiG będzie również intensyfikować działalność handlową na rynku energii elektrycznej.

Realizacja powyższych celów będzie prowadzić do stopniowego przekształcania Grupy Kapitałowej PGNiG z pionowo zintegrowanej organizacji gazowo-naftowej w silny koncern multienergetyczny, skupiający wokół siebie firmy z sektorów: elektroenergetycznego, paliwowego oraz ciepłowniczego. Rozbudowa i zwiększenie skali działalności o sprzedaż energii elektrycznej oraz ciepła zapewni GK PGNiG umocnienie pozycji na rynku energetycznym w Polsce i Europie Środkowej.

2. Struktura

Według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 36 spółek o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

- 27 spółek zależnych od PGNiG S.A.
- 9 spółek pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek GK PGNiG

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
Spółki zależne od PGNiG S.A.					
1	Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%	100,00%
2	Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.	105 231 000,00	105 231 000,00	100,00%	100,00%
3	Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.	60 000 000,00	60 000 000,00	100,00%	100,00%
4	GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	64 400 000,00	64 400 000,00	100,00%	100,00%
5	GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	66 000 000,00	66 000 000,00	100,00%	100,00%
6	Poszukiwania Naftowe „Diament” Sp. z o.o.	62 000 000,00	62 000 000,00	100,00%	100,00%
7	Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 903 000,00	26 903 000,00	100,00%	100,00%
8	PGNiG Norway AS (NOK) ¹⁾	1 092 000 000,00	1 092 000 000,00	100,00%	100,00%
9	Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. (EUR) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
10	PGNiG Sales & Trading GmbH (EUR) ¹⁾	10 000 000,00	10 000 000,00	100,00%	100,00%
11	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	5 000 000,00	5 000 000,00	100,00%	100,00%
12	„INVESTGAS” S.A.	502 250,00	502 250,00	100,00%	100,00%
13	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	658 384 000,00	658 384 000,00	100,00%	100,00%
14	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 300 338 000,00	1 300 338 000,00	100,00%	100,00%
15	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 484 953 000,00	1 484 953 000,00	100,00%	100,00%
16	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 255 800 000,00	1 255 800 000,00	100,00%	100,00%
17	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	653 646 000,00	653 646 000,00	100,00%	100,00%
18	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 033 186 000,00	1 033 186 000,00	100,00%	100,00%

Wykaz spółek GK PGNiG – cd.

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
Spółki zależne od PGNiG S.A.					
19	Geovita Sp. z o.o.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%	100,00%
20	PGNiG Energia S.A.	30 000 000,00	30 000 000,00	100,00%	100,00%
21	PGNiG Technologie Sp. z o.o.	166 914 000,00	166 914 000,00	100,00%	100,00%
22	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
23	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o.	1 212 000,00	1 212 000,00	100,00%	100,00%
24	PGNiG SPV 1 Sp. z o.o.	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
25	PGNiG Finance AB (SEK) ¹⁾	500 000,00	500 000,00	100,00%	100,00%
26	B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%	75,00%
27	„NYSAGAZ Sp. z o.o.”	9 881 000,00	6 549 000,00	66,28%	66,28%
Spółki zależne od spółek zależnych PGNiG S.A.					
	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy spółek zależnych PGNiG S.A. w zł	% kapitału spółek zależnych PGNiG S.A.	% głosów spółek zależnych PGNiG S.A.
28	Oil Tech International F.Z.E. (USD) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
29	Powiśle Park Sp. z o.o.	81 131 000,00	81 131 000,00	100,00%	100,00%
30	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. (Piła)	1 806 500,00	1 806 500,00	100,00%	100,00%
31	Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o.	105 000,00	105 000,00	100,00%	100,00%
32	Poltava Services LLC (EUR) ¹⁾	20 000,00	19 800,00	99,00%	99,00%
33	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000,00	2 550 000,00	85,00%	85,00%
34	PT Geofizyka Torun Indonesia LLC (IDR) ¹⁾²⁾	8 773 000 000,00	4 825 150 000,00	55,00%	55,00%
35	GAZ Sp. z o.o. (Błonie)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%
36	GAZ MEDIA Sp. z o.o. (Wołomin)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%

¹⁾ wartości podane w walutach obcych

²⁾ kapitał częściowo opłacony

W 2011 roku nastąpiły poniższe zmiany struktury GK PGNiG S.A.:

- 10 lutego 2011 roku POGC Trading GmbH została wpisana do rejestru handlowego w Niemczech; firma spółki została zmieniona na PGNiG Sales & Trading GmbH; rejestracja zmiany firmy spółki miała miejsce 25 sierpnia 2011 roku
- 29 kwietnia 2011 roku PGNiG S.A. nabyła spółkę GoldCup 5839 AB; po dokonaniu zakupu firma spółki została zmieniona na PGNiG Finance AB; spółka będzie zajmować się obsługą emisji euroobligacji PGNiG S.A.; kapitał zakładowy spółki wynosi 500.000 SEK (koron szwedzkich); nowa firma spółki została wpisana do rejestru spółek w Sztokholmie 20 czerwca 2011 roku
- 7 czerwca 2011 roku zarejestrowana została spółka PT Geofizyka Torun Indonesia LLC z siedzibą w Dżakarcie, Indonezja, w której GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o. objęła 55% udziałów w kapitale zakładowym spółki o wartości nominalnej 4.825.150.000 IDR (indonezyjskich rupii), co stanowi równowartość 550.000 USD; kapitał wpłacony przez GEOFIZYKĘ Toruń Sp. z o.o. na poczet kapitału zakładowego spółki na koniec 2011 roku wynosił 40.687,13 USD
- 17 czerwca 2011 roku PGNiG S.A. zakupiła spółkę PGNiG SPV 1 Sp. z o.o., której celem będzie realizacja projektów w obszarze elektroenergetyki; kapitał zakładowy spółki wynosi 20.000 zł i dzieli się na 400 udziałów o wartości nominalnej 50 zł każdy
- 23 czerwca 2011 roku Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. zawiązała spółkę zależną na Ukrainie Poltava Services LLC; PNiG Kraków Sp. z o.o. posiada 99% udziałów w Poltava Services LLC

- 29 czerwca 2011 roku PGNiG Technologie Sp. z o.o. nabyła 5.000 udziałów Spółki BN Naftomontaż Sp. z o.o. od wspólników mniejszościowych; udział spółki w BN Naftomontaż Sp. z o.o. zwiększył się do 100%
- 15 października 2011 roku Geofizyka Torun Kish Ltd została wykreślona z rejestru handlowego w Iranie.

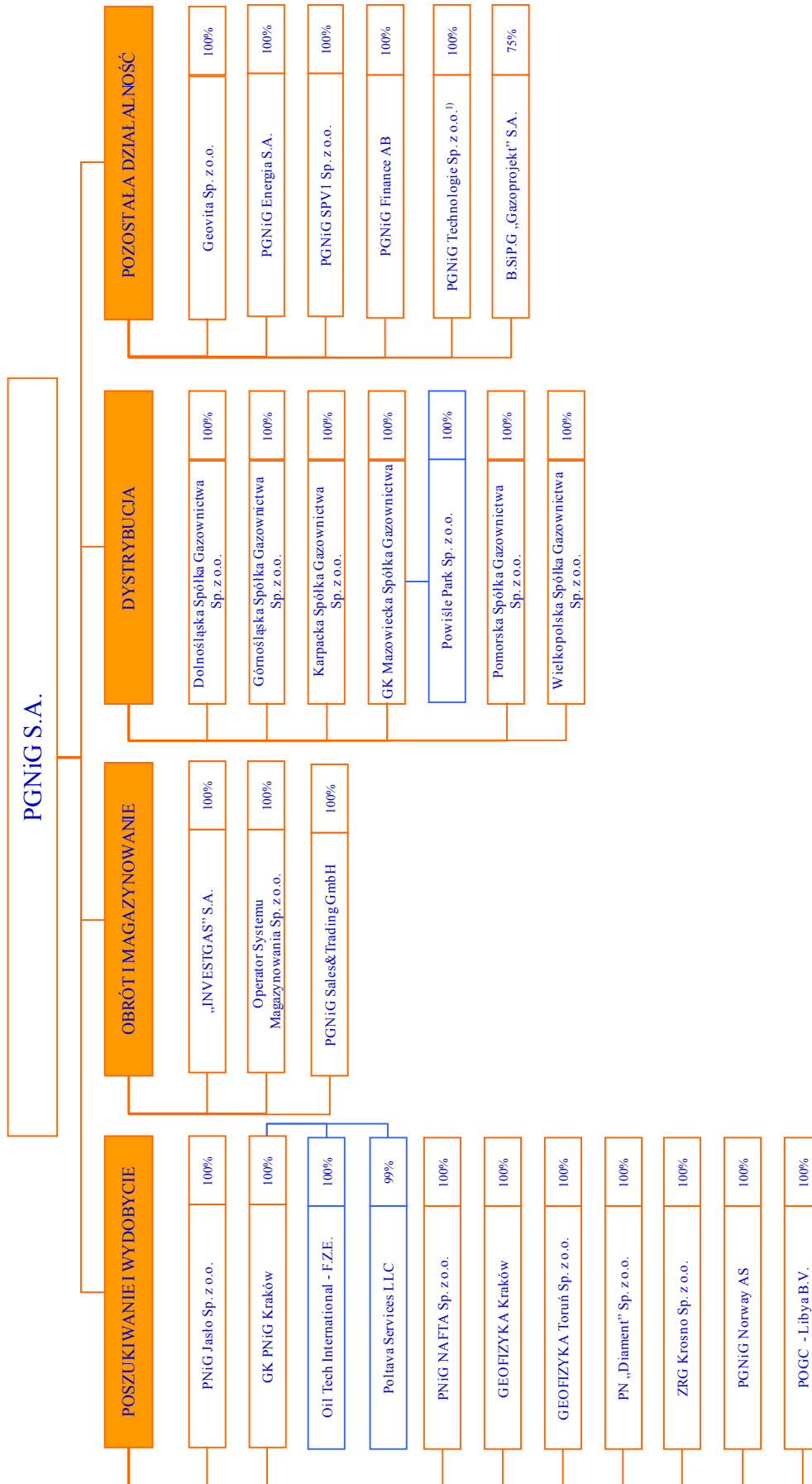
Ponadto 22 grudnia 2011 roku zostało zarejestrowane w KRS połączenie PGNiG Technologie Sp. z o.o. ze spółkami: ZRUG Sp. z o.o., Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o., Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o. oraz BUG Gazobudowa Sp. z o.o. poprzez przeniesienie całego majątku spółek przejmowanych na rzecz spółki przejmującej.

W 2011 roku nastąpiły poniższe zmiany kapitału zakładowego spółek:

- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Energia S.A. o kwotę 14.000.000 zł do poziomu 20.000.000 zł; wszystkie akcje nowej emisji zostały objęte przez PGNiG S.A.; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki miała miejsce 29 kwietnia 2011 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego „NYSAGAZ Sp. z o.o.” o kwotę 3.081.000 zł do poziomu 9.881.000 zł; wszystkie nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci 27 kotłowni gazowych; po podwyższeniu kapitału udział PGNiG S.A. w „NYSAGAZ Sp. z o.o.” zwiększył się do 66,3%; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki miała miejsce 20 lipca 2011 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Norway AS o kwotę 140.673.000 NOK do poziomu 1.092.000.000 NOK; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A.; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w norweskim rejestrze przedsiębiorców miała miejsce 14 października 2011 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. o kwotę 4.000.000 zł do poziomu 5.000.000 zł; wszystkie nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A.; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki miała miejsce 22 września 2011 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Energia S.A. o kwotę 10.000.000 zł do poziomu 30.000.000 zł; wszystkie akcje nowej emisji zostały objęte przez PGNiG S.A.; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki miała miejsce 21 października 2011 roku
- podwyższenie kapitału Pomorskiej Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 38.950.000 zł do poziomu 653.646.000 zł; wszystkie nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci segmentu systemu przesyłowego; rejestracja podwyższenia kapitału miała miejsce 4 listopada 2011 roku
- podwyższenie kapitału PGNiG Technologie Sp. z o.o. o kwotę 46.516.000 do kwoty 166.914.000 zł; wszystkie nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A.; rejestracja podwyższenia kapitału miała miejsce 30 grudnia 2011 roku.

Na poniższym schemacie został przedstawiony wykaz jednostek konsolidowanych Grupy Kapitałowej PGNiG w podziale na segmenty działalności na dzień 31 grudnia 2011 roku.

KONSOLIDOWANE SPÓŁKI GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG



1) 22 grudnia 2011 roku spółki ZRUG Sp. z o.o., ZUN Naftomet Sp. z o.o., BN Naftomontaz Sp. z o.o. oraz BUG Gazobudowa Sp. z o.o. zostały połączone z PGNiG Technologie Sp. z o.o.

Zmiany po zakończeniu roku obrotowego:

2 stycznia 2012 roku zostało zarejestrowane przekształcenie spółki PNiG Jasło Sp. z o.o. w spółkę akcyjną.

11 stycznia 2012 roku PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. podpisała z Vattenfall AB ostateczną umowę sprzedaży akcji, której przedmiotem jest nabycie 24.591.544 akcji w kapitale zakładowym Vattenfall Heat Poland S.A. Akcje te stanowią 99,8% w kapitale zakładowym i uprawniają do 99,8% w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu Vattenfall Heat Poland S.A.

13 stycznia 2012 roku NZW PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 770.000.000 zł do poziomu 770.020.000 poprzez utworzenie 15.400.000 nowych udziałów o wartości nominalnej 50 zł każdy. Nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. Rejestracja podwyższenia kapitału miała miejsce 25 stycznia 2012 roku.

23 stycznia 2012 roku firma spółki Vattenfall Heat Poland S.A. została zmieniona na PGNiG TERMIKA SA.

16 lutego 2012 NZW PGNiG Energia S.A. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 11.000.000 zł do poziomu 41.000.000 poprzez emisję nowych 110.000 akcji o wartości nominalnej 100 zł każda. Wszystkie akcje nowej emisji zostały objęte przez PGNiG S.A.

Zmiany w zasadach zarządzania

W 2011 roku nie nastąpiły istotne zmiany w zasadach zarządzania Spółką.

22 grudnia 2011 roku został zakończony proces konsolidacji spółek budowlano-montażowych w segmencie pozostała działalność GK PGNiG. PGNiG Technologie Sp. z o.o. została połączona ze spółkami: ZRUG Sp. z o.o., Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o., Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o. oraz BUG Gazobudowa Sp. z o.o. Cały majątek spółek przejmowanych został przeniesiony do PGNiG Technologie Sp. z o.o.

3. Powiązania kapitałowe

Wykaz pozostałych spółek powiązanych z GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek powiązanych z GK PGNiG

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
Spółki powiązane z PGNiG S.A.					
1	System Gazociągów Tranzytowych „EUROPOL GAZ” S.A.	80 000 000,00	38 400 000,00	48,00%	48,00%
2	GAS-TRADING S.A.	2 975 000,00	1 291 350,00	43,41%	43,41%
3	InterTransGas GmbH (EUR) ¹⁾	200 000,00	100 000,00	50,00%	50,00%
4	„Dewon” Z.S.A. (UAH) ¹⁾	11 146 800,00	4 055 205,84	36,38%	36,38%
5	Sahara Petroleum Technology LLC w likwidacji (OMR) ¹⁾	150 000,00	73 500,00	49,00%	49,00%
6	PFK GASKON S.A.	13 061 325,00	6 000 000,00	45,94%	45,94%
7	„GAZOMONTAŻ” S.A.	1 498 850,00	677 200,00	45,18%	45,18%
8	„ZRUG” Sp. z o.o. (Poznań)	3 781 800,00	1 515 000,00	40,06%	41,71%
9	ZWUG „INTERGAZ” Sp. z o.o.	4 700 000,00	1 800 000,00	38,30%	38,30%
10	„ZRUG TORUŃ” S.A.	5 150 000,00	1 300 000,00	25,24%	25,24%
Spółki powiązane ze spółkami zależnymi od PGNiG S.A.					
		Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy spółek zależnych PGNiG S.A. w zł	% kapitału spółek zależnych PGNiG S.A.	% głosów spółek zależnych PGNiG S.A.
1	NAFT-STAL Sp. z o.o. w upadłości likwidacyjnej	667 500,00	450 000,00	67,40%	67,40%
2	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	28 000 000,00	14 000 000,00	50,00%	50,00%
3	Al Mashariq - Geofizyka Torun Limited Company (SAR) ¹⁾	500 000,00	250 000,00	50,00%	50,00%
4	Gazobudowa Kraków Sp. z o.o.	79 500,00	37 500,00	47,20%	47,20%
5	NAFTEK Sp. z o.o. w likwidacji	5 000,00	2 200,00	44,00%	44,00%
6	Przedsiębiorstwo Badawczo - Usługowe „Petromin” Sp. z o.o.	200 000,00	80 000,00	40,00%	40,00%
7	Geotermia Sp. z o.o.	4 000,00	1 000,00	25,00%	25,00%

¹⁾ wartości podane w walutach obcych

W 2011 roku nastąpiły poniższe zmiany w powiązaniach kapitałowych GK PGNiG:

- 9 lutego 2011 roku „TE-MA” WOC Małaszewicze Terespol Sp. z o.o. w likwidacji została wykreślona z KRS
- 11 lutego 2011 roku zostało zakończone postępowanie upadłościowe Huty Szkła „Szcakowa” S.A. w upadłości; 7 czerwca 2011 roku spółka została wykreślona z KRS
- 14 grudnia 2011 roku Sąd Apelacyjny oddalił apelację PI „GAZOTECH” Sp. z o.o. w przedmiocie uchylenia bądź stwierdzenia nieważności uchwał NZW PI „GAZOTECH” Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku, w tym uchwały zobowiązującej PGNiG S.A. do dopłaty w kwocie 52 mln zł do kapitału oraz uchwały w przedmiocie umorzenia części udziałów spółki; spowodowało to zmniejszenie udziału kapitałowego PGNiG S.A. w PI „GAZOTECH” Sp. z o.o. do poziomu 5,4%.

Ponadto w 2011 roku kapitał zakładowy Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. został podwyższony o kwotę 26.000.000 zł do poziomu 28.000.000 zł poprzez emisję 26.000.000 nowych akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. PGNiG Energia S.A. objęła w podwyższonym kapitale 13.000.000 akcji

o wartości nominalnej 13.000.000 zł, co stanowi 50% kapitału zakładowego. Rejestracja podwyższenia kapitału miała miejsce 14 kwietnia 2011 roku.

Inwestycje poza grupą jednostek powiązanych

Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego GK PGNiG poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2011 roku wyniosła 34,6 mln zł. W 2011 roku PGNiG S.A. zbyła 4.000.001 akcji Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A. o wartości nominalnej 5 zł każda, po cenie wynoszącej 37 zł za akcję. W 2011 roku GK PGNiG nie dokonywała istotnych inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych.

4. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia na dzień 31 grudnia 2011 roku w podziale na segmenty został przedstawiony w poniższym zestawieniu. Centrala PGNiG S.A. świadczy usługi na rzecz wszystkich segmentów, w związku z czym nie została przypisana do żadnego z nich.

Stan zatrudnienia według segmentów (w osobach)

	2011	2010
Centrala PGNiG S.A.	838	840
Poszukiwanie i wydobywanie	12 054	11 592
Obrót i magazynowanie	3 841	3 809
Dystrybucja	13 865	13 881
Pozostała działalność	2 185	2 296
Razem	32 783	32 418

25 października 2011 roku zostało zawarte porozumienie w sprawie zwolnień grupowych w Centrali Spółki pomiędzy PGNiG S.A. a reprezentatywnymi organizacjami związkowymi działającymi w Spółce. Proces zwolnień grupowych przeprowadzono w grudniu 2011 roku. Zmiana stanu zatrudnienia w Centrali PGNiG S.A. nastąpi w 2012 roku, ze względu na zróżnicowane długości okresów wypowiedzeń u pracowników.

Od stycznia 2009 roku w GK PGNiG funkcjonuje „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2009-2011 (III etap)”. Okres obowiązywania Programu został przedłużony na kolejny rok kalendarzowy.

Funkcjonowanie Programu zostało oparte na formule „na gotowość”. Może on być wdrażany w sytuacjach szczególnych i wymaga stosowania przez poszczególne spółki jednolitej dla całej Grupy Kapitałowej procedury.

W 2011 roku Program został wdrożony w czterech spółkach Grupy Kapitałowej PGNiG, w ZUN Naftomet Sp. z o.o., w BUG Gazobudowa Sp. z o.o., w MSG Sp. z o.o. i w ZRUG Pogórska Wola Sp. z o.o. Programem zostało objętych 178 byłych pracowników powyższych spółek. W 2011 roku zostały uruchomione środki z kapitału rezerwowego PGNiG S.A. pod nazwą „Centralny Fundusz Restrukturyzacji” na jednorazowe wypłaty dla 159 zwolnionych pracowników z ZUN Naftomet Sp. z o.o. i BUG Gazobudowa Sp. z o.o.

5. Sprzedaż i pozyskanie gazu

GK PGNiG osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 23,0 mld zł, z czego 88% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

	2011	2010
Gaz ziemny, w tym:	20 268,3	19 105,1
- gaz ziemny wysokometanowy	19 051,6	17 917,8
- gaz ziemny zaazotowany	1 216,6	1 187,3
Ropa naftowa	1 095,2	838,7
Kondensat	5,1	3,2
Hel	57,5	44,1
Mieszanina propan-butan	60,0	49,9
Usługi magazynowania gazu	31,5	31,7
Usługi geofizyczno-geologiczne	448,1	278,8
Usługi w zakresie poszukiwania złóż	577,6	442,6
Pozostała sprzedaż	460,2	487,1
Razem	23 003,5	21 281,2

W 2011 roku GK PGNiG sprzedała 14,3 mld m³ gazu ziemnego, z czego 95% stanowiła sprzedaż z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a pozostała część – sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż.

Sprzedaż gazu ziemnego w mln m³

	2011	2010
Obrót i magazynowanie	13 595,7	13 562,2
Poszukiwanie i wydobywanie	681,7	673,8
Razem	14 277,4	14 236,0

W 2011 roku GK PGNiG pozyskała 15,4 mld m³ gazu ziemnego, z czego 71,1% stanowił gaz z importu, głównie pochodzenia rosyjskiego. Wydobywanie gazu ziemnego ze złóż krajowych stanowiło 28,2% pozyskania gazu. Poniższa tabela przedstawia strukturę zaopatrzenia w gaz ziemny w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Pozyskanie gazu w mln m³

	2011	2010
Import	10 915,3	10 066,4
Wydobywanie krajowe	4 329,4	4 220,4
Dostawcy krajowi	112,3	96,1
Razem	15 357,0	14 382,9

Rozdział III: Organy Spółki

1. Zarząd

Zgodnie ze Statutem Spółki Zarząd PGNiG S.A. liczy od dwóch do siedmiu osób. Liczbę członków Zarządu określa Rada Nadzorcza. Członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje Rada Nadzorcza na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata.

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 ma zastosowania do członka Zarządu wybranego przez pracowników.

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. Rada Nadzorcza uchwała również regulamin wyboru i odwołania członka Zarządu wybieranego przez pracowników oraz przeprowadzania wyborów uzupełniających.

Każdy z członków Zarządu może być odwołany lub zawieszony w czynnościach przez Radę Nadzorczą lub Walne Zgromadzenie.

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2011 roku wchodziły następujące osoby:

- Michał Szubski – Prezes Zarządu
- Radosław Dudziński – Wiceprezes Zarządu ds. Strategii
- Sławomir Hinc – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
- Marek Karabuła – Wiceprezes Zarządu ds. Górnictwa Naftowego
- Mirosław Szałuba – Wiceprezes Zarządu ds. Handlu.

Rada Nadzorcza na posiedzeniach w dniach 12 stycznia 2011 roku oraz 8 marca 2011 roku powołała Prezesa i członków Zarządu PGNiG S.A. na kolejną wspólną kadencję rozpoczynającą się z dniem 13 marca 2011 roku. Na okres 3 lat ponownie zostali powołani: Michał Szubski na stanowisko Prezesa Zarządu oraz Radosław Dudziński, Sławomir Hinc, Marek Karabuła i Mirosław Szałuba na stanowiska członków Zarządu.

Mirosław Szałuba jest członkiem Zarządu wybranym przez pracowników w wyborach przeprowadzonych w okresie od stycznia do lutego 2011 roku.

Skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2011 roku przedstawiał się następująco:

- Michał Szubski – Prezes Zarządu
- Radosław Dudziński – Wiceprezes Zarządu ds. Strategii
- Sławomir Hinc – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
- Marek Karabuła – Wiceprezes Zarządu ds. Górnictwa Naftowego
- Mirosław Szałuba – Wiceprezes Zarządu.

19 grudnia 2011 roku Prezes Zarządu PGNiG S.A. Michał Szubski złożył rezygnację z funkcji prezesa z dniem 1 stycznia 2012 roku.

Umowy z osobami zarządzającymi

Ze wszystkimi członkami Zarządu zostały zawarte umowy o pracę, w których zapis § 8 stanowi: „W razie odwołania ze stanowiska lub rozwiązania niniejszej umowy z innych przyczyn niż naruszenie podstawowych obowiązków ze stosunku zatrudnienia, pracownikowi przysługuje odprawa w wysokości trzykrotności wynagrodzenia miesięcznego”.

Na dzień 31 grudnia 2011 roku obowiązywały umowy o zakazie konkurencji podpisane z Prezesem Zarządu Michałem Szubskim oraz Wiceprezesami: Radosławem Dudzińskim, Sławomirem Hincem i Mirosławem Szałubą. Umowy o zakazie konkurencji zawarte są na okres 12 miesięcy, licząc od dnia ustania stosunku prawnego. Za dochowanie zakazu konkurencji w okresie obowiązywania umowy członkowi Zarządu przysługuje odszkodowanie wypłacane miesięcznie w wysokości 100% wynagrodzenia średniomiesięcznego brutto z ostatnich trzech miesięcy, otrzymywanego z tytułu stosunków prawnych.

2. Rada Nadzorcza

Zgodnie ze Statutem Spółki Rada Nadzorcza PGNiG S.A. liczy od pięciu do dziewięciu członków, powoływanych przez Walne Zgromadzenie na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata.

Do czasu gdy 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.

Zgodnie ze Statutem Walne Zgromadzenie powołuje jednego niezależnego członka Rady Nadzorczej. Wybór niezależnego członka Rady Nadzorczej następuje w oddzielnym głosowaniu.

Prawo pisemnego zgłaszania na ręce Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia kandydatów na niezależnego członka Rady Nadzorczej, przysługuje akcjonariuszom obecny na Walnym Zgromadzeniu, którego przedmiotem jest jego wybór. Pisemne zgłoszenie składa się wraz z pisemnym oświadczeniem danego kandydata o zgodzie na kandydowanie oraz o spełnieniu warunków członka niezależnego. Jeżeli kandydatury na niezależnego członka Rady Nadzorczej nie zostaną zgłoszone przez akcjonariuszy, kandydatów do Rady Nadzorczej zgłasza Rada Nadzorcza.

W Radzie Nadzorczej liczącej do sześciu członków dwóch członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki. W Radzie Nadzorczej liczącej od siedmiu do dziewięciu członków trzech członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki.

W skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2011 roku wchodziły następujące osoby:

- Stanisław Rychlicki – Przewodniczący Rady Nadzorczej
- Marcin Moryń – Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
- Mieczysław Kawecki – sekretarz Rady Nadzorczej
- Grzegorz Banaszek – członek Rady Nadzorczej
- Agnieszka Chmielarz – członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Puławski – członek Rady Nadzorczej
- Jolanta Siergiej – członek Rady Nadzorczej.

W związku z upływem kadencji, 20 kwietnia 2011 roku Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy PGNiG S.A. dokonało wyboru członków Rady Nadzorczej PGNiG S.A. na kolejną wspólną kadencję rozpoczynającą się z dniem 1 maja 2011 roku. Na okres 3 lat ponownie zostali powołani: Stanisław

Rychlicki, Marcin Moryń, Mieczysław Kawecki, Grzegorz Banaszek, Agnieszka Chmielarz, Mieczysław Puławski (członek niezależny) i Jolanta Siergiej.

Agnieszka Chmielarz, Mieczysław Kawecki i Jolanta Siergiej są członkami Rady Nadzorczej wybranymi przez pracowników w wyborach przeprowadzonych w okresie od stycznia do lutego 2011 roku.

W skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2011 roku wchodziło siedem osób:

- Stanisław Rychlicki – Przewodniczący Rady Nadzorczej
- Marcin Moryń – Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
- Mieczysław Kawecki – sekretarz Rady Nadzorczej
- Grzegorz Banaszek – członek Rady Nadzorczej
- Agnieszka Chmielarz – członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Puławski – członek Rady Nadzorczej
- Jolanta Siergiej – członek Rady Nadzorczej.

5 stycznia 2012 roku Stanisław Rychlicki, Przewodniczący Rady Nadzorczej, złożył rezygnację z pełnionej funkcji z dniem 11 stycznia 2012 roku.

12 stycznia 2012 roku NWZ PGNiG S.A. odwołało ze składu Rady Nadzorczej Grzegorza Banaszka oraz powołało Józefa Głowackiego, Wojciecha Chmielewskiego. Ponadto 12 stycznia 2012 roku Minister Skarbu Państwa w uzgodnieniu z Ministrem Gospodarki powołał w skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. Janusza Pilitowskiego.

13 stycznia 2012 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. wybrała na Przewodniczącego Rady Nadzorczej Wojciecha Chmielewskiego.

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących zostały zaprezentowane w Rocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku (nota 37.5.).

Rozdział IV: Akcjonariat

Na dzień 31 grudnia 2011 roku kapitał zakładowy PGNiG S.A. wynosił 5.900.000.000 zł i składało się na niego 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Jedynym akcjonariuszem posiadającym znaczny pakiet akcji PGNiG S.A. w sposób bezpośredni był Skarb Państwa. Akcje wszystkich serii, tj. A, A1 oraz B są akcjami zwykłymi na okaziciela i uprawniają do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Struktura akcjonariatu PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2011 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura akcjonariatu

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień 31.12.2011	Udział % w kapitale zakładowym na dzień 31.12.2011	Liczba głosów wynikająca z akcji	Udział % w liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2011
Skarb Państwa	4 272 063 451	72,41%	4 272 063 451	72,41%
Pozostali	1 627 936 549	27,59%	1 627 936 549	27,59%
Razem	5 900 000 000	100,00%	5 900 000 000	100,00%

Akcje PGNiG S.A. oraz akcje i udziały w jednostkach powiązanych z PGNiG S.A. w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Stan posiadania akcji PGNiG S.A. przez osoby zarządzające i nadzorujące na dzień 31 grudnia 2011 roku został przedstawiony w poniższej tabeli.

Akcje PGNiG S.A. w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji	Wartość nominalna akcji w zł
Michał Szubski	Prezes Zarządu	6 825	6 825
Mirosław Szkałuba	Wiceprezes Zarządu	9 425	9 425
Stanisław Rychlicki	Przewodniczący RN	9 897	9 897
Mieczysław Kawecki	Sekretarz RN	19 500	19 500
Jolanta Siergiej	Członek RN	9 425	9 425
Mieczysław Jakiel	Prokurent	30 101	30 101
Kazimierz Chrobak	Prokurent	19 500	19 500

Umowy, w wyniku których w przyszłości mogą nastąpić zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy i obligatariuszy

Na dzień sporządzenia sprawozdania PGNiG S.A. nie posiada informacji o umowach, w wyniku których w przyszłości mogą nastąpić zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy.

Informacja o systemie kontroli programów akcji pracowniczych

Prawo do nieodpłatnego nabycia akcji pracowniczych PGNiG SA wygasło 1 października 2010 roku. W związku z tym umowy nieodpłatnego zbycia akcji Spółki mogą podpisywać jedynie spadkobiercy

uprawnionych pracowników, którzy najpóźniej w dniu 1 października 2010 roku złożyli w sądzie wnioski o wydanie postanowienia o stwierdzenie nabycia spadku. Według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku 59.248 uprawnionych lub ich spadkobierców (96,3% ogólnej liczby uprawnionych) objęło 727.936.548 akcji, co stanowi 97,1% liczby akcji przeznaczonych do nieodpłatnego nabycia przez uprawnionych.

55.250 akcji PGNiG S.A., nabytych nieodpłatnie przez członków Zarządu Spółki, zostało dopuszczonych do obrotu giełdowego 1 lipca 2011 roku.

Kurs akcji PGNiG S.A.

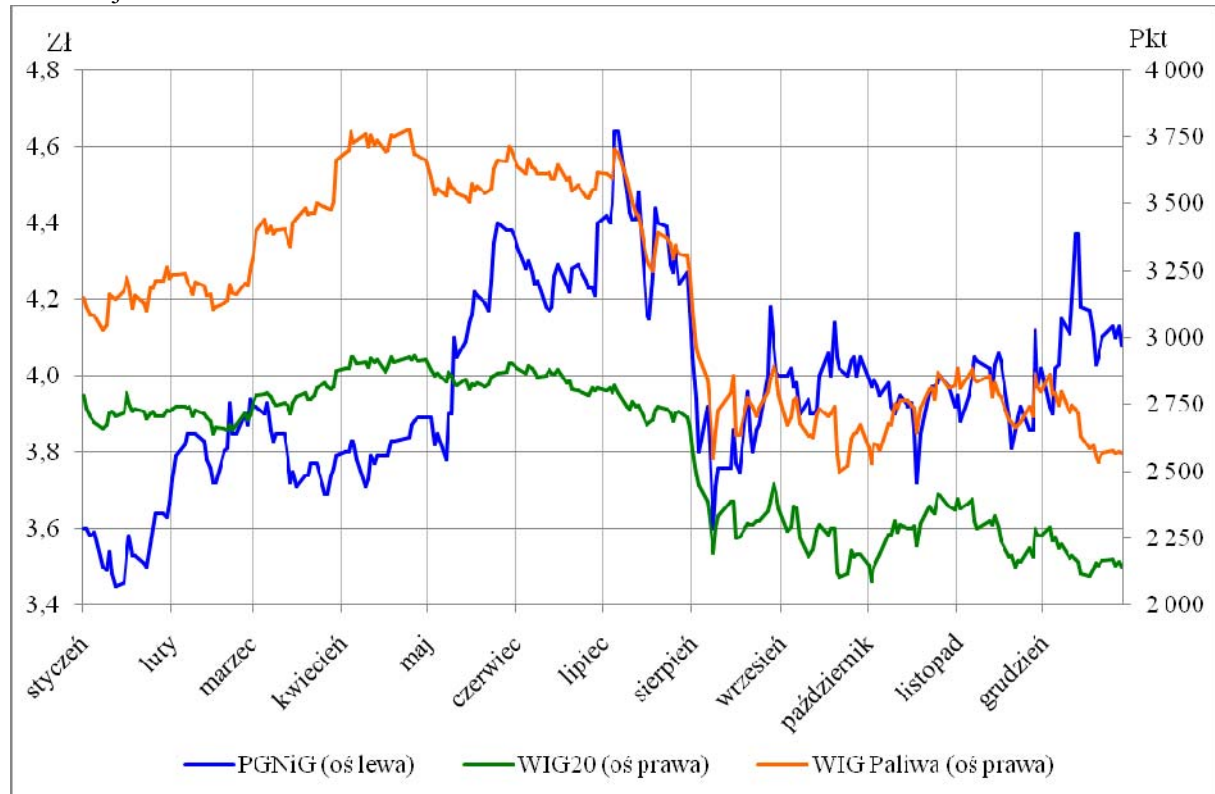
Akcje PGNiG S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie od 20 października 2005 roku. Na dzień 31 grudnia 2011 roku Spółka wchodziła w skład następujących indeksów giełdowych:

- WIG – indeks spółek giełdowych
- WIG20 – indeks 20 największych i najpłynniejszych spółek giełdowych
- WIG-Paliwa – indeks spółek z sektora paliwa
- WIG-div – indeks dochodowy 30 spółek charakteryzujących się wysoką i regularną dywidendą
- WIG-Poland – indeks polskich spółek notowanych na GPW
- Respect Index – indeks spółek odpowiedzialnych społecznie.

Stopa zwrotu w 2011 roku wyniosła 14,3%, a z uwzględnieniem wypłaconej dywidendy (12 groszy na akcję) stopa zwrotu wyniosła 17,6%. Stopa zwrotu z akcji PGNiG S.A. liczona od dnia debiutu do 31 grudnia 2011 roku wynosi 7,1%. Inwestorzy, którzy nabyli akcje PGNiG S.A. za cenę emisyjną na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie uzyskali 36,9% stopę zwrotu.

Poniżej przedstawione zostały wykres kursu akcji PGNiG S.A. w odniesieniu do indeksów WIG 20 i WIG Paliwa oraz tabela notowań indeksów GPW i akcji PGNiG S.A. w 2011 roku.

Kurs akcji PGNiG S.A. w odniesieniu do indeksu WIG 20 i WIG Paliwa



Notowania indeksów GPW oraz akcji PGNiG S.A.

	Wartość na dzień 31.12.2010	Wartość maksymalna w 2011 roku	Wartość minimalna w 2011 roku	Wartość na dzień 31.12.2011	Waga PGNiG S.A. w indeksie na dzień 31.12.2011
WIG	47 490	50 372	36 549	37 595	1,0%
WIG20	2 744	2 933	2 090	2 144	1,4%
WIG-Paliwa	3 079	3 776	2 499	2 568	19,0%
Respect Index	2 259	2 577	1 944	2 005	3,4%
PGNiG S.A.	3,57 zł	4,64 zł	3,45 zł	4,08 zł	-

źródło: GPW

Rozdział V: Otoczenie regulacyjne

Podstawowymi aktami prawnymi regulującymi działalność GK PGNiG są:

- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne (tekst jednolity: Dz. U. z 2006 roku, nr 89, poz. 624 z późniejszymi zmianami) wraz z aktami wykonawczymi – w zakresie obrotu paliwami gazowymi, dystrybucji paliw gazowych oraz magazynowania paliw gazowych
- Ustawa z dnia 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2007 roku, nr 52, poz. 343 z późniejszymi zmianami) wraz z aktami wykonawczymi – w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą
- Ustawa z dnia 4 lutego 1994 roku Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 1994 roku, nr 27, poz. 96 z późniejszymi zmianami) – w zakresie działalności wydobywczej i prowadzonej w jej ramach sprzedaży gazu.

1. Prawo energetyczne

Działalność GK PGNiG w zakresie obrotu paliwami gazowymi, dystrybucji paliw gazowych i magazynowania paliw gazowych jest działalnością regulowaną i na jej prowadzenie konieczne jest uzyskanie koncesji od Prezesa URE oraz zatwierdzenie przez niego taryfy określającej m.in. cenę paliwa gazowego.

W 2011 roku ustawa Prawo energetyczne była kilkakrotnie nowelizowana, przede wszystkim w zakresie sektora energii elektrycznej. W odniesieniu do sektora gazowego najistotniejsze zmiany obejmowały wprowadzenie regulacji w zakresie zmiany sprzedawcy paliw gazowych przez odbiorcę oraz określenie zasad uzyskiwania świadectw pochodzenia biogazu wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej. Ponadto nowelizacja Ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym spowodowała konieczność wprowadzenia odpowiednich zmian w ustawie Prawo energetyczne w zakresie uzyskiwania koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

1.1. Koncesje

Według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku PGNiG S.A. posiadała niżej wymienione koncesje, udzielone przez Prezesa URE na podstawie ustawy Prawo energetyczne:

- 1 koncesję na obrót paliwami gazowymi
- 1 koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą
- 1 koncesję na magazynowanie paliw gazowych
- 1 koncesję na obrót paliwami ciekłymi
- 1 koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej
- 1 koncesję na obrót energią elektryczną.

W 2010 roku Prezes URE odmówił wprowadzenia zmian w pojemnościach czynnych PMG Husów wynikających z technicznych uwarunkowań prowadzenia działalności. Prezes URE odmówił również wyłączenia z zakresu koncesji pojemności czynnych instalacji magazynowych wykorzystywanych na potrzeby działalności produkcyjnej i na potrzeby Operatora Systemu Przesyłowego, o które PGNiG S.A. wnioskowała w związku z tym, że przepisy ustawy Prawo energetyczne mówią o wyłączeniu ich z definicji instalacji magazynowej.

W dniu 2 listopada 2010 roku PGNiG S.A. złożyła za pośrednictwem Prezesa URE odwołanie od powyższej decyzji do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Na mocy postanowienia z dnia 21 czerwca 2011 roku Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wszczął postępowanie. W związku z tym, że w listopadzie 2011 roku uruchomiona została procedura udostępniania na zasadzie TPA pojemności magazynowych wykorzystywanych dotychczas na potrzeby działalności produkcyjnej, w dniu 13 stycznia 2012 roku PGNiG S.A. wycofała odwołanie.

Jednocześnie PGNiG S.A. złożyła nowy wniosek o zmianę koncesji. W celu dostosowania zakresu koncesji do przepisów ustawy Prawo energetyczne, Spółka wnioskuje o określenie przedmiotu działalności koncesjonowanej jako „magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych z wykorzystaniem wskazanych w koncesji podziemnych magazynów gazu”. Ponadto PGNiG S.A. wnioskuje o zmianę wielkości pojemności magazynowych czynnych w PMG Strachocina, PMG Wierzchowice i KPMG Mogilno ze względu na ich rozbudowę oraz w PMG Husów ze względu na techniczne uwarunkowania prowadzenia działalności. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie nie zostało zakończone.

Decyzją Prezesa URE z dnia 11 lipca 2011 roku PGNiG S.A. uzyskała koncesję na obrót energią elektryczną, na okres od 12 lipca 2011 roku do 31 grudnia 2030 roku.

1.2. Polityka taryfowa

Kluczowym czynnikiem wpływającym na działalność regulowaną GK PGNiG jest uzależnienie przychodów od taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE. Poziom taryf decyduje o możliwości uzyskania przychodów pokrywających ponoszone uzasadnione koszty działalności gospodarczej wraz ze zwrotem z zaangażowanego kapitału oraz uzasadnioną marżą. Poziom cen sprzedaży gazu oraz stawek opłat jest bezpośrednio związany ze stosowaną metodologią kształtowania taryf.

Metodologia kształtowania taryf bazuje na określaniu cen i stawek opłat przy prognozowanych kosztach oraz planowanych wielkościach sprzedaży gazu ziemnego. Zgodnie z obowiązującą polityką regulacyjną do kalkulacji cen w obrocie paliwami gazowymi uwzględniane są koszty pozyskania gazu ze wszystkich kierunków dostaw paliw gazowych zarówno z importu, jak i z wydobycia krajowego. W praktyce oznacza to, iż regulacji cen podlega zarówno gaz ziemny pochodzący z importu jak i z wydobycia krajowego. Uwzględnienie kosztów wydobycia gazu ze źródeł krajowych w koszyku kosztów stanowiących podstawę kalkulacji cen paliwa gazowego, przy aktualnych wyższych poziomach cen zakupu gazu z importu, skutkowało ustaleniem ceny taryfowej stosowanej w rozliczeniach z odbiorcami na poziomie niższym, niż koszty jego zakupu z importu.

W rozliczeniach z odbiorcami, z którymi PGNiG S.A. miała zawarte umowy sprzedaży, obowiązywały zasady rozliczeń oraz ceny i stawki opłat określone w kolejnych taryfach zatwierdzonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

1.3. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.

Do 14 lipca 2011 roku w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywała Taryfa dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 3/2010), w której cena paliwa gazowego została zmieniona korektą obowiązującą od dnia 1 stycznia 2011 roku.

11 lutego 2011 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zmianę Taryfy dla paliw gazowych Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 3/2010. Spółka wnioskowała o zmianę cen paliwa gazowego oraz wydłużenie obowiązywania zmienionej taryfy do dnia 31 maja 2011 roku. W związku z upływem terminu na jaki została zatwierdzona taryfa Prezes URE decyzją z dnia 16 maja 2011 roku umorzył postępowanie.

30 marca 2011 roku Spółka wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie Taryfy dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 4/2011).

Prezes URE decyzją z dnia 30 czerwca 2011 roku zatwierdził Taryfę dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 4/2011), która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązuje od dnia 15 lipca 2011 roku. Średnia wysokość cen i stawek opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego (E) wzrosła o 8,9%, gazu zaazotowanego Lw o 7,6% natomiast gazu zaazotowanego Ls o 6,3%.

Nowa taryfa wprowadza rozszerzoną ofertę w zakresie rozliczania odbiorców z grup taryfowych 1-3, którzy będą mogli wybrać system rozliczeń odpowiedni do swoich potrzeb. Kryterium kwalifikacji odbiorców z grup taryfowych 6-11 stanowi tzw. wskaźnik nierównomierności poboru paliwa gazowego. W ramach tego kryterium odbiorca może zostać zakwalifikowany do jednej z trzech (zamiast dotychczasowych dwóch) grup taryfowych (A, B, C) w zależności od określonej dla niego wartości wskaźnika. Dodatkowo odbiorcy mają możliwość zawarcia umów na zasadach przerywanych.

25 października 2011 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskami o zatwierdzenie:

- zmiany Taryfy dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 4/2011) w zakresie cen za paliwo gazowe, która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywać miała w okresie od 15 listopada do 31 grudnia 2011 roku
- Taryfy dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 5/2012), która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywać miała w okresie od 1 stycznia do 31 marca 2012 roku.

W odniesieniu do wniosku w zakresie zmiany Taryfy dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 4/2011) Prezes URE decyzją z dnia 11 stycznia 2012 roku odmówił zmiany taryfy. Natomiast w zakresie wniosku o zatwierdzenie Taryfy dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 5/2012) postępowanie nie zostało zakończone. W poniższych tabelach przedstawiono średnie opłaty (zł/m³) stosowane w rozliczeniach z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe w podziale na rodzaj dostarczanego paliwa oraz miejsce odbioru paliwa gazowego.

Obszar Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,4623	2,5779	4,7%
W-2	1,9047	2,0167	5,9%
W-3	1,7238	1,8340	6,4%
W-4	1,5928	1,7036	7,0%
W-5 - W-7C	1,4474	1,5629	8,0%
W-8A - W-10C	1,2090	1,3185	9,0%

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
S-1	1,7738	1,8537	4,5%
S-2	1,3553	1,4415	6,4%
S-3	1,2334	1,3152	6,6%
S-4	1,0765	1,1911	10,7%
S-5 - S-7B	1,0520	1,1225	6,7%
S-8 - S-10	0,9309	1,0113	8,6%

Sprawozdanie Zarządu z działalności GK PGNiG za 2011 rok

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
Z-1	1,3764	1,4575	5,9%
Z-2	1,2553	1,3255	5,6%
Z-3	1,1062	1,1749	6,2%
Z-4	0,9908	1,0954	10,6%
Z-5 - Z-7B	1,0289	1,0825	5,2%

Obszar Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,4154	2,5468	5,4%
W-2	1,9701	2,0803	5,6%
W-3	1,6906	1,8014	6,6%
W-4	1,6085	1,7314	7,6%
W-5 - W-7C	1,4552	1,5854	8,9%
W-8A - W-11C	1,2053	1,3243	9,9%

Obszar Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,3037	2,4284	5,4%
W-2	1,8709	1,9928	6,5%
W-3	1,6224	1,7450	7,6%
W-4	1,5688	1,6960	8,1%
W-5 - W-7C	1,4654	1,5918	8,6%
W-8A - W-10C	1,1805	1,2933	9,6%

Obszar Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,6563	2,8082	5,7%
W-2	1,7818	1,9019	6,7%
W-3	1,5811	1,7044	7,8%
W-4	1,5372	1,6918	10,1%
W-5 - W-7C	1,4119	1,5658	10,9%
W-8A - W-10C	1,1142	1,2341	10,8%

Obszar Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,5089	2,6499	5,6%
W-2	1,9095	2,0396	6,8%
W-3	1,6856	1,8144	7,6%
W-4	1,6121	1,7530	8,7%
W-5 - W-7C	1,4680	1,6114	9,8%
W-8A - W-10C	1,1857	1,3075	10,3%

Obszar Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,5548	2,6742	4,7%
W-2	1,8365	1,9479	6,1%
W-3	1,6972	1,8085	6,6%
W-4	1,6031	1,7181	7,2%
W-5 - W-7C	1,4125	1,5291	8,3%
W-8A - W-10C	1,1610	1,2698	9,4%

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
S-1	1,7685	1,8642	5,4%
S-2	1,3279	1,4032	5,7%
S-3	1,1944	1,2723	6,5%
S-4	1,1009	1,1974	8,8%
S-5 - S-7B	1,0513	1,1246	7,0%
S-8 - S-10	-	-	

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
Z-1	1,6174	1,6976	5,0%
Z-2	1,2034	1,2649	5,1%
Z-3	1,0664	1,1314	6,1%
Z-4	0,9826	1,0645	8,3%
Z-5 - Z-7B	0,9588	1,0184	6,2%

Odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Grupa taryfowa	Taryfa 3/2010	Taryfa 4/2011	zmiana %
	1	2	2/1
E-1A - E-2C	1,0630	1,1818	11,2%
Lw-1 - Lw-2	0,8271	0,9130	10,4%
Ls-1 - Ls-2	0,6730	0,7564	12,4%

Decyzją z dnia 12 maja 2011 roku Prezes URE, na wniosek PGNiG S.A., wydłużył okres obowiązywania Taryfy dla paliw gazowych (Część B Taryfa w zakresie usług magazynowania paliw gazowych Nr 1/2010) do dnia 30 września 2011 roku. W dniu 22 lipca 2011 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie nowej taryfy w zakresie usług magazynowania paliw gazowych. 16 listopada 2011 roku Prezes URE zatwierdził taryfę dla paliw gazowych (Część B Taryfa w zakresie usług magazynowania paliw gazowych Nr 1/2011), która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązuje od 1 grudnia 2011 roku.

W nowej taryfie wprowadzono stawki opłat za usługi magazynowania świadczone jako:

- usługi długoterminowe, krótkoterminowe lub dobowe
- na warunkach ciągłych lub przerywanych
- w formie pakietów, pakietów elastycznych lub jako usługi rozdzielone.

13 stycznia 2012 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie nowej taryfy w zakresie usług magazynowania paliw gazowych (Część B Taryfa w zakresie usług magazynowania paliw gazowych Nr 1/2012), która w rozliczeniach z odbiorcami miałyby

obowiązywać od 1 kwietnia 2012 roku do 31 marca 2013 roku. Przedłożona do zatwierdzenia taryfa uwzględnia zmianę stawek opłat za usługi magazynowania związaną z planowanym udostępnieniem nowych pojemności magazynowych w PMG Strachocina (180 mln m³) oraz KPMG Mogilno (34 mln m³).

1.4. Zmiany w taryfach Spółek Gazownictwa

Do 14 lipca 2011 roku w rozliczeniach z odbiorcami Spółki Gazownictwa obowiązywały Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego, zatwierdzone decyzjami Prezesa URE z dnia 17 maja 2010 roku.

Decyzjami z dnia 30 czerwca 2011 roku Prezes URE zatwierdził Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego dla Spółek Gazownictwa, które w rozliczeniach z odbiorcami obowiązują od 15 lipca 2011 roku.

Decyzją z dnia 9 stycznia 2012 roku Prezes URE zatwierdził zmianę Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Zmiana polega na wprowadzeniu w miejsce dotychczasowej grupy W-9, dwóch grup: W-9A i W-9B.

2. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego

Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym reguluje zagadnienia związane z zapewnieniem bezpieczeństwa paliwowego państwa, w tym zasady tworzenia, utrzymywania i finansowania zapasów gazu ziemnego przez przedsiębiorstwa energetyczne, wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przywożące gaz na własne potrzeby. W obszarze działalności PGNiG S.A. ustawa m.in.:

- ustala harmonogram tworzenia obowiązkowych zapasów gazu ziemnego; od 1 października 2010 roku wielkość obowiązkowych zapasów osiąga wysokość odpowiadającą 20 dniom średniego dziennego przywozu gazu, a od 1 października 2012 roku – 30 dniom
- ustala zwrot na kapitale zaangażowanym w działalność magazynową na poziomie co najmniej 6%
- zapewnia, że koszty związane z utrzymywaniem, uruchamianiem oraz uzupełnianiem zapasów są kosztami uzasadnionymi działalności w rozumieniu art. 3 pkt 21 ustawy Prawo energetyczne.

4 grudnia 2011 roku weszła w życie nowelizacja Ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym. Nowelizacja ustawy wprowadziła m.in.:

- możliwość utrzymywania zapasów obowiązkowych na terytorium innego państwa członkowskiego EFTA, po spełnieniu warunków określonych w ustawie
- możliwość zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotu dokonującego przywozu gazu ziemnego z obowiązku magazynowania, jeżeli liczba ich odbiorców nie jest większa niż 100 tys., a przywóz gazu ziemnego w roku kalendarzowym nie przekracza 100 mln m³.

3. Prawo geologiczne i górnictwo

Ustawa Prawo geologiczne i górnictwo z dnia 4 lutego 1994 roku określa zasady i warunki:

- wykonywania prac geologicznych
- wydobywania kopalin ze złóż
- składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych
- ochrony złóż kopalin, wód podziemnych i innych składników środowiska w związku z wykonywaniem prac geologicznych i wydobywaniem kopalin.

Przepisy ustawy stosuje się także do prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie bezzbiornikowego magazynowania substancji w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych.

Działalność gospodarcza w zakresie poszukiwania lub rozpoznawania złóż kopalin, wydobywania kopalin ze złóż, bezzbiornikowego magazynowania substancji oraz składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych wymaga uzyskania koncesji.

Działalność geologiczna i górnicza nadzorowana jest przez organy administracji geologicznej i organy nadzoru górniczego. Ustawa zawiera przepisy karne w zakresie niestosowania się do ustawy oraz wielkości graniczne opłat eksploatacyjnych.

W 2011 roku Ministerstwo Środowiska przyznało PGNiG S.A. 7 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, 21 koncesji przedłużyło, natomiast 1 koncesja została wygaszona. Ponadto w 2011 roku uzyskano 6 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż, a 3 koncesje zostały wygaszone. W omawianym okresie nie wystąpiły zmiany w koncesjach na podziemne magazynowanie gazu i składowanie odpadów.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku PGNiG S.A. posiadała niżej wymienione koncesje, udzielone na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:

- 95 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu
- 1 koncesję na rozpoznanie złoża soli kamiennej
- 225 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż
- 9 koncesji na podziemne magazynowanie gazu (PMG)
- 3 koncesje na składowanie odpadów.

Z dniem 1 stycznia 2012 roku weszła w życie nowa ustawa Prawo geologiczne i górnicze z dnia 9 czerwca 2011 roku (Dz.U. z 2011 roku nr 163, poz. 981), spełniająca m.in. wymogi dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE z dnia 30 maja 1994 roku. Ustawa wprowadza procedurę przetargu na koncesje na poszukiwanie lub rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów, zamiast dotychczasowej procedury przetargowej w odniesieniu do ustanowienia użytkowania górniczego.

4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego

Ustawa Prawo energetyczne

W 2012 roku należy oczekiwać kolejnych zmian w przepisach prawnych regulujących działalność sektora gazowego. Przede wszystkim planowane jest przyjęcie ustawy Prawo gazowe, która ma zastąpić ustawę Prawo energetyczne oraz Ustawę o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym w zakresie regulacji sektora gazowego. Ustawa Prawo gazowe wdrażać będzie także regulacje zawarte w przyjętym przez Parlament Europejski III Pakiecie Energetycznym, który obejmuje m.in. „Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE”.

Ponadto trwają prace nad nowelizacją rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (tzw. rozporządzenie taryfowe).

Zmiany prawa oraz opóźnienia w nowelizacji aktów prawnych stwarzają ryzyko, wynikające przede wszystkim z niepewności co do zakresu zmian uregulowań prawnych oraz krótszego terminu na dostosowanie się do tych przepisów. Może to negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe GK PGNiG oraz perspektywy jej rozwoju.

Ustawa o zapasach obowiązkowych

Nowelizacja Ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym zawęziła krąg podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych, do przedsiębiorstw energetycznych importujących gaz ziemny w celu dalszej jego odsprzedaży odbiorcom. Ponadto wprowadziła możliwość zwolnienia z obowiązku magazynowania (po spełnieniu warunków określonych w ustawie) oraz możliwość utrzymywania zapasów obowiązkowych na terytorium innego państwa członkowskiego EFTA.

Powyższe zmiany mogą spowodować obniżenie kosztów prowadzenia działalności podmiotów konkurujących z PGNiG S.A., a zatem negatywnie wpłynąć na pozycję konkurencyjną Spółki.

Ustawa o efektywności energetycznej

11 sierpnia 2011 roku weszła w życie Ustawa o efektywności energetycznej, która stanowi wypełnienie postanowień „Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 roku w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych 2006/32/WE”. Ustawa określa krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, zgodnie z którym do 2016 roku oszczędności energii finalnej powinny być nie mniejsze niż 9% krajowego zużycia tej energii w ciągu roku. Wejście w życie w/w ustawy rodzi konieczność zakupu przez PGNiG S.A., jako przedsiębiorstwa obrotu, świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia tzw. opłaty zastępczej. W konsekwencji spowoduje to wzrost kosztów prowadzenia działalności regulowanej, a zatem cen dla odbiorców gazu.

Kalkulacja taryf

Zatwierdzany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki poziom cen i stawek opłat decyduje o możliwości pokrycia kosztów podstawowej działalności PGNiG S.A. Prezes URE, ustalając taryfy na dany okres, bierze pod uwagę inne, niezależne od PGNiG S.A., czynniki zewnętrzne. W dążeniu do ochrony odbiorców, Prezes URE nie uznaje części kosztów prowadzonej działalności za uzasadnione. Jednocześnie Prezes URE nie zawsze akceptuje przyjmowane przez PGNiG S.A. założenia w zakresie głównych czynników kształtujących zmianę kosztów i zakładanego poziomu zysku uwzględniającego ryzyko prowadzonej działalności. W konsekwencji wnioskowane przez PGNiG S.A. poziomy cen i stawek opłat określanych w taryfie często spotykają się z brakiem akceptacji ze strony URE. Zaniżanie cen i stawek opłat taryfowych przekłada się na obniżenie rentowności PGNiG S.A.

W 2011 roku Prezes URE ponownie jednostronnie wydłużył okres obowiązywania taryfy. Zdaniem Spółki, takie działanie Prezesa URE stwarza ryzyko skalkulowania taryfy poniżej kosztów, gdyż nie będą w niej uwzględnione koszty dostawy paliwa gazowego do odbiorcy w okresie, o który Prezes URE przedłuży obowiązywanie taryfy. W konsekwencji, w kolejnych postępowaniach o zatwierdzenie taryfy należy oczekiwać, że czynnik ten może być uwzględniany w kalkulacji taryf. Jednocześnie Prezes URE wydłuża postępowania w sprawie zatwierdzania taryf, co powoduje, że wchodzi one w życie w późniejszych terminach niż wnioskowane przez PGNiG S.A.

Zapotrzebowanie na gaz

Obecnie stosowana metodologia kalkulacji cen i stawek opłat bazuje na planowanych wielkościach, w związku z czym przychody obciążone są ryzykiem prognozowania. Nietrafność oszacowania przez odbiorców zapotrzebowania, przenosząca się na wielkość prognozowanych zakupów i wielkości dostaw, a także wysokość kosztów, które były podstawą do ustalania cen i opłat taryfowych, mogą niekorzystnie wpłynąć na wyniki finansowe. Wzrost zapotrzebowania odbiorców powyżej prognozowanego poziomu oznacza konieczność zakupu gazu ze wszystkich możliwych do zrealizowania (niejednokrotnie droższych) kontraktów.

Ceny zakupu gazu z importu

Ceny gazu z importu ustalane są w USD i EUR oraz kształtowane w oparciu o formuły indeksacyjne oparte na cenach produktów ropopochodnych. Zmiany kursów walutowych oraz produktów ropopochodnych znacząco wpływają na wysokość kosztów pozyskania gazu z importu. Znaczące zmiany cen paliw na rynku międzynarodowym wpływają na zmianę cen zakupu gazu z importu. Dokładna prognoza zmian ceny gazu ziemnego obciążona jest wysokim ryzykiem błędu. Istnieje zagrożenie, że pomimo ustalonych w prawie reguł określających możliwości korekty cen zatwierdzonych na okres obowiązywania taryfy, wzrost cen zakupu gazu z importu może nie być w pełni przeniesiony na wzrost cen sprzedaży gazu dla odbiorców lub zmiany te będą następowały z pewnym opóźnieniem.

Rozdział VI: Poszukiwanie i wydobywanie

Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania oraz wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Segment na swoje potrzeby wykorzystuje pojemności magazynów gazu: PMG Brzeźnica, PMG Daszewo, PMG Strachocina, PMG Swarzów i PMG Bonikowo.

1. Poszukiwanie

W 2011 roku GK PGNiG zajmowała się poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Na obszarach koncesyjnych Grupy Kapitałowej PGNiG zrealizowano 52.838 m wierceń, z czego w kraju 49.248 m, a za granicą (w Danii i Pakistanie) 3.590 m. W ramach prac poszukiwawczych wykonano również 1.489 km sejsmiki 2D, z czego 973 km w kraju i 516 km w Egipcie, oraz sejsmikę 3D na powierzchni 843 km² (w kraju). GK PGNiG współpracowała również z firmami zewnętrznymi na koncesjach należących do tych podmiotów w Polsce i na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Dla odbiorców spoza GK PGNiG, głównie zagranicznych, w poszukiwaniu węglowodorów wykonane zostało 141.153 m wierceń, 6.389 km sejsmiki 2D oraz 1.631 km² sejsmiki 3D, a także usługi w zakresie specjalistycznych serwisów obejmujące m.in. remonty, rekonstrukcje, likwidacje odwiertów i zabiegi intensyfikacyjne. Ponadto GK PGNiG świadczyła usługi w zakresie poszukiwania węgla, rud metali i wód geotermalnych.

1.1. Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2011 roku na obszarach koncesyjnych GK PGNiG w kraju wykonano 49.248 m wierceń (w tym wiercenia wykonane w ramach wspólnych przedsięwzięć). Prace poszukiwawczo-rozpoznawcze w kraju Spółka realizowała na terenie Karpat, Przedgórze Karpat i na Niziu Polskim, zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Prace wiertnicze prowadzone były w 28 otworach: 24 poszukiwawczych i 4 rozpoznawczych (z czego w 1 otworze wiercenie zakończono w 2010 roku, a w 2011 wykonano próby złożowe). Spośród 23 odwiertów o znanych wynikach złożowych (19 poszukiwawczych oraz 4 rozpoznawczych, w tym 1, którego wiercenie zakończono w 2010 roku, a w 2011 wykonano próby złożowe) 11 odwiertów zakwalifikowano jako pozytywne, z tego: 9 gazowych i 2 ropno-gazowe; pozostałych 12 odwiertów było negatywnych.

Na nowych, słabo rozpoznanych obszarach poszukiwawczych w 2011 roku próby złożowe potwierdziły występowanie gazu ziemnego w otworach Piaski-3 (tight gas) na Pomorzu Zachodnim i Lubocino-1 na Pomorzu Wschodnim (shale gas). W otworze poszukiwawczo-badawczym Tymowa-1 w Karpatach nie wykryto przyływu gazu o znaczeniu przemysłowym. W 2011 roku prowadzono ponadto wiercenia głębokich otworów na obszarze Karpat i Przedgórze: wykonano odwiert Kramarzędka-1 oraz rozpoczęto wiercenie otworu Dukla-1.

W 2011 roku na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A. na terenie Karpat, Przedgórze Karpat i na Niziu Polskim prowadzone były prace geofizyczne, w ramach których wykonano 973 km prac sejsmicznych 2D oraz sejsmikę 3D na powierzchni 843 km². Za granicą na koncesji PGNiG S.A. w Egipcie wykonano 516 km prac sejsmicznych 2D.

Stan zasobów wydobywalnych na dzień 31 grudnia 2011 roku wynosił:

- 91,9 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy)
- 21,1 mln ton ropy naftowej.

Wspólne przedsięwzięcia w Polsce

W 2011 roku PGNiG S.A. współpracowała z innymi podmiotami na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A., FX Energy Poland Sp. z o.o. i Aurelian Oil & Gas PLC.

Na koncesjach PGNiG S.A. kontynuowane były prace na obszarach:

- „Płotki” z FX Energy Poland Sp. z o.o.
- „Płotki”-„PTZ” z FX Energy Poland Sp. z o.o. i „Calenergy Resources Poland” Sp. z o.o.
- „Poznań” z FX Energy Poland Sp. z o.o.
- „Bieszczady” z Eurogas Polska Sp. z o.o. i Energia Bieszczady Sp. z o.o.
- „Sieraków” z Orlen Upstream Sp. z o.o.

Działania na koncesjach należących do FX Energy Poland Sp. z o.o. prowadzone były na obszarach:

- „Warszawa-Południe” (bloki 234, 235, 254, 255, 274N) z FX Energy Poland Sp. z o.o.
- „Ostrowiec” (bloki 163 i 164) FX Energy Poland Sp. z o.o.
- „Kutno”(bloki 211, 212, 231 i 232) z FX Energy Poland Sp. z o.o.

Na koncesjach należących do Aurelian Oil & Gas PLC prace prowadzone były na obszarach:

- „Karpaty Zachodnie” z firmą Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółką zależną Aurelian Oil & Gas PLC)
- „Karpaty Wschodnie” z firmą Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółką zależną Aurelian Oil & Gas PLC)

W 2011 roku na obszarach „Płotki” oraz „Płotki”-„PTZ” kontynuowano eksploatację złóż: Roszków na obszarze „Płotki” oraz Zaniemyśl na obszarze „Płotki”-„PTZ”.

Na obszarze „Poznań” w 2011 roku kontynuowano eksploatację złoża gazu ziemnego Środa Wielkopolska i rozpoczęto wydobywanie gazu ziemnego ze złoża Kromolice i Kromolice S. Rozpoczęto również zagospodarowanie nowego złoża gazu ziemnego Winna Góra; podłączenie odwiertu na tym złożu planowane jest na 2012 rok. W roku 2011 odwiertem poszukiwawczym Lisewo-1k odkryto nowe złożo gazu ziemnego Lisewo. Ponadto wykonane zostało wiercenie otworu poszukiwawczego (tight gas) Pławce-2 o głębokości 4.200 m, w którym na 2012 rok planowane jest wykonanie szczelinowania i prób złożowych. W rejonie Żerków-Pleszew w 2011 roku wykonano prace polowe II etapu zdjęcia sejsmicznego 3D i rozpoczęto processing, którego zakończenie przewidziana jest w roku 2012. Na 2012 rok przewidziane jest również wiercenie otworu Komorze-3k oraz rozpoczęcie polowych prac sejsmicznych 3D w rejonie Miłosław.

Na obszarze „Bieszczady” w 2011 roku zakończono wiercenie otworu Niebieszczany-1 o głębokości 4.219 m i przystąpiono do prób złożowych w tym otworze. Wykonano również prace polowe 2D w rejonie Paszowa-Brzegi Dolne oraz dokonano interpretacji geologicznej uzyskanych danych. Ponadto rozpoczęto sejsmiczne prace polowe 2D w rejonie Jaśliska-Baligród oraz polowe prace grawimetryczne w rejonie Hoczew-Lutowiska.

Na obszarze „Sieraków” w 2011 roku odwiercono otwór Sieraków-5. Ze względu na brak przyływu węglowodorów w otworze przystąpiono do prac analitycznych w celu doprecyzowania lokalizacji otworu Sieraków 2, którego wiercenie planowane jest na 2012 rok.

Na obszarze „Warszawa-Południe” na bloku 254 odwiercono otwór Machnatka-2 o głębokości 4.500 m. Z uwagi na brak przyływu węglowodorów otwór zlikwidowano. Na obszarze „Ostrowiec” kontynuowane były prace analityczne, natomiast na obszarze „Kutno” rozpoczęto wiercenie głębokiego otworu poszukiwawczego Kutno-2 o planowanej głębokości 6.450 m.

Na obszarze „Karpaty Wschodnie” w 2011 roku zakończono prace sejsmiczne 2D i processing w rejonie Mszana oraz wykonano nowe zdjęcie sejsmiczne 2D w rejonie Jordanów.

1.2. Prace poszukiwawcze za granicą

W 2011 roku Grupa Kapitałowa PGNiG prowadziła prace na obszarach koncesyjnych w Pakistanie, Danii, Egipcie, Libii i Norwegii, przy czym projekty w Libii i Norwegii były realizowane przez spółki zależne PGNiG S.A.

Pakistan

Prace poszukiwawcze w Pakistanie PGNiG S.A. prowadzi na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar, zawartej 18 maja 2005 roku pomiędzy PGNiG S.A. a rządem Pakistanu. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG S.A. (operator) – 70%, PPL – 30%. W 2011 roku prowadzono rekonstrukcję otworu Hallel-1. Ponadto wykonano przetwarzanie danych sejsmicznych 2D i 3D oraz ich interpretację, której wyniki potwierdziły obecność struktury budującej złożę Rehman.

Dania

Od podpisania umowy cesji udziałów w 2007 roku PGNiG S.A. prowadzi działalność poszukiwawczą na terenie koncesji 1/05 w Danii. Obecnie udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 80%, Nordsøfonden – 20%. W 2011 roku rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego Felsted-1. Wykonane na początku 2012 roku pomiary geofizyczne nie wykazały przemysłowego przyływu węglowodorów. Otwór został zlikwidowany. W związku z negatywnym wynikiem odwiertu PGNiG S.A. podjęła decyzję o nieprzedłużaniu koncesji 1/05 w Danii.

Egipt

W Egipcie PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze na koncesji Bahariya (Blok nr 3) na podstawie umowy EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement) z dnia 17 maja 2009 roku, podpisanej z rządem Egiptu. Spółka posiada 100% udziałów w wymienionej wyżej koncesji. W związku z niestabilną sytuacją polityczną w Egipcie na początku 2011 roku wycofano czasowo polskich pracowników Oddziału PGNiG S.A. w Egipcie, co jednak nie wpłynęło na postęp prac poszukiwawczych. W 2011 roku zostały zakończone połowe badania grawimetryczne wraz z ich interpretacją. Ponadto rozpoczęto realizację zaplanowanych 1.600 km profili 2D, z czego w 2011 roku wykonano 516 km. Wydłużenie procedury administracyjnej w zakresie akceptacji przetargu spowodowało przesunięcie wykonania pozostałej części sejsmiki 2D na następny rok. W 2012 roku planowane jest również przetwarzanie danych sejsmicznych oraz rozpoczęcie prac wiertniczych.

2. Wydobywanie

Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG S.A.: Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku. Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 22 kopalniach (14 gazowych oraz 8 ropno-

gazowych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową w 46 kopalniach (26 gazowych oraz 20 ropno-gazowych i ropnych).

W 2011 roku PGNiG S.A. wydobyla 4,3 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy). Wydobycie ropy naftowej wyniosło 455,3 tys. ton. Wielkość wydobycia PGNiG S.A. w 2011 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Wielkość wydobycia

		Jednostka	2011	2010
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³ *	4 329,4	4 220,4
a	wysokometanowy, w tym	mln m ³	1 616,4	1 605,3
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³	0,0	0,0
	- Oddział w Sanoku	mln m ³	1 616,4	1 605,3
b	zaazotowany, w tym	mln m ³ *	2 713,0	2 615,1
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³ *	2 637,2	2 530,9
	- Oddział w Sanoku	mln m ³ *	75,8	84,2
2	Ropa naftowa	tys. ton	455,3	487,8
	- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	407,3	440,7
	- Oddział w Sanoku	tys. ton	48,0	47,1

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

Na obszarze działania Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku włączono do eksploatacji złoża Jeżowe, Nowosielec i Łękawica, a na obszarze działania Oddziału w Zielonej Górze złoża Elżbieciny, Jabłonna, Jabłonna S, Jabłonna W (zasilające Odazotownię Grodzisk) oraz złoża Sławoborze. Ponadto na obszarze działania Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku podłączono 15 odwiertów na złożach będących już w eksploatacji (Zalesie, Jaśniny, Dzików, Rudka). Łączny przyrost zdolności wydobywczych szacuje się na ok. 46 tys. m³/h gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Ponadto, w ramach współpracy ze spółką FX Energy Poland Sp. z o.o., włączono do eksploatacji złoża Kromolice i Kromolice S o łącznej zdolności wydobywczej ok. 8 tys. m³/h gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

W 2011 roku PGNiG S.A. prowadziła szereg prac dla utrzymania poziomu wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej z eksploatowanych złóż. W celu uzyskania przyrostu wydobycia węglowodorów wykonano 9.846 m wierceń eksploatacyjnych. Przeprowadzono łącznie remonty 36 odwiertów, których stan techniczny nie pozwalał na dalszą eksploatację, z czego w 31 otworach uzyskano przemysłowy przyływ węglowodorów. Z pozostałych 2 odwierty przeznaczono do zatłaczania wód złożowych, a 1 zlikwidowano ze względu na brak przemysłowego przyływu gazu po remoncie. W 2 otworach prace remontowe wykonano na potrzeby PMG. Ponadto w 2011 roku wykonano łącznie 71 obróbek odwiertów (w tym zabiegów intensyfikacyjnych), których celem było głównie utrzymanie lub poprawa zdolności wydobywczych odwiertów eksploatacyjnych lub przywrócenie sprawności technicznej wgłębnym urządzeniom wydobywczym. Obróbki wykonywano również w odwiertach na rzecz PMG oraz w odwiertach do zatłaczania wód złożowych.

W wyniku oczyszczania ropy naftowej do parametrów handlowych uzyskiwane są produkty: kondensat ropny, siarka oraz mieszanina propan-butan. Część wydobywanego gazu zaazotowanego podlega dalszemu przetworzeniu na gaz wysokometanowy w odazotowniach w Odolanowie oraz Grodzisku Wielkopolskim. W wyniku kriogenicznego przetwarzania gazu zaazotowanego Spółka, oprócz gazu wysokometanowego, uzyskuje takie produkty, jak skroplony gaz ziemny LNG, gazowy i ciekły hel oraz ciekły azot. Włączenie do eksploatacji w maju 2011 roku złóż Elżbieciny, Jabłonna,

Jabłonna S oraz Jabłonna W pozwoliło na zwiększenie produkcji Odazotowni Grodzisk do maksymalnych parametrów technologicznych.

Poniższa tabela przedstawia sprzedaż gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż (w tym LNG) oraz sprzedaż ropy naftowej i innych produktów na rzecz odbiorców zewnętrznych w układzie ilościowym. Głównymi odbiorcami gazu ziemnego byli odbiorcy przemysłowi, których udział w wolumenie sprzedaży stanowił 85%.

Sprzedaż podstawowych produktów

	Jednostka	2011	2010
1 Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	681,7	673,8
- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	63,9	53,7
- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	617,8	620,1
2 Ropa naftowa	tys. t.	464,6	499,0
3 Kondensat	tys. t.	2,2	1,9
4 Hel	mln m ³	3,4	3,1
5 Mieszanina propan-butan	tys. t.	20,7	21,0
6 Azot	tys. kg	489,8	783,1
7 Siarka	tys. t.	23,8	25,2

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

W 2011 roku PGNiG S.A. kontynuowała sprzedaż ropy naftowej do Rafinerii Trzebinia S.A. i TOTSA TOTAL OIL TRADING S.A. w ramach umów zawartych w 2009 roku oraz do Rafinerii Nafty Jedlicze S.A. w ramach dziesięcioletniego kontraktu z 2007 roku.

PGNiG S.A. sprzedała poza granice kraju 40% wolumenu ropy naftowej oraz 71% helu. Sprzedaż zagraniczna ropy naftowej prowadzona była poprzez ropociąg „Przyjaźń” do niemieckiej rafinerii, natomiast większość wolumenu helu sprzedano w formie ciekłej zagranicznym odbiorcom hurtowym, którzy dokonują jego dystrybucji w krajach europejskich.

Podziemne magazyny gazu

W 2011 roku segment poszukiwanie i wydobycie na potrzeby wydobycia wykorzystywał pojemności czynne podziemnych magazynów gazu wysokometanowego Brzeźnica, Strachocina i Swarzów oraz magazynów gazu zaazotowanego Daszewo i Bonikowo. Pojemności magazynowe wykorzystywane na potrzeby wydobycia są wyłączone z definicji instalacji magazynowej w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

W 2011 roku PGNiG S.A. zakończyła prace budowlano-montażowe związane z rozbudową PMG Strachocina oraz rozpoczęła badania i analizy w celu określenia parametrów i charakterystyki pracy magazynu.

Na mocy aneksu z dnia 29 grudnia 2011 roku do umowy dofinansowania projektu „Podziemny Magazyn Gazu Strachocina” (w ramach unijnego Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko) okres kwalifikowania wydatków został przedłużony do 30 czerwca 2012 roku. Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobycie na dzień 31 grudnia 2010 roku i 31 grudnia 2011 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobycie w mln m³

Gaz wysokometanowy	2011	2010
Brzeźnica (E)	65,0	65,0
Strachocina (E)	150,0	150,0
Swarzów (E)	90,0	90,0
Gaz zaazotowany		
Daszewo (Ls)	30,0	30,0
Bonikowo (Lw)	200,00	200,00

W listopadzie 2011 roku PGNiG S.A. udostępniła, od początku roku magazynowego 2012/13, pojemności czynne instalacji magazynowych PMG Brzeźnica, PMG Strachocina i PMG Swarzów w ramach usług magazynowych długoterminowych na warunkach przerywanych.

3. Spółki segmentu poszukiwanie i wydobycie

PNiG Jasło Sp. z o.o.

Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o. zajmuje się wykonywaniem otworów geologiczno-poszukiwawczych i eksploatacyjnych, przeprowadzaniem rekonstrukcji i likwidacji odwiertów oraz świadczeniem usług specjalistycznych serwisów wiertniczych w zakresie usług cementacyjnych, płuczkowych, zbrojenia odwiertów oraz aparatury kontrolno-pomiarowej na wiertniach.

W 2011 roku PNiG Jasło Sp. z o.o. prowadziła prace głównie w kraju. Sprzedaż spółki wyniosła 301,6 mln zł, z czego przychody z usług wykonanych na rzecz GK PGNiG stanowiły 72%. Na rzecz podmiotów GK PGNiG spółka prowadziła prace w zakresie usług wiertniczych w odwiertach poszukiwawczo-rozpoznawczych i eksploatacyjnych oraz prace serwisów specjalistycznych. Dla odbiorców zewnętrznych w Polsce spółka wykonywała m.in. wiercenia otworów naftowych, wiercenie otworu geotermalnego oraz prace serwisów cementacyjnego i Datawell. Na rynkach zagranicznych spółka zakończyła wiercenie otworów w ramach rozbudowy podziemnego magazynu gazu w Czechach (w konsorcjum z PNiG Kraków Sp. z o.o.) oraz prace rekonstrukcyjne w Rosji. Ponadto w kilku krajach Europy spółka świadczyła usługi serwisów specjalistycznych.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	301,6	241,6
Zysk/strata netto	mln zł	2,0	8,1
Kapitał własny	mln zł	141,2	142,7
Aktywa ogółem	mln zł	279,9	245,8
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	917	925

Z początkiem 2012 roku PNiG Jasło Sp. z o.o. została przekształcona w spółkę akcyjną. W 2012 roku w kraju spółka będzie kontynuowała prace dla GK PGNiG, która pozostanie głównym odbiorcą usług świadczonych przez spółkę, oraz dodatkowo dla podmiotów zewnętrznych: Termo-Glob Sp. z o.o., Vabush Energy Sp. z o.o. i innych. Za granicą, po ustabilizowaniu się sytuacji politycznej w Libii, spółka zamierza kontynuować prace na rynku libijskim. Ponadto, dla firm spoza GK PGNiG, na

rynkach zagranicznych w 2012 roku spółka m.in. będzie kontynuowała prace serwisu Datawell na Ukrainie, prace rekonstrukcyjno-wiertnicze na Litwie oraz usługi serwisu cementacyjnego w Rosji.

GK PNiG Kraków

Grupa Kapitałowa PNiG Kraków obejmuje Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. oraz jej spółki zależne: Oil Tech International - F.Z.E. i Poltava Services LLC. Poltava Services LLC została powołana w 2011 roku na Ukrainie. Podstawowym przedmiotem działalności PNiG Kraków Sp. z o.o. są wiercenia geologiczne, poszukiwawcze i eksploatacyjne, rekonstrukcje otworów wiertniczych oraz usługi serwisowe związane z wierceniem otworów, ich opróbowaniem i eksploatacją. Spółka świadczy również usługi w zakresie hotelarstwa, gastronomii, wynajmu i szkoleń. Spółka Oil Tech International - F.Z.E. świadczy usługi w zakresie wynajmu załóg wiertniczych, materiałów, maszyn i urządzeń. Spółka Poltava Services LLC świadczy m.in. usługi wiertnicze oraz usługi wynajmu załóg wiertniczych.

W roku 2011 GK PNiG Kraków osiągnęła 421,1 mln zł przychodów ze sprzedaży, z czego 69% uzyskano ze sprzedaży usług dla klientów spoza GK PGNiG. 96% przychodów od kontrahentów zewnętrznych stanowił eksport. Za granicą GK PNiG Kraków kontynuowała prace wiertnicze w Kazachstanie, Ugandzie, Pakistanie, na Ukrainie i w Czechach. W 2011 roku spółka zakończyła kontrakt w Mozambiku, w ramach którego odwiercono 4 otwory. Ponadto na rzecz zewnętrznych kontrahentów grupa świadczyła usługi wynajmu załóg wiertniczych oraz sprzętu wiertniczego w Zjednoczonych Emiratach Arabskich. Na rynku krajowym spółka wykonywała głównie wiercenia poszukiwawczo-rozpoznawcze i eksploatacyjne dla PGNiG S.A.

Podstawowe dane o grupie

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	421,1	362,0
Zysk/strata netto	mln zł	17,0	16,8
Kapitał własny	mln zł	174,6	174,3
Aktywa ogółem	mln zł	497,7	392,5
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 226	1 182

Strategicznym rynkiem dla GK PNiG Kraków jest region Afryki Wschodniej. W 2012 roku kontynuowany będzie kontrakt w Ugandzie. Grupa będzie kontynuowała również świadczenie usług wiertniczych w Kazachstanie, Pakistanie, na Ukrainie i w Czechach. Ponadto grupa planuje rozszerzenie działalności wiertniczej na rynku polskim. W tym celu spółka dokonała zakupu nowoczesnego urządzenia Drillmec 2000 HP wyposażonego w tzw. „walking system”, umożliwiającą wykonywanie wielu głębokich odwiertów z jednej lokalizacji.

PNiG NAFTA Sp. z o.o.

Podstawowym przedmiotem działalności spółki Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA jest poszukiwanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego głównie w zakresie projektowania, wykonania i dokumentowania wiertniczych otworów badawczych, rozpoznawczych, poszukiwawczych oraz eksploatacyjnych. Spółka zajmuje się również wierceniami otworów na potrzeby podziemnych magazynów węgłowodórów, likwidacją otworów na wyeksploatowanych złożach, rekonstrukcją otworów będących w eksploatacji oraz prowadzi działalność pomocniczą świadczoną przez warsztat naprawczy sprzętu wiertniczego i bazę magazynową.

W 2011 roku spółka świadczyła usługi głównie na terenie kraju, zarówno dla GK PGNiG, jak i dla odbiorców zewnętrznych. Przychody ze sprzedaży w 2011 roku wyniosły 301,7 mln zł, z czego 53%

uzyskano z realizacji usług dla GK PGNiG. Prace wiertnicze na rynku krajowym obejmowały głównie wiercenia poszukiwawcze i rekonstrukcje odwiertów na rzecz PGNiG S.A., prace wiertnicze dla FX Energy Poland Sp. z o.o. oraz wiercenia otworów dla firm poszukujących niekonwencjonalnych złóż gazu: Energia Zachód Sp. z o.o., Saponis Investments Sp. z o.o., Talisman Energy Polska Sp. z o.o. i Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. W ramach kontraktów zagranicznych realizowano wiercenia otworów w Egipcie oraz w Danii.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	301,7	296,4
Zysk/strata netto	mln zł	15,6	14,0
Kapitał własny	mln zł	201,1	192,5
Aktywa ogółem	mln zł	358,9	321,1
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	860	799

W 2012 roku PNiG NAFTA Sp. z o.o. na rynku krajowym zamierza kontynuować wiercenia dla PGNiG S.A. oraz dla inwestorów spoza GK PGNiG, posiadających koncesje na poszukiwanie węglowodorów w Polsce: FX Energy Sp. z o.o., Talisman Energy Polska Sp. z o.o. i Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. Za granicą spółka planuje kontynuację prac wiertniczych w Egipcie.

GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.

GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. świadczy usługi geofizyczne w zakresie prac sejsmiki polowej z użyciem źródeł wzbudzania wibratorowego i dynamitowego metodą 2D i 3D, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych z pomiarów geofizycznych, wykonywania pomiarów, zabiegów i prac specjalnych w otworach wiertniczych, interpretacji, perforacji oraz usług sejsmometrii wiertniczej.

W 2011 roku GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. osiągnęła 247,3 mln zł przychodów ze sprzedaży, z czego 53% stanowiła sprzedaż dla odbiorców spoza GK PGNiG. 87% przychodów stanowiła sprzedaż dla odbiorców w kraju. Zewnętrzni kontrahenci, dla których spółka realizowała prace z zakresu sejsmiki polowej to w Polsce głównie RWE Dea AG S.A., Oculis Energy i Orlen Upstream Sp. z o.o., a za granicą OMV Exploration & Production GmbH w Austrii. Ponadto na rynkach zagranicznych spółka wykonywała usługi geofizyki wiertniczej na Słowacji. Dla GK PGNiG spółka realizowała pełny zakres usług.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	247,3	224,3
Zysk/strata netto	mln zł	8,9	1,9
Kapitał własny	mln zł	102,5	97,7
Aktywa ogółem	mln zł	236,5	221,1
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 604	1 517

W 2012 roku na rynku krajowym spółka będzie realizowała usługi sejsmiczne 2D i 3D dla GK PGNiG oraz dla Aurelian Oil & Gas PLC. Za granicą kontynuowany będzie kontrakt w Austrii dla OMV

Exploration & Production GmbH. Po unormowaniu się sytuacji politycznej w Libii i Pakistanie spółka planuje również realizację usług na tych rynkach.

GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.

GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o. zajmuje się świadczeniem usług geofizycznych w zakresie badań sejsmicznych, począwszy od projektowania i akwizycji danych, poprzez ich cyfrowe przetwarzanie, do kompleksowej interpretacji geofizyczno-geologicznej włącznie. Ponadto spółka świadczy usługi z zakresu pomiarów geofizycznych i zabiegów w otworach oraz ich interpretacji. Spółka oferuje również płytkie badania geofizyczne w ramach ochrony środowiska, geologii i hydrogeologii, a także projektuje i wykonuje głębokie uziomy anodowe do ochrony katodowej.

W 2011 roku GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o. osiągnęła 371,1 mln zł przychodów ze sprzedaży. Przychody z usług wykonanych dla klientów spoza GK PGNiG stanowiły 70% całkowitej sprzedaży, z czego 70% uzyskano w kraju. W 2011 roku spółka kontynuowała prace dla Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o., ExxonMobile Usługi Sp. z o.o. i FX Energy Poland Sp. z o.o., głównie w zakresie akwizycji, a ponadto wykonywała przetwarzanie i interpretację danych sejsmicznych 2D i 3D. Usługi wykonanych dla podmiotów GK PGNiG obejmowały akwizycję, przetwarzanie i interpretację danych sejsmicznych oraz prace geofizyki otworowej. Na rynkach zagranicznych spółka wykonywała usługi niemal wyłącznie dla podmiotów zewnętrznych. Prace obejmowały przede wszystkim akwizycję danych sejsmicznych 2D i 3D i prowadzone były w Niemczech, Indiach i Egipcie.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	371,1	302,0
Zysk/strata netto	mln zł	21,3	22,0
Kapitał własny	mln zł	187,9	177,3
Aktywa ogółem	mln zł	253,5	235,0
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 881	1 630

W 2012 roku na rynku krajowym GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o. zamierza kontynuować prace w zakresie akwizycji, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych 2D i 3D, jak również geofizyki wiertniczej i sejsmiki otworowej głównie dla GK PGNiG, a poza GK PGNiG – dla FX Energy Poland Sp. z o.o., BNK Petroleum i DPV Service Sp. z o.o. Za granicą natomiast kontynuowane będą prace z zakresu akwizycji danych sejsmicznych w Egipcie, w Niemczech i w Indiach oraz na nowym dla spółki rynku - na Węgrzech. Ponadto planowane jest pozyskanie nowych odbiorców prac geologiczno-wiertniczych. .

PN „Diament” Sp. z o.o.

Podstawowym przedmiotem działalności spółki Poszukiwania Naftowe „Diament” Sp. z o.o. jest świadczenie usług w zakresie specjalistycznych serwisów wiertniczych obejmujących wiercenia otworów, remonty i likwidacje odwiertów, opróbowania odwiertów i pomiary wgłębne, zabiegi intensyfikacyjne i inne z użyciem coiled tubinga i urządzenia azotowego, zbrojenia otworów i opróbowania próbnikami złoża oraz prace w zakresie serwisu płuczek wiertniczych. Spółka prowadzi również działalność związaną z budownictwem ogólnym i drogowym.

W 2011 roku PN „Diament” Sp. z o.o. osiągnęła 206,4 mln zł przychodów ze sprzedaży, z czego sprzedaż dla GK PGNiG stanowiła 53%. Na rzecz GK PGNiG spółka wykonywała wiercenia otworów badawczych, rekonstrukcje, remonty i likwidacje odwiertów oraz szereg prac specjalistycznych, m.in.

prace w zakresie płuczek wiertniczych, opróbowania i zbrojenia odwiertów oraz zabiegi przy użyciu coiled tubing i urządzenia azotowego. Dla odbiorców zewnętrznych prowadzono głównie wiercenia otworów badawczych, w ramach których wykonano m.in. 12 odwiertów na obszarze koncesyjnym złóż miedzi dla KGHM Polska Miedź S.A. oraz szereg prac serwisowych. Ponadto spółka świadczyła usługi związane z budownictwem ogólnym: konstrukcje ziemne i drogowe oraz usługi związane z budową i rekultywacją składowisk odpadów. Usługi te spółka świadczyła głównie na rzecz kontrahentów spoza GK PGNiG.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	206,4	154,4
Zysk/strata netto	mln zł	9,9	7,3
Kapitał własny	mln zł	103,3	99,8
Aktywa ogółem	mln zł	151,8	135,3
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	707	674

W 2012 roku na rzecz GK PGNiG spółka PN „Diament” Sp. z o.o. planuje wykonanie szeregu wierceń, rekonstrukcji i likwidacji odwiertów oraz prac serwisowych, jak również kontynuację prac budowlanych przy budowie ekspedytu ropy naftowej Barnówko. W ramach prac dla zewnętrznych kontrahentów spółka planuje wiercenia 11 otworów dla KGHM Polska Miedź S.A. oraz przygotowanie placu wiertni Stare Miasto i Kamionka dla DrillTec GUT GmbH Grossbohr und Umwelttechnik.

ZRG Krosno Sp. z o.o.

Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. jest specjalistyczną firmą serwisową górnictwa otworowego. Zakres prowadzonej działalności obejmuje głównie usługi w odwiertach, a w szczególności rekonstrukcje odwiertów ropnych i gazowych, płytkie wiercenia, rdzeniowanie, likwidacje odwiertów, infrastruktury i dołów urobkowych oraz innych skutków działalności górnictwa otworowego. Spółka świadczy również szeroki zakres prac w zakresie specjalistycznych serwisów intensyfikacji wydobywania, pomiarowych i laboratoryjnych.

W 2011 roku ZRG Krosno Sp. z o.o. osiągnęła 71,5 mln zł przychodów ze sprzedaży, z czego 74% stanowiła sprzedaż dla GK PGNiG. Odbiorcami usług spółki były przede wszystkim krajowe oddziały PGNiG S.A., dla których ZRG Krosno Sp. z o.o. wykonywała prace w odwiertach: rekonstrukcje, obróbki, zabiegi intensyfikacyjne i pomiary parametrów złożowych. Prace dla kontrahentów spoza GK PGNiG realizowane były głównie na terenie kraju. Spółka wykonała m.in. wiercenie otworu węglowego o głębokości 1.400 m dla NWR KARBONIA Sp. z o.o. Ponadto spółka wykonywała intensyfikacje wydobywania i pomiary parametrów złożowych na rzecz „RWE” DEA AG. S.A. i „Park Wodny Bania” Sp. z o.o. w kraju oraz dla „RWE” Gas Storage s.r.o. w Czechach i „NAFTA a.s.” w Słowacji.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	71,5	91,4
Zysk/strata netto	mln zł	1,4	0,1
Kapitał własny	mln zł	42,6	41,1
Aktywa ogółem	mln zł	58,7	58,7
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	395	431

W 2012 roku spółka będzie kontynuowała prace rekonstrukcyjne, intensyfikacyjne i pomiary parametrów złożowych dla odbiorców krajowych. W 2012 roku spółka będzie również kontynuowała wiercenia otworów węglowych dla firmy NWR KARBONIA Sp. z o.o. w kraju, jak również prace intensyfikacyjne przy zastosowaniu urządzenia coiled tubing w kolejnych odwiertach w Czechach. Ponadto w Czechach Spółka będzie realizowała kontrakt na likwidację 27 odwiertów.

PGNiG Norway AS

PGNiG Norway AS została powołana do realizacji na Norweskim Szelfie Kontynentalnym projektu, którego celem jest zwiększenie wydobywalnych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego poza granicami Polski. Podstawowym zadaniem spółki PGNiG Norway AS jest poszukiwanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Spółka posiada prekwalfikację norweskich władz do pełnienia roli operatora.

PGNiG Norway AS, wspólnie z partnerami, prowadzi na Norweskim Szelfie Kontynentalnym projekt zagospodarowania złóż Skarv, Snadd i Idun. Udziały w złożach wynoszą: PGNiG Norway AS – 12%, British Petroleum – 24% (operator), Statoil – 36% oraz E.ON Ruhrgas – 28%.

Projekt Skarv jest jednym z największych projektów inwestycyjnych prowadzonych w Norwegii. W ramach projektu zostanie wykonanych 17 odwiertów, w tym 7 do eksploatacji ropy, 6 – gazu ziemnego i 4 odwierty iniekcyjne (do zatłaczania). W późniejszej fazie odwierty iniekcyjne zostaną przekształcone w gazowe otwory eksploatacyjne w celu pełnego wyeksploatowania złoża. Eksploatacja złoża Skarv odbywać się będzie przy użyciu pływającej jednostki wydobywczej, magazynowania i załadunku (FPSO) z wieżą wyciągową.

Platforma jest największą na świecie jednostką FPSO, operującą w trudnych warunkach pogodowych. Została ona zbudowana w Korei Południowej i w 2011 roku przetransportowana do Norwegii. Po wykonaniu w stoczni prac wykończeniowych oraz testów instalacji jednostkę zakotwiczone na pełnym morzu, bezpośrednio nad złożem Skarv, i dokonano instalacji wszystkich podmorskich struktur na złożach Skarv i Idun (płyty fundamentowe, gazociągi itp.). Z uwagi na opóźnienie instalacji przewodów produkcyjnych wynikające z trudnych warunków pogodowych rozpoczęcie wydobycia uległo przesunięciu na II kwartał 2012 roku.

19 października 2011 roku PGNiG Norway AS podpisała z firmą Shell International Trading and Shipping Company Ltd. („Shell”) umowę sprzedaży ropy naftowej, zgodnie z którą PGNiG Norway AS sprzeda spółce Shell swoją część wydobycia ropy naftowej ze złoża Skarv. Umowa zawarta została na czas nieokreślony i wchodzi w życie w miesiącu, w którym rozpocznie się wydobycie ze złoża. Minimalny okres obowiązywania umowy wynosi 12 miesięcy.

W 2011 roku w wyniku rozstrzygnięcia 21. rundy koncesyjnej PGNiG Norway AS objęła:

- 20% udziałów w koncesji PL599; operatorem na tej koncesji została spółka BG Norge AS (40% udziałów)

- 30% udziałów w koncesji PL600; operatorem na tej koncesji została spółka Dana Petroleum (70% udziałów).

Ponadto w 2011 roku PGNiG Norway AS zakupiła dodatkowe 15% udziałów w koncesji PL558 od Nexen Exploration Norge AS. Po tej transakcji udział PGNiG Norway AS w wyżej wymienionej koncesji wzrósł do 30%.

W 2011 roku wykonany został odwiert rozpoznawczy na odkrytym w 2010 roku złożu Snadd North. Natomiast ze względu na negatywny wynik odwiertu poszukiwawczego na koncesji PL419 oraz małą przepuszczalność skał, w których zgromadzony jest gaz odkryty na koncesji PL326 (złoże Gro), odstąpiono od dalszych prac na tych koncesjach.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	0,0	0,0
Zysk/strata netto	mln zł	-131,6	-76,8
Kapitał własny	mln zł	291,0	314,2
Aktywa ogółem	mln zł	4 661,4	3 424,1
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	23	22

W wyniku rozstrzygnięcia rundy koncesyjnej w lutym 2012 roku PGNiG Norway AS objęła:

- 50% udziałów i operatorstwo w koncesji PL648S
- 20% udziałów w koncesji PL646; operatorem na tej koncesji jest Wintershall Norge AS (40% udziałów)
- 30% udziałów w koncesji PL350B; operatorem na tej koncesji jest E.ON Ruhrgas Norge AS (40% udziałów).

W 2012 roku PGNiG Norway przewiduje rozpoczęcie wydobywania ze złoża Skarv. Wydobyta ropa naftowa sprzedawana będzie bezpośrednio z platformy i transportowana przez kontrahenta za pośrednictwem operującego wahadłowo zespołu tankowców. Gaz natomiast przesyłany będzie poprzez gazociąg Gassled Area B System do lądowego terminalu w Kårsto, skąd gazociągiem Gassled Area D System - do Niemiec. Ponadto w 2012 roku spółka będzie kontynuowała prace rozpoznawcze na złożu Snadd North. Spółka planuje również pozyskanie nowych obszarów koncesyjnych poprzez udział w corocznych rundach koncesyjnych lub akwizycję od innych podmiotów.

POGC-Libya B.V.

Podstawowym przedmiotem działalności Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. jest poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów w Libii. Spółka prowadzi prace poszukiwawcze na koncesji numer 113 zlokalizowanej w basenie naftowym Murzuq na podstawie umowy EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement) z dnia 25 lutego 2008 roku zawartej z rządem Libii.

W 2011 roku spółka uzyskała zgodę National Oil Corporation na realizację dwóch odwiertów poszukiwawczych na terenie koncesji, w tym jedną zgodę warunkową. Ponadto złożone zostały dwa kolejne projekty wierceń do akceptacji przez NOC. Do lutego 2011 roku spółka wykonała akwizycję 3.000 km profili 2D oraz 1.087 km² profili 3D i szereg analiz geologicznych. Rozpoczęto przygotowania do wiercenia.

W związku z wybuchem wojny domowej w lutym 2011 roku wycofano z Libii wszystkich, poza miejscowymi, pracowników POGC-Libya B.V. W marcu 2011 roku spółka złożyła do National Oil Corporation informację o zaistnieniu siły wyższej. Złożenie informacji o sile wyższej spowodowało

zawieszenie realizacji umowy EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement) do chwili ustąpienia sytuacji, będącej podstawą złożenia tego oświadczenia. W październiku 2011 roku wojna domowa w Libii zakończyła się i spółka wznowiła pracę biura dla pracowników lokalnych.

W 2011 roku, spółka we współpracy z PGNiG S.A. zakończyła w Polsce interpretację geologiczną danych sejsmicznych 2D oraz przygotowała projekt akwizycji na pozostałą do zrealizowania drugą fazę zdjęcia 3D.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	0,0	0,0
Zysk/strata netto	mln zł	-20,7	-55,3
Kapitał własny	mln zł	47,6	54,8
Aktywa ogółem	mln zł	52,9	64,8
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	36	37

W 2012 roku POGC-Libya B.V. planuje powrót do Libii pozostałych pracowników, a po ustabilizowaniu się sytuacji w zakresie bezpieczeństwa w rejonie koncesji spółka planuje przywrócenie realizacji umowy EPSA. Po wznowieniu wyżej wymienionej umowy spółka rozpocznie wiercenie otworów poszukiwawczych w drugim półroczu 2012 roku i akwizycję danych 3D drugiej fazy. W przypadku uzyskania pozytywnych wyników wierceń planowane jest rozpoczęcie prac rozpoznawczych. W związku ze spodziewanym otwarciem Libii na inwestorów zagranicznych Spółka będzie ubiegała się o nowe koncesje poszukiwawcze i wydobywcze.

4. Planowane działania

Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2012 roku PGNiG S.A. planuje prowadzenie prac poszukiwawczych geofizycznych i wiertniczych obejmujących kilkadziesiąt obiektów poszukiwawczych rozmieszczonych na obszarze Karpat, Przedgórze Karpat i Niziu Polskiego. Działania te prowadzone będą zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami zagranicznymi. W ramach wyżej wymienionych działań przewiduje się m.in. realizację zadań pozwalających otworzyć nowe, słabo rozpoznane obszary poszukiwań, w tym pod kątem niekonwencjonalnych złóż shale oil/gas i tight gas. Planuje się m.in. rozwiercanie struktury Lubocino, odkrytej otworem badawczym Lubocino-1. Planuje się rozpoczęcie wiercenia otworów Opalino-2, Lubocino-2h, Miłowo-1 i Mirowo-2 (Pomorze) oraz Lubycza Królewska (Lubelszczyzna). Na obszarze Karpat i Przedgórze planuje się zakończenie wiercenia głębokiego odwiertu Dukla-1 oraz próby złożowe w odwiercie Kramarzówka-1.

Prace poszukiwawcze za granicą

W 2012 roku PGNiG S.A. kontynuować będzie prace poszukiwawcze w Egipcie. W Danii, z uwagi na negatywny wynik odwiertu poszukiwawczego Felsted-1, PGNiG S.A. podjęła decyzję o nieprzedłużaniu koncesji 1/05. W Pakistanie zostanie rozpoczęta próbna eksploatacja odwiertów Hallel-1 i Rehman-1. W Norwegii PGNiG Norway będzie kontynuowała prace rozpoznawcze na złożu Snadd North. POGC-Libya B.V. planuje przywrócenie realizacji umowy EPSA w Libii. Po wznowieniu wyżej wymienionej umowy spółka rozpocznie wiercenie otworów poszukiwawczych w drugim półroczu 2012 roku i akwizycję danych 3D drugiej fazy. W przypadku uzyskania pozytywnych wyników wierceń planowane jest rozpoczęcie prac rozpoznawczych.

Wydobycie gazu ziemnego

GK PGNiG realizuje program inwestycyjny mający na celu osiągnięcie w dłuższej perspektywie wzrostu zdolności wydobywczych gazu ziemnego. W ramach programu planuje się m.in. zagospodarowanie nowych złóż i odwiertów, modernizację i rozbudowę istniejących kopalni gazu ziemnego oraz budowę nowych i rozbudowę już istniejących podziemnych magazynów gazu.

W 2012 roku GK PGNiG planuje wydobycie na poziomie ok. 4,7 mld m³ gazu w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³, z tego 4,4 mld m³ ze złóż w kraju oraz 0,2 mld m³ na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i 0,1 mld m³ w Pakistanie. W II kwartale 2012 roku GK PGNiG rozpocznie wydobycie ze złoża Skarv. Przesunięcie terminu rozpoczęcia wydobywania, planowanego wcześniej na drugie półrocze 2011 roku, spowodowane zostało opóźnieniem instalacji przewodów produkcyjnych z uwagi na trudne warunki pogodowe na Morzu Norweskim. W kraju w 2012 roku przewiduje się m.in. włączenie do eksploatacji odwiertów na już eksploatowanych złożach Bogdaj-Uciechów, Jarocin, Rudka i Pruchnik oraz nowych złóż: Góra Ropczycka, Ryłowa-Rajsko, Lubliniec o łącznych zdolnościach wydobywczych ok. 18,5 tys. m³/h.

Wydobycie ropy naftowej

W 2012 roku GK PGNiG planuje wydobycie 660 tys. ton ropy naftowej, tego 480 tys. ton ze złóż krajowych i 180 tys. ton na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.. Na terenie kraju przewiduje się podłączenie kolejnych trzech odwiertów na złożu Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB).

5. Ryzyka poszukiwania i wydobywania

Odkrycia i szacowanie zasobów

Działalność poszukiwawcza obarczona jest przede wszystkim ryzykiem braku odkrycia złoża, tzw. ryzykiem poszukiwawczym. Oznacza to, iż nie w każdym zidentyfikowanym potencjalnym obiekcie złożowym istnieje nagromadzenie węglowodorów spełniające kryteria definicji złoża. Istnienie nagromadzenia węglowodorów uzależnione jest od spełnienia szeregu warunków geologicznych. Ponadto ilość i jakość nagromadzonych węglowodorów mogą być inne od szacowanych. W sytuacji, gdy wyniki zakończonej sukcesem działalności poszukiwawczej w postaci udokumentowanych nowych zasobów nie zrównoważą wydobywania z obecnych złóż, udokumentowane zasoby wydobywalne w złożach PGNiG S.A. będą zmniejszać się wraz z ich postępującą eksploatacją.

Wielkości zasobów i prognozy wydobywania są obarczone błędami wynikającymi z niedoskonałości sprzętu oraz technologii, które wpływają na jakość uzyskiwanych informacji geologiczno-złożowych. Niezależnie od stosowanych metod, dane w zakresie ilości i jakości ekonomicznie opłacalnych do eksploatacji zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej mają zawsze charakter szacunkowy. Rzeczywista produkcja, przychody i koszty w odniesieniu do złóż mogą różnić się w poważnym stopniu od dokonanych szacunków. Powyższe ryzyko ma szczególne znaczenie z tego względu, że w cyklu produkcji ze złoża okres od rozpoczęcia poszukiwania do udostępnienia złoża do eksploatacji trwa 6-8 lat, a wydobywanie z tego złoża zamyka się w okresie 10-40 lat. Określone w trakcie dokumentowania parametry złóż są weryfikowane podczas eksploatacji. Każda ujemna korekta wielkości zasobów czy wielkości wydobywania może prowadzić do zmniejszenia przychodów, a przez to wpłynąć negatywnie na wyniki ekonomiczne PGNiG S.A.

Poszukiwanie niekonwencjonalnych złóż gazu

Ryzykiem związanym z poszukiwaniem niekonwencjonalnych złóż gazu w Polsce jest brak potwierdzonych zasobów gazu łupkowego (shale gas) oraz gazu zaciśniętego (tight gas). W przypadku potwierdzenia występowania zasobów geologicznych istnieje ryzyko, że eksploatacja będzie

nieopłacalna z powodu niewystarczającego poziomu wydobycia gazu oraz wysokich nakładów inwestycyjnych na wiercenia otworów i budowę kopalni. Ponadto istotnym czynnikiem jest utrudniony dostęp do obszarów występowania niekonwencjonalnych złóż gazu, ze względu na przepisy prawa w zakresie ochrony środowiska oraz możliwości uzyskania zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

Konkurencja

Zarówno w kraju, jak i za granicą istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż. Niektórzy konkurenci PGNiG S.A., zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową oraz większe niż PGNiG S.A. zasoby finansowe. W rezultacie istnieje prawdopodobieństwo, że firmy te przystąpią do przetargów i będą w stanie nabyć koncesje o dobrych perspektywach poszukiwawczych, oferując lepsze warunki, niż pozwalają na to zasoby finansowe i ludzkie PGNiG S.A. Przewaga ta jest szczególnie istotna na arenie międzynarodowej.

Opóźnienia prac

Uzyskanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, przy uwzględnieniu przepisów prawa krajowego, trwa od jednego do półtora roku. W działalności zagranicznej okres oczekiwania na ratyfikowanie kontraktu po wygraniu przetargu na koncesje może trwać nawet dwa lata. Ponadto przed rozpoczęciem prac terenowych Spółka jest zobowiązana m.in. do uzyskania podstaw formalno-prawnych na wejście w teren, spełnienia wymogów w dziedzinie ochrony środowiska i niekiedy ochrony stanowisk archeologicznych oraz przeprowadzania przetargów na wykonawcę prac, co powoduje, że do momentu podpisania umowy z wykonawcą upływa kolejnych kilka miesięcy. Nierzadkie są również przypadki długiego oczekiwania na odprawy celne importowanego sprzętu. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych.

Przeszkody w aspekcie formalno-prawnym, niezależne od PGNiG S.A., są związane między innymi z:

- brakiem lub zmianą uchwalonych Miejscowych Planów Zagospodarowania Przestrzennego przez jednostki samorządu terytorialnego
- problemami z wprowadzeniem inwestycji do MPZP
- uzyskiwaniem decyzji administracyjnych (w tym środowiskowych) lub innych formalno-prawnych (pozwolenie na budowę)
- zmianami aktualnej koncepcji projektu inwestycyjnego
- trudnościami z uzyskiwaniem zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

Są to czynniki istotnie opóźniające działania inwestycyjne i wejście w teren z pracami budowlanymi. Ponadto obowiązek stosowania przez PGNiG S.A. ustawy Prawo zamówień publicznych często wpływa na wydłużenie procedury przetargowej. Odwołania lub skargi oferentów skutkują długotrwałym postępowaniem sądowym, co w konsekwencji powoduje opóźnienie realizacji całego projektu inwestycyjnego. Przedłużający się proces inwestycyjny zwiększa ryzyko związane z szacowaniem nakładów na prace inwestycyjne.

Koszty prac poszukiwawczych

Na kapitałochłonność prac poszukiwawczych mają wpływ ceny nośników energii oraz materiałów. Koszty prac poszukiwawczych są szczególnie wrażliwe na poziom cen stali, które przekładają się na ceny rur okładzinowych i wydobywczych, stosowanych w pracach wiertniczych. Wzrost cen energii i materiałów powoduje wzrost kosztów prac poszukiwawczych. Istotny wpływ na rentowność zagranicznych projektów poszukiwawczych mają ceny produktów ropopochodnych oraz wahania kursów walutowych. W 2011 roku PGNiG S.A. wprowadziła system Daily Rate przy wyborze wykonawców prac wiertniczych. System powinien zapewnić obniżenie kosztów tych prac.

Przepisy w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia

Dostosowanie do regulacji ochrony środowiska w Polsce i za granicą może znacząco zwiększyć koszty działalności PGNiG S.A. Aktualnie PGNiG S.A. ponosi znaczne nakłady kapitałowe i koszty w celu dostosowania swojej działalności do coraz bardziej skomplikowanych i wymagających regulacji odnoszących się do ochrony zdrowia i bezpieczeństwa oraz ochrony środowiska naturalnego. Ustawa z dnia 18 maja 2005 roku o zmianie ustawy Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 113, poz. 954 z dnia 27 czerwca 2005 roku) spowodowała zaostrzenie przepisów ograniczających realizację przedsięwzięcia mogącego mieć wpływ na obszar Natura 2000 oraz zwiększyła wymagania w dziedzinie ochrony środowiska naturalnego w zakresie wchodzenia na tereny występowania chronionych gatunków roślin oraz siedlisk chronionych zwierząt. Również w krajach, gdzie PGNiG S.A. prowadzi działalność poszukiwawczą, widoczna jest tendencja do zaostrzania przepisów związanych z ochroną środowiska.

Wykwalifikowana kadra

Obecność firm zagranicznych na polskim rynku nasiliła zjawisko przejmowania przez nie wysoko wyspecjalizowanych pracowników o dużym doświadczeniu zawodowym. Ryzyko to jest wysokie zwłaszcza w przypadku specjalistów z dziedziny poszukiwania złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. W krajach, gdzie PGNiG S.A. prowadzi działalność, występują trudności w naborze wysoko wykwalifikowanej kadry.

Nieprzewidziane zdarzenia

Ekspluatowane przez PGNiG S.A. złoża węglowodorów znajdują się często na dużych głębokościach, co związane jest z występowaniem w nich bardzo wysokich ciśnień, dodatkowo wiele złóż w składzie chemicznym zawiera siarkowodór. Powyższe czynniki stanowią podwyższone ryzyko wystąpienia erupcji lub wycieku węglowodorów, co z kolei może powodować zagrożenie dla ludzi (pracowników i okolicznych mieszkańców) i środowiska naturalnego, a także urządzeń produkcyjnych.

Zmiany prawne

W niektórych krajach następują częste i niespodziewane zmiany przepisów prawnych, które powodują utrudnienia w działalności poszukiwawczej. Może to być szczególnie niebezpieczne w krajach, gdzie zmiany prawa podporządkowane są decyzjom autorytarnych rządów.

Sytuacja polityczno-gospodarcza

W państwach, w których PGNiG S.A. prowadzi działalność poszukiwawczą, istnieje ryzyko konfliktów zbrojnych oraz ataków terrorystycznych, których efektem może być ograniczenie, zawieszenie lub zaprzestanie działalności poszukiwawczo-wydobywczej.

W rejonach działalności PGNiG S.A. istnieje także ryzyko destabilizacji społecznej i politycznej. Zmiany ekip rządzących mogą doprowadzić do wstrzymywania wydawania zezwoleń przez administrację rządową odnośnie działalności naftowej. Ponadto w krajach tych istnieje ryzyko wybuchu konfliktów wewnętrznych i niepokojów społecznych spowodowane złą sytuacją socjalną i demograficzną ludności zamieszkującej te państwa. W przypadku wystąpienia tych czynników ryzyka działalność Spółki może być ograniczona, zawieszona lub wstrzymana.

W niektórych krajach działalność firm poszukiwawczych utrudnia brak odpowiedniej infrastruktury, co stwarza potencjalne problemy z dostarczaniem sprzętu, ludzi i materiałów w rejon działalności poszukiwawczej. Mogą również wystąpić problemy z transportem zaopatrzenia oraz trudności z zapewnieniem odpowiednich standardów opieki medycznej. Występowanie powyższych czynników ryzyka może wpłynąć na ograniczenie lub zawieszenie działalności poszukiwawczej.

Rozdział VII: Obrót i magazynowanie

Segment prowadzi sprzedaż gazu ziemnego importowanego oraz wydobywanego ze złóż krajowych. Zakup gazu ziemnego z importu odbywa się głównie z kierunku wschodniego. Sprzedaż gazu ziemnego realizowana z sieci dystrybucyjnej i przesyłowej regulowana jest przez Prawo energetyczne, a ceny gazu ustalane są na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Segment wykorzystuje na swoje potrzeby trzy podziemne magazyny gazu zlokalizowane w Mogilnie, Wierzchowicach i Husowie.

1. Zakupy

W 2011 roku PGNiG S.A. dokonywała zakupów gazu ziemnego z importu oraz w niewielkim stopniu od dostawców krajowych. PGNiG S.A. importowała gaz głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport” oraz umów średnioterminowych na dostawy gazu z VNG-Verbundnetz Gas AG:

- Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport”, obowiązującego do 2022 roku
- Umowy sprzedaży gazu Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2016 roku
- Umowy sprzedaży gazu Lasów 2008 z dnia 29 września 2008 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2011 roku.

Poniższa tabela przedstawia strukturę zakupów gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Struktura zakupów gazu ziemnego (w mln m³)

	2011	%	2010	%
Import w tym:	10 915,3	99,0%	10 066,4	99,1%
- OOO "Gazprom eksport"	9 335,5	85,5%	9 028,4	89,7%
- VNG AG	716,0	6,6%	890,8	8,8%
- Pozostali dostawcy zagraniczni	863,8	7,9%	147,2	1,5%
Dostawcy krajowi	112,3	1,0%	96,1	0,9%
Razem	11 027,6	100,0%	10 162,5	100,0%

Od 1 stycznia 2011 roku spółka NAK „Naftogaz Ukrainy” wstrzymała dostawy gazu przez punkt zdawczo-odbiorczy Zosin k/Hrubieszowa na granicy polsko-ukraińskiej, dostarczanego do Polski na podstawie umowy na dostawy gazu ziemnego z dnia 26 października 2004 roku. Do dnia sporządzenia sprawozdania dostawy gazu dla rejonu Hrubieszowa przez NAK „Naftogaz Ukrainy” nie zostały wznowione. PGNiG S.A. poszukuje innych dostawców, którzy zagwarantowaliby dostawy gazu ziemnego do punktu Zosin. Pomimo wstrzymania dostaw gazu z kierunku ukraińskiego zapotrzebowanie na paliwo gazowe w rejonie Hrubieszowa zapewnione jest na odpowiednim poziomie.

Nowe umowy

21 marca 2011 roku PGNiG S.A. i OOO „Gazprom export” podpisały aneks do Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku. Strony uzgodniły możliwość zwiększenia dobowego odbioru gazu ziemnego w punkcie zdawczo-odbiorczym

Wysokoje do 15 mln m³ na dobę, przy zachowaniu dotychczasowego poziomu rocznych ilości kontraktowych.

13 maja 2011 roku PGNiG S.A. podpisała z Vitol SA Umowę Indywidualną sprzedaży gazu ziemnego do punktu zdawczo-odbiorczego na granicy polsko-czeskiej w rejonie Cieszyna. W ramach tej umowy dostawy gazu w ilości około 550 mln m³ gazu rocznie realizowane będą w okresie od 1 października 2011 roku do 1 października 2014 roku. Gaz będzie dostarczany przez nowo wybudowany interkonektor, który połączył systemy gazowe Polski i Czech.

13 maja 2011 roku PGNiG S.A. podpisała z VNG-Verbundnetz Gas AG Umowę Indywidualną na letnie dostawy gazu ziemnego do punktu zdawczo-odbiorczego Lasów. Dostawy gazu realizowane były w okresie od 17 maja 2011 roku do 3 lipca 2011 roku.

30 czerwca 2011 roku PGNiG S.A. podpisała z VNG-Verbundnetz Gas AG Umowę Indywidualną na letnie dostawy gazu ziemnego do punktu zdawczo-odbiorczego Lasów. Dostawy gazu realizowane były w okresie od 3 lipca 2011 roku do 30 września 2011 roku.

W 2011 roku PGNiG S.A. dokonała rezerwacji mocy przesyłowych w niemieckim systemie przesyłowym w celu przesłania zakupionego na platformie VTP Gaspool (wirtualny punkt handlowy) wolumenu gazu. Moce przesyłowe zostały zarezerwowane do punktu odbioru Lasów w okresie od 1 października 2011 roku do 30 września 2016 roku oraz do punktu odbioru Gubin w okresie od 1 października 2011 roku do 1 października 2014 roku. We wrześniu 2011 roku PGNiG S.A. zawarła na platformie VTP Gaspool trzy krótkoterminowe umowy na bazie standardu EFET (European Federation of Energy Traders) na dostawy niewielkich ilości gazu ziemnego.

Ponadto w celu przesłania gazu pozyskanego na rynku niemieckim (na platformie VTP Gaspool), Spółka podpisała z OGP GAZ-SYSTEM S.A. umowę o świadczenie krótkoterminowej usługi wirtualnego rewesu (usługa przesyłania zwrotnego) na gazociągu jamalskim w okresie od 1 listopada 2011 roku do 1 stycznia 2012 roku. Dostawy gazu zrealizowane zostały na podstawie pakietu transakcji indywidualnych zawartych przez PGNiG Sales & Trading GmbH.

2. Sprzedaż

W 2011 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kompleksowe na dostawy paliwa gazowego, zarówno z systemu przesyłowego, jak i dystrybucyjnego z 90,1 tys. nowych odbiorców.

11 marca 2011 roku została podpisana umowa kompleksowa na dostawy paliwa gazowego pomiędzy PGNiG S.A. a Elektrociepłownią Stalowa Wola S.A. Paliwo gazowe przeznaczone będzie na zasilenie bloku gazowo-parowego. Planowany roczny wolumen odbioru paliwa gazowego wynosi ok. 540 mln m³. Umowa została zawarta na okres 14 lat od dnia rozpoczęcia dostaw. Rozpoczęcie realizacji umowy nastąpi po spełnieniu warunków zawieszających określonych w umowie. Szacunkowa wartość umowy w całym okresie jej obowiązywania wynosi ok. 9,7 mld zł.

W dniach 27-29 czerwca 2011 roku zostało podpisanych sześć umów pomiędzy PGNiG S.A. a:

- Dolnośląską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.
- Górnośląską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.
- Karpacką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.
- Mazowiecką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.
- Pomorską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.
- Wielkopolską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.

Przedmiotem umów jest świadczenie przez Spółki Gazownictwa na rzecz PGNiG S.A. usług dystrybucji paliwa gazowego. Umowy obowiązują od dnia 29 czerwca 2011 roku do 28 czerwca 2015 roku. Szacowana łączna wartość umów w całym okresie ich obowiązywania wynosi ok. 14 mld zł.

29 listopada 2011 roku PGNiG S.A. i Grupa LOTOS S.A. podpisały aneks do umowy kompleksowej na dostawę paliwa gazowego z dnia 16 czerwca 2010 roku. Na mocy aneksu zmianie uległ termin rozpoczęcia dostarczania paliwa gazowego do Grupy LOTOS S.A. z dnia 16 grudnia 2011 roku na dzień 30 kwietnia 2012 roku. Aneks wprowadza także zmianę w planowanej, docelowej wielkości rocznych dostaw gazu z 447 mln m³ na 585 mln m³. Szacunkowa wartość umowy w okresie 5 lat wynosi około 3,2 mld złotych.

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz zaazotowany. W 2011 roku sprzedaż gazu ziemnego kształtowała się na porównywalnym poziomie do 2010 roku. PGNiG S.A. prowadziła sprzedaż gazu głównie na rynku krajowym. Struktura sprzedaży segmentu obrót i magazynowanie GK PGNiG w 2011 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura sprzedaży podstawowych produktów

		Jednostka	2011	2010
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	13 595,7	13 562,2
	- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	13 102,9	13 044,9
	- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	492,8	517,3
2	Propan-butan	tys. t.	1,8	1,9

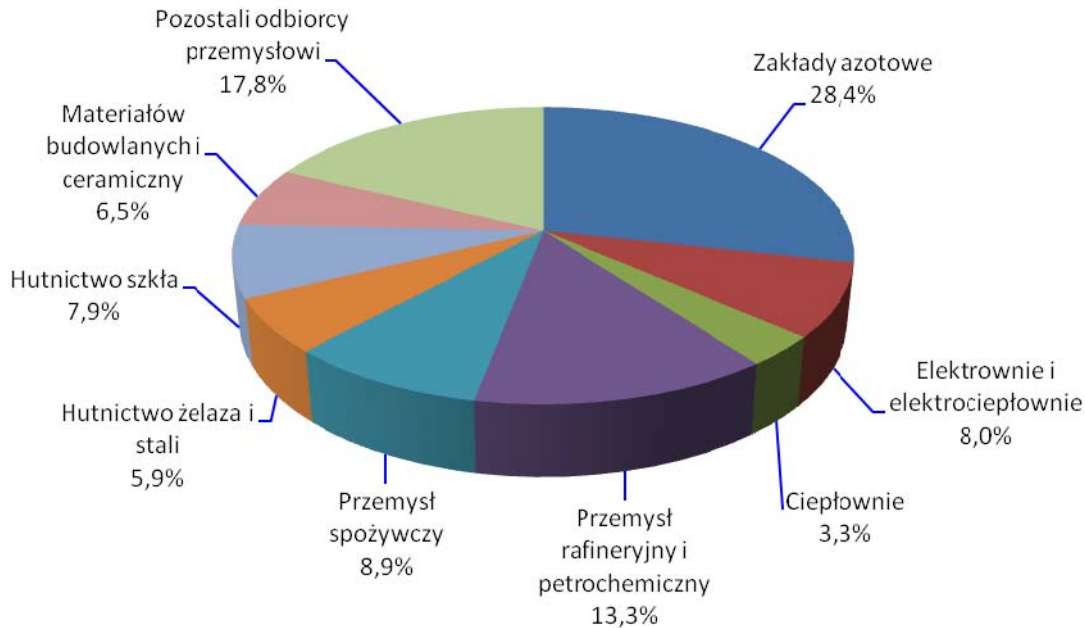
* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu był przemysł chemiczny, petrochemiczny i hutnictwo oraz odbiorcy domowi. Najliczniejszą grupą odbiorców gazu ziemnego (ok. 6,5 mln) byli odbiorcy domowi, którzy stanowili 97% klientów PGNiG S.A. Udział powyższej grupy odbiorców w wolumenie sprzedaży wyniósł 27%. W porównaniu do 2010 roku wolumen sprzedaży gazu dla powyższej grupy odbiorców spadł o ok. 9%. Natomiast sprzedaż gazu do odbiorców przemysłowych, których udział w wolumenie sprzedaży gazu ziemnego wyniósł 60%, wzrosła o 518,2 mln m³ (ok. 7%). W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż gazu ziemnego systemowego (mln m³)

	2011	%	2010	%
Odbiorcy przemysłowi	8 149,7	60,0%	7 631,5	56,3%
Handel, usługi	1 467,6	10,8%	1 573,3	11,6%
Odbiorcy domowi	3 730,2	27,4%	4 095,8	30,2%
Odbiorcy hurtowi	221,5	1,6%	217,7	1,6%
Eksport	26,7	0,2%	43,9	0,3%
Razem	13 595,7	100,0%	13 562,2	100,0%

Struktura sprzedaży gazu ziemnego w 2011 roku do odbiorców przemysłowych



W 2011 roku PGNiG S.A. wspólnie z Mazowiecką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. zakończyła proces inwestycyjny przestawiania urządzeń gazowych u odbiorców gazu propan-butan-powietrze na gaz wysokometanowy (E), wytworzony na bazie LNG w miejscowości Pisz w województwie warmińsko-mazurskim.

Ponadto Spółka zakończyła projekt inwestycyjny w ramach podpisanej ze „ZRUG” Sp. z o.o. w Poznaniu umowy na budowę sieci gazowej na terenie gminy Rakoniewice. Projekt obejmował budowę gazociągu średniego ciśnienia o długości około 75 km. Realizacja inwestycji wpłynie na zwiększenie liczby zawieranych umów przyłączeniowych oraz wzrost wolumenu sprzedaży gazu.

W I półroczu 2011 roku PGNiG S.A. rozpoczęła realizację projektu pn. „Zasilanie miejscowości Elk i Olecko w paliwo gazowe grupy E przy zastosowaniu LNG”. Inwestycja jest kolejnym etapem projektu przestawienia na gaz wysokometanowy miejscowości Pisz, Elk, Suwałki i Olecko (projekt PESO). Zakończenie budowy powyższych instalacji planowane jest na 2013 rok.

3. Magazynowanie

Segment obrót i magazynowanie wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności czynne PMG Wierzchowice, PMG Husów oraz KPMG Mogilno. Część pojemności czynnej KPMG Mogilno została udostępniona na potrzeby OGP GAZ-SYSTEM S.A., która w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne wyłączona jest z definicji instalacji magazynowej.

Krótkookresowe zmiany zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny niwelowane są przy wykorzystaniu KPMG Mogilno – magazynu w kawernach solnych o szczytowym charakterze pracy. Kompensacja nierównomierności zapotrzebowania na gaz ziemny w sezonie letnim i zimowym, jak również realizacja zobowiązań wynikających z kontraktów importowych zawierających klauzulę „take or pay”, zapewnienie ciągłości i bezpieczeństwa dostaw gazu oraz wywiązanie się z zawartych z odbiorcami umów sprzedaży „loco brama” odbiorcy, prowadzone są w oparciu o pojemności PMG Wierzchowice i PMG Husów.

Ponadto PMG Wierzchowice, PMG Husów oraz KPMG Mogilno wykorzystywane są na potrzeby wywiązania się z obowiązku utrzymania zapasów obowiązkowych nałożonych Ustawą z dnia 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych, gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym.

PGNiG S.A. od 2009 roku pełni Funkcję Operatora Systemu Magazynowania (OSM). W marcu 2011 roku PGNiG S.A. złożyła do Prezesa URE wnioski o wyznaczenie spółki Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. Operatorem Systemu Magazynowania paliw gazowych oraz wnioski o udzielenie koncesji na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych. Ma to na celu wypełnienie obowiązków wynikających z Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 roku w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowania nie zostały zakończone.

Szczegółowe zasady dostępu do usług magazynowania paliw gazowych (pojemność czynna, moc zatłaczania i moc odbioru) oraz handlu usługami magazynowymi zostały opracowane w formie „Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowych”. Aktualny „Regulamin Świadczenia Usług Magazynowych” dostępny jest na stronie internetowej Operatora Systemu Magazynowania.

W 2011 roku PGNiG S.A. kontynuowała budowę czterech kawern KPMG Mogilno i budowę części napowierzchniowej PMG Wierzchowice. Ponadto Spółka rozpoczęła budowę części napowierzchniowej nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo.

Na mocy aneksu z dnia 29 grudnia 2011 roku do umowy dofinansowania projektu „Podziemny Magazyn Gazu Wierzchowice” (w ramach unijnego Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko) okres kwalifikowania wydatków został przedłużony do 31 marca 2014 roku. Natomiast umowa o dofinansowanie projektu „Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Mogilno” została rozwiązana, ponieważ Komisja Europejska nie uznała przedstawionych przez PGNiG S.A. wydatków za kwalifikowane. Pojemności czynne magazynów na dzień 31 grudnia 2010 roku i 31 grudnia 2011 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu obrót i magazynowanie w mln m³

	2011	2010
Husów	350,0	350,0
Mogilno	377,9	377,9
Wierzchowice	575,0	575,0

W listopadzie 2011 roku PGNiG S.A. udostępniła na zasadach TPA dodatkowe 751,5 mln m³ pojemności czynnych instalacji magazynowych (zarówno segmentu obrót i magazynowanie, jak i segmentu poszukiwanie i wydobywanie) na warunkach przerywanych, z czego 730 mln m³ na zasadach umowy długoterminowej od początku roku magazynowego 2012/13, a 21,5 mln m³ na zasadach umowy krótkoterminowej w roku magazynowym 2011/12.

Do końca 2011 roku PGNiG S.A. udostępniła na zasadach TPA łącznie 1.378,5 mln m³ pojemności czynnych instalacji magazynowych na warunkach ciągłych i przerywanych, z czego 1.357 mln m³ w ramach umów długoterminowych, a 21,5 mln m³ w ramach umów krótkoterminowych.

4. Spółki segmentu obrót i magazynowanie

„INVESTGAS” S.A.

„INVESTGAS” S.A. specjalizuje się w realizacji projektów z zakresu magazynowania i transportu węglowodorów. Prowadzi również prace w zakresie budownictwa specjalistycznego i ogólnego. Wykonuje usługi obejmujące całość procesu inwestycyjnego, poczynając od przygotowania, poprzez projektowanie, prowadzenie budowy, rozruch technologiczny oraz eksploatację magazynów gazu w kawernach solnych i innych obiektów objętych zakresem zlecenia.

W 2011 roku „INVESTGAS” S.A. uzyskała przychody ze sprzedaży ogółem w wysokości 141,6 mln zł. Przychody z usług wykonywanych na rzecz PGNiG S.A. stanowiły ok. 99% przychodów ze sprzedaży spółki. Do najważniejszych zadań realizowanych dla PGNiG S.A. w 2011 roku należały:

- kontynuacja eksploatacji i rozbudowy o nowe komory Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu Mogilno
- kontynuacja budowy Podziemnego Magazynu Gazu Kosakowo
- kontynuacja rozbudowy Podziemnego Magazynu Gazu Strachocina
- kontynuacja budowy gazociągu KGZ Kościan-KGHM Polkowice/Żukowice.

Ponadto w 2011 roku spółka prowadziła prace związane z przygotowaniem budowy gazociągu relacji Hermanowice-Strachocina dla OGP GAZ- SYSTEM S.A.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	141,6	242,7
Zysk netto	mln zł	8,7	16,9
Kapitał własny	mln zł	40,5	33,5
Aktywa ogółem	mln zł	79,1	111,8
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	114	108

W 2012 roku zakres usług świadczonych przez spółkę będzie obejmował kontynuację prac w zakresie eksploatacji, budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu oraz kontynuację prac przy budowie gazociągów relacji KGZ Kościan-KGHM Polkowice/Żukowice i Hermanowice-Strachocina. Spółka planuje również pozyskanie nowych zleceń z zakresu budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu, jak i budowy gazociągów i rurociągów paliwowych wraz z infrastrukturą.

Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.

Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. została powołana 16 listopada 2010 roku w celu spełnienia wymogów Dyrektywy 2009/73/WE w zakresie prawnego rozdzielenia działalności magazynowania paliw gazowych od innych rodzajów działalności realizowanych przez przedsiębiorstwo gazownicze zintegrowane pionowo.

W marcu 2011 roku PGNiG S.A. złożyła do Prezesa URE wnioski o wyznaczenie spółki Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. Operatorem Systemu Magazynowania paliw gazowych oraz wnioski o udzielenie koncesji na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowania nie zostały zakończone.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	0,0	0,0
Zysk netto	mln zł	-1,0	0,0
Kapitał własny	mln zł	4,0	1,0
Aktywa ogółem	mln zł	4,3	1,0
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	3	0

PGNiG Sales & Trading GmbH

PGNiG Sales & Trading GmbH powołana została w celu prowadzenia działalności handlowej na międzynarodowych rynkach gazu ziemnego i energii. Obecnie spółka znajduje się w organizacji i przygotowuje się do rozpoczęcia działalności operacyjnej.

W ramach przygotowań do rozpoczęcia działalności operacyjnej PGNiG Sales & Trading GmbH uzyskała członkostwo na niemieckiej giełdzie energii EEX (European Energy Exchange) oraz została zarejestrowana na wirtualnych platformach handlowych na terenie Niemiec: NetConnect Germany oraz Gaspool. PGNiG Sales & Trading GmbH podpisała umowę z Nordea Bank, który będzie rozliczał transakcje spółki zawierane na giełdzie energii EEX oraz w obrocie pozagiełdowym. Ponadto spółka zawarła umowy z firmami brokerskimi, za pośrednictwem których handlować będzie energią w obrocie pozagiełdowym.

W 2011 roku PGNiG S.A. uzyskała możliwość wykorzystania zdolności przesyłowej polskiego odcinka gazociągu jamalskiego w ramach udostępnienia przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. usługi przesyłania zwrotnego. W związku z tym PGNiG Sales & Trading GmbH podpisała krótkoterminowe kontrakty na dostawę gazu ziemnego z europejskimi spółkami obrotu gazem i w okresie od 1 listopada 2011 roku do 1 stycznia 2012 roku zapewniła dostawy ok. 388 mln m³ gazu dla PGNiG S.A. przy wykorzystaniu usługi przesyłania zwrotnego.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	449,9	0
Zysk/strata netto	mln zł	-3,3	0
Kapitał własny	mln zł	40,6	39,6
Aktywa ogółem	mln zł	221,3	39,6
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	14	0

W 2012 roku spółka planuje rozpoczęcie działalności handlowej na europejskim rynku gazu i energii oraz rozpoczęcie współpracy z PGNiG Norway AS w zakresie kupna/ sprzedaży gazu ziemnego pochodzącego ze złoża Skarv, a także rozpoczęcie sprzedaży gazu do klientów instytucjonalnych.

5. Planowane działania

Dostawy gazu

W celu obniżenia kosztów pozyskania gazu w kolejnych latach, PGNiG S.A. podpisała z OGP GAZ-SYSTEM S.A. umowę o świadczenie usługi wirtualnego rewersu (usługa przesyłania zwrotnego) na gazociągu jamalskim w okresie od 1 stycznia 2012 roku do 31 grudnia 2015 roku, na warunkach przerywanych. Umożliwi to Spółce zakupy gazu na platformie VTP Gaspool (wirtualny punkt handlowy) oraz wpłynie na poprawę bilansu dostaw gazu do Polski.

Magazynowanie

W 2012 roku PGNiG S.A. będzie kontynuowała rozbudowę KPMG Mogilno oraz PMG Wierzchowice. Zakończenie budowy części napowierzchniowej PMG Wierzchowice zostało przesunięte na 2012 rok. Ponadto Spółka kontynuować będzie budowę nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo. W kolejnych latach Spółka planuje udostępnić nowe zdolności magazynowe o rozbudowywane PMG Strachocina, KPMG Mogilno oraz PMG Wierzchowice.

6. Ryzyka obrotu i magazynowania

Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy

16 grudnia 2010 roku Prezes URE nałożył na PGNiG S.A. karę pieniężną w wysokości 2 mln zł za naruszenie warunku udzielonej Spółce koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą poprzez nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach 2007 i 2008. Poziomy maksymalnego udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku określone są w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. 4 stycznia 2011 roku PGNiG S.A. złożyła, za pośrednictwem Prezesa URE, do Sądu Okręgowego w Warszawie odwołanie od powyższej decyzji. Spółka zakwestionowała w całości decyzję Prezesa URE, zarzucając jej m.in. naruszenie przepisów konstytucji, błędną wykładnię i niewłaściwe zastosowanie przepisów ustawy Prawo energetyczne. Ponadto, w celu uniknięcia podobnych sytuacji w kolejnych latach, PGNiG S.A. zwróciła się do Trybunału Konstytucyjnego z pytaniem prawnym co do zgodności Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy z konstytucją.

Brak zmian w powyższym rozporządzeniu może spowodować, że do momentu rozpoczęcia dostaw gazu z innych kierunków (m.in. poprzez terminal LNG) Prezes URE będzie nakładał na Spółkę kary pieniężne za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji.

Uwolnienie cen gazu dla odbiorców

PGNiG S.A. jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Udział PGNiG S.A. w rynku gazu szacowany jest na około 98%, pozostałe 2% posiadają dostawcy spoza GK PGNiG, którzy w znaczącym stopniu dokonują zakupu gazu od PGNiG S.A. Jednakże w latach 2012-2013 należy spodziewać się istotnych zmian na rynku gazu ziemnego oraz w otoczeniu prawnym. Od 1 stycznia 2013 roku planowane jest uwolnienie cen gazu dla odbiorców instytucjonalnych, a w dalszej kolejności (po upływie 2-3 lat) cen gazu dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Ponadto w 2012 roku planowane jest przyjęcie ustawy Prawo gazowe oraz nowej ustawy Prawo energetyczne. W konsekwencji wprowadzenia powyższych zmian udział Spółki w wolumenie sprzedawanego gazu ziemnego może znacznie się zmniejszyć na rzecz dotychczas działających, jak

również nowych podmiotów zajmujących się obrotem gazem. Z drugiej strony uwolnienie cen gazu spowoduje, że ich poziom będzie kształtowany głównie przez rynek.

Magazynowanie

Od dnia 1 października 2012 roku ustawa o zapasach wprowadza obowiązek zwiększenia wielkości zapasu obowiązkowego z 20 dni do 30 dni średniorocznego importu. W związku z powyższym istnieje ryzyko braku możliwości realizacji zobowiązań handlowych wynikających z zawartych umów sprzedaży gazu, ze względu na znaczne pojemności magazynowe, które trzeba będzie przeznaczyć na utworzenie i utrzymanie zwiększonego zapasu obowiązkowego.

Rozdział VIII: Dystrybucja

Podstawową działalność segmentu stanowi przesyłanie gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu propan-butan i koksowniczego siecią dystrybucyjną. Dystrybucją gazu ziemnego zajmuje się sześć Spółek Gazownictwa, które dostarczają gaz do odbiorców domowych, przemysłowych i hurtowych. Ponadto spółki prowadzą eksploatację, remonty oraz rozbudowę sieci dystrybucyjnej. Na podstawie decyzji Prezesa URE Spółki Gazownictwa od połowy 2007 roku posiadają status Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.

1. Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. dostarcza gaz do odbiorców na obszarze województwa dolnośląskiego, lubuskiego oraz powiatów wolsztyńskiego i nowotomyskiego w województwie wielkopolskim. Stopień gazyfikacji poszczególnych gmin jest zróżnicowany w zależności od uwarunkowań geograficznych. W większości przypadków nie zostały zgazyfikowane te obszary, które leżą w dużej odległości od gazociągów i dla których analizy opłacalności inwestycji dają wynik negatywny. Na powyższych obszarach np. okolice Świątoszowa spółka dostarcza odbiorcom gaz w postaci skroplonej (LNG).

W 2011 roku DSG Sp. z o.o. przesłała poprzez system dystrybucyjny 936,5 mln m³ gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), z czego około 679,8 mln m³ stanowił gaz wysokometanowy, a 256,7 mln m³ gaz zaazotowany. Spółka obsługuje około 749,7 tys. odbiorców. W 2011 roku DSG Sp. z o.o. przyłączyła do sieci około 7,9 tys. nowych odbiorców.

W 2011 roku spółka kontynuowała wymianę gazociągów żeliwnych, których dalsza eksploatacja zagrażała bezpieczeństwu i powodowała duże straty gazu. Realizacja programu wymiany gazociągów żeliwnych oraz przeprowadzanych regularnie kontroli stanu technicznego sieci skutkuje obniżeniem udziału strat gazu w sprzedaży. Spółka zrealizowała m.in. wymianę gazociągu n/c w Szczawno Zdrój, ul. Mickiewicza, w Świdnicy (ul. Wschodnia, Niecała, Wrocławska, Wierzbowa i Komunalna) oraz we Wrocławiu (ul. Nowowiejska, Modlińska i Górnicza).

Ponadto DSG Sp. z o.o. prowadziła prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej. Do największych zadań inwestycyjnych zrealizowanych w 2011 roku należały:

- kontynuacja prac projektowych oraz rozpoczęcie prac budowlanych dla I etapu gazyfikacji miejscowości Długołęka, Domaszczyn, Kamień, Szczodre w gminie Długołęka; inwestycja obejmuje budowę gazociągu s/c i stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia; w 2011 roku prowadzono budowę gazociągu na odcinku od stacji w Mirkowie do obwodnicy w Długołęce oraz na odcinku Długołęka-Byków
- gazyfikacja miejscowości Pęgów, Zajączków, Gołędzinów i Paniowice w gminie Oborniki Śląskie oraz miejscowości Szewce w gminie Wisznia Mała; projekt obejmuje budowę gazociągów s/c wraz z przyłączami; w grudniu 2011 roku zakończono budowę gazociągu w miejscowości Szewce na odcinku od stacji redukcyjno-pomiarowej w Rogoży do granicy miejscowości Zajączków
- budowa stacji redukcyjno-pomiarowej w gminie Miękinia; inwestycja będzie kontynuowana w 2012 roku
- rozpoczęcie I etapu gazyfikacji miejscowości Mieroszów przy wykorzystaniu technologii LNG.

W 2011 roku spółka zrealizowała również dwa projekty, na które otrzymała dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko tj.:

- „Budowa sieci dystrybucyjnej i przyłączy gazu średniego ciśnienia w miejscowościach Mokronos Górny i Mokronos Dolny w gminie Kąty Wrocławskie” obejmujący budowę gazociągów s/c wraz z przyłączami
- „Budowa sieci gazowej średniego ciśnienia w miejscowościach Krępsice, Wróblowice, Błonie i Źródła w gminie Miękinia” obejmujący budowę gazociągów s/c wraz z przyłączami.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	356,5	374,9
Zysk netto	mln zł	44,7	216,1
Kapitał własny	mln zł	1 157,4	1 172,7
Aktywa ogółem	mln zł	1 373,3	1 376,5
Długość sieci bez przyłączy	km	7 809,0	7 741,2
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 424	1 420

W 2012 roku spółka kontynuować będzie gazyfikację miejscowości: Długołęka, Domaszczyn, Kamień i Szczodre w gminie Długołęka oraz Gołędzinów, Paniowice, Pęgów, Zajączków w gminie Oborniki Śląskie, Szewce w gminie Wisznia Mała, a także miejscowości Krzeszów w gminie Kamienna Góra. Ponadto spółka kontynuować będzie rozpoczęte w 2011 roku prace projektowe dla gazyfikacji miejscowości Strzelin, Kurów, Witowice i Wiązów w gminie Strzelin oraz Radomierzyce i Biestrzyków w gminie Siechnice i Suchy Dwór, Mędłów, Żórawina i Wojkowice w gminie Żórawina.

Na obszarze działania DSG Sp. z o.o. intensyfikują swoje działania podmioty zajmujące się sprzedażą i dystrybucją gazu. Podmioty te mogą w przyszłości doprowadzić do przejęcia potencjalnych i istniejących klientów (przemysłowych i indywidualnych) spółki. Do istotnych konkurentów na obszarze działania spółki należą cztery firmy: G.EN. Gaz Energia S.A., EWE Energia sp. z o.o., KRI S.A. oraz CP ENERGIA S.A.

2. Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. dostarcza gaz do odbiorców na obszarze województwa śląskiego, opolskiego, 41 gmin województwa małopolskiego, 5 gmin województwa łódzkiego i 3 gmin województwa świętokrzyskiego. Spółka obsługuje około 1,3 mln odbiorców. W 2011 roku GSG Sp. z o.o. przesłała poprzez system dystrybucyjny 1.651,6 mln m³ gazu.

W 2011 roku GSG Sp. z o.o. przyłączyła do sieci około 5,5 tys. nowych odbiorców. Ponadto spółka prowadziła prace związane z modernizacją sieci gazowej oraz kontynuowała prace nad gazyfikacją terenów położonych na zachód od Częstochowy. Do największych zadań inwestycyjnych realizowanych w 2011 roku należały:

- zakończenie rewitalizacji gazociągu w/c o długości około 20 km relacji Zdieszowice-Płużniczka, w miejscowości Olszowa (strefa ekonomiczna gmina Ujazd)
- zakończenie I, II i III etapu modernizacji gazociągu s/c w miejscowości Bołęcin w gminie Trzebinia
- zakończenie modernizacji gazociągu s/c relacji Szobiszowice-Ząbkowice na odcinku od Ostrożnicy do Huty Cynku w Miasteczku Śląskim

- zakończenie modernizacji gazociągu n/c Katowice, ul. 1-go Maja, na odcinku od ul. Granicznej do rejonu stacji redukcyjno-pomiarowej
- kontynuacja prac projektowych gazyfikacji gmin Blachownia, Herby, Wręczyca Wielka, Kłobuck, Opatów, Krzepice; inwestycja obejmuje budowę gazociągu w/c wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową o długości ok. 18 km, relacji Blachownia-Kłobuck, gazociągów w/c i s/c oraz dwóch stacji redukcyjno-pomiarowych dla miast Herby i Blachownia oraz gazociągu s/c o długości ok. 52 km dla Wręczyca Wielkiej i Kłobucka
- rozpoczęcie przebudowy gazociągu w/c relacji Zdieszowice-Tworzeń na odcinku Wielowieś-Tworóg
- rozpoczęcie przebudowy gazociągu s/c na odcinku od ul. Obrońców Poczty Gdańskiej w Zawierciu do ul. Niepodległości w Porębie
- nabycie od PGNiG S.A. gazociągu w/c relacji Hanuszów-Paczków.

GSG Sp. z o.o. realizowała również projekt gazyfikacji gmin Komprachcice i Dąbrowa, na który dostała dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Inwestycja obejmuje budowę gazociągów s/c o długości ok. 62 km. Oddanie gazociągów do użytku planowane jest na lata 2012-2013.

Ponadto spółka zakończyła modernizację wyłączzonego z eksploatacji pokoksowniczego gazociągu w/c relacji Czarnocin-Ujazd. Gazociąg umożliwi dostarczenie gazu do nowej strefy ekonomicznej w miejscowości Ujazd na Opolszczyźnie. W 2012 roku zmodernizowane zostaną dalsze odcinki gazociągu leżące na terenie województwa śląskiego.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	608,9	633,3
Zysk netto	mln zł	102,0	117,7
Kapitał własny	mln zł	1 619,5	1 630,2
Aktywa ogółem	mln zł	1 892,9	1 898,1
Długość sieci bez przyłączy	km	20 960,9	20 875,2
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	2 631	2 619

W 2012 roku GSG Sp. z o.o. kontynuować będzie gazyfikację gmin: Komprachcice, Dąbrowa, Herby, Blachownia, Wręczyca Wielka, Kłobuck, Opatów i Krzepice. Ponadto spółka rozpocznie opracowanie dokumentacji projektowej przyłącza gazu dla Elektrociepłowni Katowice, która będzie największym odbiorcą gazu przyłączonym przez spółkę. W kolejnych latach GSG Sp. z o.o. będzie kontynuowała gazyfikację terenów położonych na zachód od Częstochowy oraz na Opolszczyźnie.

Na północnych terenach działalności GSG Sp. z o.o. funkcjonuje EWE Energia Sp. z o.o. wraz ze spółkami zależnymi, która zajmuje się dystrybucją i obrotem paliwami gazowymi.

3. Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Obszar działania spółki obejmuje cztery województwa Polski południowo-wschodniej: małopolskie, podkarpackie, świętokrzyskie i lubelskie. Na terenie działalności spółki przebiega jeden z głównych gazociągów krajowego systemu przesyłowego, zasilany gazem ziemnym pochodzącym z importu, a także ze złóż krajowych. Spółka obsługuje około 1,4 mln odbiorców. W 2011 roku KSG Sp. z o.o. przesłała poprzez system dystrybucyjny 1.986,3 mln m³ gazu.

W 2011 roku KSG Sp. z o.o. przyłączyła do sieci około 12,5 tys. nowych odbiorców. Ponadto spółka modernizowała sieci gazowe w celu poprawy bezpieczeństwa eksploatacji sieci, a także realizowała projekty związane z rozbudową sieci gazowych. Do największych zadań inwestycyjnych w powyższym zakresie należały:

- kontynuacja przebudowy gazociągu w/c o długości 20,2 km relacji Warzyce-Gorlice etap IV i V na terenie gmin Tarnowiec i Jasło
- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c o długości ok. 61 km, relacji Sandomierz-Ostrowiec Świętokrzyski; realizacja projektu rozłożona jest do roku 2015
- kontynuacja przebudowy gazociągu w/c o długości 12,2 km relacji Tuszyma-Mielec; w 2011 roku zmodernizowano 8,3 km sieci gazowej; zakończenie robót budowlano-montażowych planowane jest w 2012 roku
- kontynuacja przebudowy gazociągu s/c o długości 6,6 km na odcinku od ul. Piłsudskiego do dzielnicy Biegonice w Nowym Sączu; w 2011 roku zmodernizowano 4,1 km sieci gazowej
- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c o długości ok. 37 km, relacji Parszów-Kielce; realizacja projektu rozłożona jest do końca 2015 roku
- kontynuacja prac projektowych związanych z budową gazociągu w/c o długości ok. 5 km relacji Mójcza-Masłów
- kontynuacja prac projektowych gazyfikacji gmin Włoszczowa i Małogoszcz; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 43,3 km wraz ze stacjami redukcyjno-pomiarowymi I stopnia oraz budowę sieci gazowej s/c o długości około 51 km wraz z 8 stacjami redukcyjno-pomiarowymi II stopnia; realizacja inwestycji rozłożona jest do roku 2015; spółka podjęła starania o pozyskanie funduszy unijnych na realizację projektu
- kontynuacja prac projektowych związanych z doprowadzeniem gazu do odbiorców przemysłowych i komunalno-bytowych na terenie gmin Chęciny i Sitówka; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 4,5 km wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową I stopnia oraz budowę sieci gazowej s/c wraz z przyłączami o długości ok. 67,2 km wraz ze stacją pomiarową i stacjami redukcyjno-pomiarowymi II stopnia; realizacja inwestycji rozłożona jest do roku 2015; spółka podjęła starania o pozyskanie funduszy unijnych na realizację projektu
- kontynuacja prac projektowych związanych z gazyfikacją gminy Szczawnica; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 13,5 km wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową I stopnia oraz budowę sieci gazowej s/c wraz z przyłączami o długości ok. 51 km; realizacja inwestycji rozłożona jest do roku 2015; spółka podjęła starania o pozyskanie funduszy unijnych na realizację projektu
- budowa gazociągu s/c o długości 13,5 km wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową I stopnia na terenie miejscowości Horyniec; inwestycja miała na celu wzrost wolumenu dystrybucji gazu ziemnego; inwestycja została zakończona
- budowa stacji pomiarowej na granicy systemu przesyłowego w miejscowości Sworzyce; inwestycja została zakończona
- przebudowa stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia w gminie Wąchock; inwestycja została zakończona.

Ponadto KSG Sp. z o.o. realizowała projekt „Gazyfikacja Rejonu Włodawy”, na który podpisała umowę o dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. W 2011 roku spółka kontynuowała prace projektowe związane z budową gazociągu w/c o długości ok. 54,8 km, relacji Kamień-Włodawa wraz z siecią gazową s/c o długości ok. 18,6 km i 3 stacjami redukcyjno-pomiarowymi I stopnia. Zakończenie inwestycji planowane jest w 2015 roku.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	776,1	767,0
Zysk netto	mln zł	153,6	136,8
Kapitał własny	mln zł	2 369,6	2 353,5
Aktywa ogółem	mln zł	2 846,5	2 802,6
Długość sieci bez przyłączy	km	45 004,6	44 762,0
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	3 320	3 319

W 2012 roku działania spółki koncentrować się będą na przyłączaniu do sieci gazowej nowych odbiorców, przebudowach i rozbudowach sieci gazowych, dla których spółka posiada kompletną dokumentację formalno-prawną umożliwiającą ich realizację, a także na zakończeniu prac projektowych inwestycji będących na etapie przygotowywania dokumentacji, w celu ich realizacji. Do największych zadań inwestycyjnych w powyższym zakresie należą: gazyfikacja rejonu Włodawy i Beskidu Sądeckiego, przebudowa gazociągów w/c relacji Tuszyna-Mielec, Warzyce-Gorlice, Parszów-Kielce i Sandomierz-Ostrowiec Świętokrzyski, budowa gazociągu w/c Mójcza-Masłów, a także doprowadzenie gazu do odbiorców na terenie gmin Szczawnica, Włoszczowa, Małogoszcz, Chęciny oraz Sitkówka-Nowiny.

W zakresie tradycyjnej dystrybucji gazu ziemnego KSG Sp. z o.o. posiada dużą przewagę nad potencjalnymi konkurentami z uwagi na posiadaną infrastrukturę sieciową. Firmy konkurencyjne prowadzą gazyfikację terenów do tej pory niezgazyfikowanych przy wykorzystaniu technologii LNG. Bariery wejścia na rynek są zdecydowanie niższe, gdyż inwestycja taka wymaga o wiele niższych nakładów inwestycyjnych, również w przypadku konieczności zmiany obszaru świadczonych usług. Światowe trendy wskazują na wzrost znaczenia skroplonego gazu ziemnego na rynku, a co za tym idzie wzrost konkurencji.

4. GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa

Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. dostarcza gaz do odbiorców na obszarze województw: mazowieckiego, łódzkiego, podlaskiego, a także częściowo lubelskiego, warmińsko-mazurskiego oraz świętokrzyskiego. W 2011 roku MSG Sp. z o.o. przesłała poprzez system dystrybucyjny 2.053,2 mln m³ gazu. Spółka obsługuje poprzez zarządzaną sieć gazociągów i stacji gazowych około 1,5 mln odbiorców.

W 2011 roku spółka prowadziła prace związane eksploatacją, rozbudową i modernizacją sieci gazowej. Ponadto spółka przyłączyła do sieci około 24,7 tys. nowych odbiorców. Do największych zadań inwestycyjnych realizowanych w 2011 roku należały:

- kontynuacja budowy gazociągu s/c relacji Kopytów-Pass w gminie Błonie; inwestycja ma na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego do odbiorców zasilanych z sieci gazowej na terenie gminy Błonie oraz zwiększenie poboru paliwa gazowego przez największego odbiorcę przemysłowego znajdującego się na tym obszarze, tj. Zakładu Kogeneracji „Błonie-Pass Strefa Przemysłowa”; w 2011 roku prowadzone były prace budowlane; zakończenie projektu planowane jest na 2012 rok
- kontynuacja budowy stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia w miejscowości Klęk/Kielmina w gminie Stryków
- budowa stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia w miejscowości Kutno
- rozpoczęcie prac projektowych gazyfikacji gmin Brwinów i Pruszków

- budowa gazociągu s/c Warszawa, ul. Zdziarska wzdłuż wschodniej strony Kanału Markowskiego oraz ul. Wyszowska i Chudoby wzdłuż północnej strony Kanału Markowskiego; w 2011 roku wydane zostały warunki techniczne
- przebudowa sieci gazowej z n/c na s/c w Siedlcach oś. Warszawska; inwestycja została zakończona
- budowa gazociągu s/c wraz z 116 przyłączami w miejscowości Mostówka; inwestycja została zakończona
- budowa gazociągu s/c relacji Radom-Rajec Poduchowny; inwestycja została zakończona
- modernizacja gazociągu w\c relacji Piotrków Trybunalski-rzeka Warta etap I (miasto Piotrków) o długości ok.15 km; rozpoczęcie prac budowlanych planowane jest na 2012 rok
- modernizacja gazociągu w\c relacji Piotrków Trybunalski-rzeka Warta etap III o długości ok.4,3 km; inwestycja została zakończona
- modernizacja gazociągu s/c Warszawa Bemowo, Osiedle Groty; inwestycja została zakończona
- modernizacja gazociągu s/c Warszawa Wawer, ul. Trakt Lubelski na odcinku Kaczeńca-Dzielnicowa; inwestycja została zakończona.

Ponadto spółka wspólnie z PGNiG S.A. zakończyła realizację projektu inwestycyjnego przestawiania odbiorców gazu propan-butan-powietrze na gaz wysokometanowy (E) wytworzony na bazie LNG, w miejscowości Pisz w województwie warmińsko-mazurskim. W 2011 roku MSG Sp. z o.o. prowadziła prace projektowe związane z przestawianiem odbiorców gazu propan-butan-powietrze na gaz wysokometanowy (E), w miejscowości Suwałki. Projekt obejmuje budowę stacji regazyfikacji LNG, gazociągu s/c o długości ok. 21 km wraz z przyłączami oraz stacji redukcyjno-pomiarowej. Budowa przewidziana jest na lata 2012-2014.

W 2011 roku spółka podpisała umowy o dofinansowanie z funduszy unijnych czterech projektów inwestycyjnych:

- „Rozwój gazyfikacji na terenie gmin Prażmów, Tarczyn, Góra Kalwaria i Żabia Wola – etap I”;
- inwestycja obejmuje wybudowanie ok. 100 km gazociągu s/c i ok. 1.400 przyłączy w latach 2011-2014; w 2011 roku rozpoczęto realizację I etapu projektu tj. budowę 5,5 km gazociągu i 100 przyłączy oraz podpisano umowę na opracowanie dokumentacji projektowej dla pozostałego zakresu gazociągów
- „Budowa gazociągu s/c przebiegającego po terenach wsi Kiełmina, Józefów, Zelgoszcz dla potrzeb zasilania inwestycyjnych obszarów gminy Stryków”; w 2011 roku zakończono opracowanie dokumentacji projektowej, prace budowlane planowane są na lata 2012-2013
- „Przebudowa gazociągu w ulicy Biegańskiego w Łodzi
- „Przebudowa gazociągów w Rawie Mazowieckiej w celu poprawy bezpieczeństwa zasilania odbiorców na terenie miasta oraz na obszarze ŁSSE”.

MSG Sp. z o.o. ujmuje w swoim sprawozdaniu finansowym spółkę Powiśle Park Sp. z o.o., która została powołana w celu budowy siedziby MSG Sp. z o.o. oraz lokali mieszkalnych i biurowo-usługowych przewidzianych do zbycia.

Podstawowe dane o grupie

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	716,6	711,9
Zysk netto	mln zł	101,3	479,5
Kapitał własny	mln zł	2 259,9	2 262,6
Aktywa ogółem	mln zł	2 937,4	2 892,0
Długość sieci bez przyłączy	km	19 208,0	18 900,0
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	2 912	2 925

W 2012 roku MSG Sp. z o.o. planuje m.in. kontynuację budowy gazociągu s/c relacji Kopytów-Pass w gminie Błonie, kontynuację budowy stacji gazowej w miejscowości Klęk/Kielmina w gminie Stryków, gazyfikację miejscowości na terenie gmin Prażmów, Tarczyn, Góra Kalwaria i Żabia Wola oraz wsi Kielmina, Józefów, Zelgoszcz, a także budowę stacji regazyfikacji LNG w Suwałkach.

5. Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Zasięg terytorialny PSG Sp. z o.o. obejmuje województwo pomorskie, kujawsko-pomorskie, część województwa warmińsko-mazurskiego oraz dwie gminy z województwa zachodnio-pomorskiego (Sławno i Postomino). Obszar działania spółki charakteryzuje się trudnymi warunkami geograficznymi w zakresie gazyfikacji terenów (duży udział jezior i lasów). Stopień gazyfikacji tych obszarów, w odniesieniu do sieci PSG Sp. z o.o., kształtuje się na poziomie około 40%. W 2011 roku PSG Sp. z o.o. przesłała poprzez system dystrybucyjny 923,1 mln m³ gazu. Spółka obsługuje około 744,0 tys. odbiorców.

W 2011 roku PSG Sp. z o.o. prowadziła prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej. Ponadto Spółka przyłączyła do sieci około 7,6 tys. nowych odbiorców. Do największych zadań inwestycyjnych realizowanych w tym zakresie należały:

- kontynuacja budowy (II etap) gazociągu w/c w ramach zadania inwestycyjnego „Drugostronne zasilanie miasta Torunia”; inwestycja ma na celu zapewnienie dostaw gazu dla miasta Torunia, odbiorców przemysłowych, gmin Łysomice, Wielka Nieszawka oraz dla Pomorskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej; w 2011 roku zakończono opracowanie dokumentacji projektowo-kosztorysowej oraz rozpoczęto budowę gazociągu w/c relacji Ostaszewo-Różankowo
- kontynuacja budowy gazociągu s/c wraz z przyłączem do MPEC Rypin; inwestycja obejmuje budowę przyłącza dla elektrociepłowni oraz gazyfikację gmin Osiek i Rypin; w 2011 roku prowadzono prace projektowe gazociągu s/c relacji Brodnica-Osiek-Rypin wraz z przyłączem i stacją redukcyjno-pomiarową dla MPEC Rypin
- kontynuacja budowy gazociągów s/c wraz z przyłączami gazu w ramach gazyfikacji miejscowości Jonkowo, Warkały oraz Giedajty
- zakończenie budowy gazociągu s/c wraz z przyłączami gazu w miejscowości Orle
- zakończenie gazyfikacji miejscowości Ciele gmina Białe Błota, gminy Zławieś Wielka oraz Włocławskiej Strefy Rozwoju Gospodarczego Park Przemysłowo-Technologiczny; inwestycje obejmowały budowę gazociągów s/c wraz z przyłączami, na realizację których podpisano umowy o dofinansowanie ze środków unijnych w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Kujawsko-Pomorskiego na lata 2007-2013
- gazyfikacja miejscowości Łochowo, Łochowice i Lisi Ogon w gminie Białe Błota; inwestycja obejmuje budowę gazociągów s/c i w/c wraz z przyłączami oraz budowę stacji redukcyjno-pomiarowej; w 2011 roku rozpoczęto prace projektowe
- gazyfikacja gmin Dobrcz i Koronowo; inwestycja obejmuje budowę gazociągów s/c i w/c wraz z przyłączami oraz budowę stacji redukcyjno-pomiarowej; w 2011 roku prowadzono prace projektowe.

Spółka realizowała również trzy projekty w zakresie gazyfikacji nowych obszarów, na które dostała dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko:

- kontynuacja projektu „Budowa sieci gazowej w/c relacji Szczytno-Młynowo-Muławki k/Kętrzyna oraz gazyfikacja gmin”; w 2011 roku zakończono budowę I etapu gazociągu w/c o długości ok. 26,2 km relacji Szczytno-Rybno, zakończono budowę I etapu gazociągu s/c i podpisano umowę na budowę II etapu w ramach gazyfikacji miejscowości Sątopy i Sątopy-Samulewo w gminie Bisztynek podpisano umowę na budowę gazociągu s/c o długości ok.8 km w miejscowości Barciany oraz wyłoniono wykonawcę na opracowanie dokumentacji projektowo-kosztorysowej dla gazociągu w/c relacji Młynowo-Muławki i stacji redukcyjno-pomiarowej w Mikołajkach

- kontynuacja projektu „Południowo-wschodnie zasilanie miasta Gdańska wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej; w 2011 roku rozpoczęto budowę gazociągu w/c relacji Kolnik-Gdańsk, zrealizowano I etap gazyfikacji miejscowości Wiślinka oraz wyłoniono wykonawcę na opracowanie dokumentacji projektowo-kosztorysowej dla gazociągu s/c Żuławy
- rozpoczęcie projektu „Budowa sieci gazowej w/c relacji Brodnica-Nowe Miasto Lubawskie-Iława DN 300 oraz gazyfikacja gmin”; projekt obejmuje budowę gazociągów w/c relacji Brodnica-Nowe Miasto Lubawskie wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową i relacji Nowe Miasto Lubawskie-Iława oraz gazociągów s/c w miejscowości Nowe Miasto Lubawskie i Kurzętniki; w 2011 roku rozpoczęto prace związane z opracowaniem dokumentacji projektowo-kosztowej dla gazociągów s/c.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	424,7	439,5
Zysk netto	mln zł	75,8	91,4
Kapitał własny	mln zł	1 153,4	1 038,7
Aktywa ogółem	mln zł	1 551,7	1 428,3
Długość sieci bez przyłączy	km	9 898,8	9 588,1
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 768	1 772

W 2012 roku PSG Sp. z o.o. kontynuować będzie m.in. realizację projektów: „Drugostronne zasilanie miasta Torunia”, „Budowa gazociągu w/c relacji Szczytno-Młynowo-Muławki k/Kętrzyna oraz gazyfikacja gmin”, „Południowo-wschodnie zasilanie miasta Gdańska wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej” oraz „Budowa sieci gazowej w/c relacji Brodnica-Nowe Miasto Lubawskie-Iława DN 300 oraz gazyfikacja gmin”. Ponadto spółka planuje podpisać nowe umowy na dofinansowanie z funduszy unijnych dla czterech projektów inwestycyjnych.

Na obszarze działania PSG Sp. z o.o. funkcjonują podmioty zajmujące się dystrybucją i obrotem paliwami gazowymi np. G.EN. GAZ ENERGIA S.A., US.EN.EKO, KRI S.A., ENERGO-EKO-INWEST Sp. z o.o., P.L. Energia S.A., Amber Gaz.

6. Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

WSG Sp. z o.o. zarządza siecią gazociągów dystrybucyjnych na terenie województw: wielkopolskiego i zachodniopomorskiego oraz na terenie kilkunastu gmin województw: lubuskiego, łódzkiego i dolnośląskiego, a także jednej gminy województwa pomorskiego. Stopień gazyfikacji tych obszarów, w odniesieniu do sieci WSG Sp. z o.o., kształtuje się na poziomie około 45%, z czego dla miast na prawach powiatu wynosi około 78%, dla obszarów miejskich około 55%, dla obszarów wiejsko-miejskich około 29% i dla obszarów typowo wiejskich około 18%.

W 2011 roku WSG Sp. z o.o. przesłała poprzez system dystrybucyjny 1.530,0 mln m³ gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), z czego około 1.338,6 mln m³ stanowił gaz wysokometanowy, 102,3 mln m³ – gaz zaazotowany (Lw) i około 89,1 mln m³ – gaz zaazotowany (Ls). Łączna liczba odbiorców obsługiwanych przez spółkę na koniec 2011 roku wynosiła 918,5 tys.

W 2011 roku spółka prowadziła prace związane eksploatacją, rozbudową i modernizacją sieci gazowej. Ponadto WSG Sp. z o.o. przyłączyła do sieci 9,1 tys. nowych odbiorców. Do największych zadań inwestycyjnych realizowanych w 2011 roku należały:

- kontynuacja zmiany sposobu zasilania obszaru dystrybucyjnego Kościan-Śmigiel, w tym zasilanie strefy ekonomicznej ETEX; w 2011 roku nastąpił odbiór techniczny inwestycji; w 2012 roku nastąpi włączenie do czynnego gazociągu, rozruch i odbiór końcowy
- budowy gazociągu zasilającego do miejscowości Skoki; inwestycja została zakończona; w ramach projektu wybudowano 11,6 km sieci
- budowa gazociągu s/c na odcinku Witkowo-Wólka oraz na odcinku Wólka-Strzałkowo-Słupca w ramach gazyfikacji gmin Witkowo i Strzałkowo; inwestycja została zakończona
- kontynuacja budowy gazociągu s/c w miejscowości Krzycko Wielkie w gminie Włoszakowice; w 2011 roku wybudowano ok. 7,7 km gazociągu
- kontynuacja rozbudowy sieci s/c w miejscowości Kąkolewo w gminie Osieczna; w 2011 roku nastąpił odbiór techniczny gazociągów; zakończenie inwestycji planowane jest na 2012 rok
- modernizacja sieci gazowej s/c w Poznaniu, na odcinku ul. Dożynkowa, Owsiana, Gromadzka, Winogrady; inwestycja została zakończona
- rozpoczęcie budowy stacji redukcyjno-pomiarowej w miejscowości Żukowice
- rozpoczęcie budowy stacji redukcyjno-pomiarowej w/c w miejscowości Polkowice
- rozpoczęcie budowy stacji redukcyjno-pomiarowej w miejscowości Goleniów
- modernizacja gazociągu s/c w Poznaniu, ul. Naramowicka, na odcinku od ul. Serbskiej do ul. Lechickiej; inwestycja rozpoczęta i zakończona w 2011 roku
- leasing finansowy sieci gazowej w pasie nadmorskim na odcinku Gorzysław-Koszalin i Gorzysław-Kołoźbrzeg.

Ponadto Spółka realizowała trzy projekty w zakresie gazyfikacji nowych obszarów, na które dostała dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko:

- „Budowa gazociągów i przyłączy gazowych n/c i s/c wraz ze stacją gazową w miejscowości Syców, powiat Oleśnicki”; inwestycja stworzy dogodne warunki dla rozwoju działalności gospodarczej i budownictwa mieszkaniowego w Sycowie; projekt podzielony jest na osiem zadań; w 2011 roku wykonano dwa zadania tj. zmodernizowano sieć gazową o długości ok. 4,7 km wraz z przyłączami w ciągu ulic: Wierzbowa, Kolejowa, Powstańców, Wrocławska, 1-go Maja, Piastowska, Daszyńskiego, Przemysłowa, Robotnicza i Kusocińskiego oraz rozpoczęto prace w rejonie ulic: Garncarska, Matejki, Daszyńskiego, Komorowska, Osiedle Matejki, Pawłówek, Szkolna oraz Szosa Kępińska
- „Stworzenie równego dostępu do sieci gazowej na terenie powiatu gorzowskiego”; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 11,6 km relacji Mościszki (gmina Witnica)-Osiedle Warniki (gmina Kostrzyn n. Odrą) oraz budowę gazociągu s/c o długości 13,2 km wraz z przyłączami we wsi Białcz; w 2011 roku uzyskano większość pozwoleń na budowę oraz wybrano wykonawcę prac budowlano-montażowych dla gazociągu w/c
- „Zaopatrzenie w gaz ziemny podmiotów funkcjonujących w północnej części gminy Pełczyce”; w 2011 roku wybudowano ok. 11,6 km gazociągu s/c.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	588,7	612,0
Zysk netto	mln zł	116,8	130,4
Kapitał własny	mln zł	1 830,2	1 787,3
Aktywa ogółem	mln zł	2 270,6	2 225,8
Długość sieci bez przyłączy	km	15 916,0	15 488,0
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 810	1 826

W 2012 roku WSG Sp. z o.o. kontynuować będzie gazyfikacje miejscowości Syców, północnej części gminy Pełczyce, powiatu gorzowskiego oraz gmin Lubasza i Witkowa. Ze względu na długi cykl uzyskania decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych oraz decyzji lokalizacyjnej wydłużył się okres przygotowania dokumentacji technicznej dla gazyfikacji gmin Włoszkowice i Lipno. W związku z powyższym realizacja inwestycji została przesunięta na 2012 rok.

Na obszarze działania WSG Sp. z o.o. funkcjonują podmioty posiadające koncesje na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych, obrót paliwami gazowymi jak również wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję ciepła np. G.EN. GAZ ENERGIA S.A, EWE Energia Sp. z o.o., E.ON edis energia Sp. z o.o., KRI S.A., CP ENERGIA S.A. oraz Avrio Media Sp. z o.o.

7. Ryzyka dystrybucji

Konkurencja bezpośrednia

Liberalizacja rynku gazu powoduje, że Spółki Gazownictwa narażone są na zwiększenie aktywności firm konkurencyjnych. Firmy zajmujące się dystrybucją gazu ziemnego systematycznie rozbudowują swoje sieci gazowe i pozyskują nowych odbiorców. Ponadto pojawiły się firmy, które oferują dostawy gazu ziemnego przy wykorzystaniu skroplonego gazu LNG. Bariery wejścia na ten rynek są zdecydowanie niższe, gdyż inwestycja taka wymaga o wiele niższych nakładów inwestycyjnych oraz nie wymaga podłączenia do systemu gazowego i zapewnienia niezbędnych rezerw przepustowości sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Na pozycję konkurencyjną Spółek Gazownictwa wpływa również polityka taryfowa Urzędu Regulacji Energetyki, uniemożliwiająca spółkom prowadzenie elastycznej polityki cenowej dla ważnych odbiorców. Brak elastyczności cenowej powoduje, że oferta firm konkurencyjnych może stanowić atrakcyjną alternatywę dla odbiorców spółek.

Ustawodawstwo

Istotnym czynnikiem wpływającym na działalność Spółek Gazownictwa jest długi czas przygotowania inwestycji do realizacji. Skomplikowane przepisy prawa budowlanego oraz regulacje prawne związane z realizacją przedsięwzięć inwestycyjnych nakładają obowiązek sporządzania obszernej i czasochłonnej dokumentacji projektowej i formalno-prawnej niezbędnej do rozpoczęcia realizacji inwestycji.

Substytucja

Szeroki i szybki dostęp do alternatywnych nośników energii, tj. olej opałowy, gaz płynny propan-butan, węgiel kamienny, energia elektryczna bądź ciepło wytwarzane w centralnych elektrociepłowniach, ciepłowniach miejskich lub osiedlowych może osłabić pozycję Spółek Gazownictwa na lokalnych rynkach energii.

Źródła zasilania systemu dystrybucyjnego MSG Sp. z o.o.

Sieć gazowa MSG Sp. z o.o. połączona jest z systemem przesyłowym OGP GAZ-SYSTEM S.A. i głównie z niego zasilana. Położenie źródeł zasilania oraz topologia krajowych sieci przesyłowych jest niekorzystna dla znacznej części obszaru działania spółki. Istnieje ryzyko braku rezerw przepustowości sieci przesyłowej na punktach wejścia do systemu dystrybucyjnego spółki, co może uniemożliwić dalszy rozwój rynku paliwa gazowego na dużym obszarze działania spółki.

Rozdział IX: Pozostała działalność

Segment ten zajmuje się projektowaniem oraz realizacją obiektów budowlanych, maszyn i urządzeń dla sektora górniczego oraz paliwowo-energetycznego, a także świadczy usługi z zakresu branży hotelarsko-gastronomicznej. Powyższą działalność prowadzą przede wszystkim spółki GK PGNiG. Segment swoim zakresem obejmuje również realizację projektów elektroenergetycznych wykorzystujących gaz ziemny jako paliwo oraz działalność handlową na rynku energii elektrycznej.

Nabycie akcji Vattenfall Heat Poland S.A.

23 sierpnia 2011 roku PGNiG SPV 1 Sp. z o.o., w której PGNiG S.A. posiada 100% udziałów, podpisała ze spółką Vattenfall AB przedwstępną umowę sprzedaży akcji. Przedmiotem umowy jest nabycie 24.591.544 akcji spółki Vattenfall Heat Poland S.A., które stanowią ponad 99,8% w kapitale zakładowym i uprawniają do ponad 99,8% głosów w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu Vattenfall Heat Poland S.A. Akcje są akcjami imiennymi o wartości nominalnej 10,00 zł każda i łącznej wartości nominalnej 245.915.440,00 zł. Wartość transakcji na dzień podpisania umowy przedwstępnej wynosiła około 2,96 mld zł, co odpowiadało wartości przedsiębiorstwa na poziomie około 3,50 mld zł.

W celu sfinansowania nabycia akcji Vattenfall Heat Poland S.A. wraz ze wszystkimi kosztami transakcyjnymi PGNiG S.A. udzieliła spółce PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. pożyczkę do kwoty 3,78 mld zł, na okres do 31 grudnia 2012 roku.

7 grudnia 2011 roku PGNiG S.A. otrzymała zgodę UOKiK na dokonanie koncentracji polegającej na nabyciu przez PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. akcji spółki Vattenfall Heat Poland S.A., co było warunkiem zawieszającym podpisanie ostatecznej umowy sprzedaży akcji.

11 stycznia 2012 roku PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. podpisała z Vattenfall AB ostateczną umowę sprzedaży 24.591.544 akcji Vattenfall Heat Poland S.A. Cena nabycia akcji na dzień podpisania umowy wynosiła 3,02 mld zł. Firma spółki została zmieniona na PGNiG TERMIKA SA.

Nabycie akcji Vattenfall Heat Poland S.A. stanowi realizację jednego z celów strategicznych GK PGNiG w sektorze energetycznym. Podstawowym przedmiotem działalności Vattenfall Heat Poland S.A. jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji. Spółka dysponuje 4,8 GW mocy cieplnej oraz 1 GW mocy elektrycznej zainstalowanej w źródłach wytwórczych i zaspokaja ok. 75% potrzeb ciepłych rynku warszawskiego. Głównym odbiorcą spółki jest SPEC S.A.

PGNiG TERMIKA SA będzie głównym centrum kompetencyjnym realizującym duże przedsięwzięcia elektroenergetyczne z wykorzystaniem gazu ziemnego jako paliwa tj. budowę bloku gazowego klasy 400 MWe w EC Żerań.

1. PGNiG Energia S.A.

Przedmiotem działalności PGNiG Energia S.A. jest realizacja projektów budowy bloków energetycznych, inwestycji w zasilane gazem ziemnym instalacje kogeneracyjne oraz pilotażowych projektów biogazowych. Spółka prowadzi również działalność handlową na hurtowym rynku energii elektrycznej oraz obrót uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla i innych gazów.

Największym projektem realizowanym przez PGNiG Energia S.A. we współpracy z Elektrownią Stalowa Wola S.A. jest budowa bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej 400MW i 229 MW energii cieplnej w Stalowej Woli. W 2011 roku spółka kontynuowała działania organizacyjne i inwestycyjne projektu, w ramach których podpisano umowę o funkcjonowaniu spółki celowej (SPV)

Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A., w której PGNiG Energia S.A. posiada 50% akcji, podwyższono kapitał zakładowy spółki (SPV) oraz rozpoczęto wybór głównego wykonawcy.

Ponadto w 2011 roku podpisane zostały umowy, kompleksowa pomiędzy PGNiG S.A. a Elektrociepłownią Stalowa Wola S.A. na dostawy paliwa gazowego oraz umowa sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy PGNiG Energia S.A., TAURON Polska Energia S.A. a Elektrociepłownią Stalowa Wola. Wejście w życie wymienionych umów zależne jest od spełnienia warunku zawieszającego w postaci zawarcia umów zapewniających źródła finansowania budowy, rozruchu i rozpoczęcia eksploatacji bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli.

W 2011 roku PGNiG Energia S.A. rozpoczęła kompleksową obsługę podmiotów GK PGNiG oraz jednego odbiorcy zewnętrznego w zakresie zakupów energii elektrycznej. W ramach handlu uprawnieniami do emisji CO₂ spółka podpisała trzy umowy na bazie standardu EFET (European Federation of Energy Traders).

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	24,2	4,7
Zysk/strata netto	mln zł	-1,8	-0,6
Kapitał własny	mln zł	27,4	5,4
Aktywa ogółem	mln zł	32,4	7,5
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	48	20

31 stycznia 2012 roku PGNiG Energia S.A. rozpoczęła handel energią i uprawnieniami do emisji CO₂ na Towarowej Gieldzie Energii.

W 2012 roku spółka kontynuować będzie działania organizacyjne i inwestycyjne projektu „Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli, w ramach których planowany jest wybór głównego wykonawcy oraz podwyższenie kapitału zakładowego spółki (SPV). Ponadto spółka będzie prowadziła obrót hurtowy energią elektryczną i produktami pochodnymi na giełdach i w obrocie pozagiełdowym.

2. PGNiG Technologie Sp. z o.o.

PGNiG Technologie Sp. z o.o. została powołana w 2010 roku w celu konsolidacji spółek budowlano-montażowych segmentu pozostała działalność Grupy Kapitałowej PGNiG. 22 grudnia 2011 roku zakończono proces konsolidacji poprzez połączenie PGNiG Technologie Sp. z o.o. ze spółkami BUG Gazobudowa Sp. z o.o., ZUN Naftomet Sp. z o.o., BN Naftomontaż Sp. z o.o. i ZRUG Sp. z o.o. Majątek powyższych spółek został w całości przeniesiony do PGNiG Technologie Sp. z o.o. Konsolidacja spółek budowlano-montażowych w jeden silny podmiot pozwoli na skuteczniejszą konkurencję na rynkach krajowym i zagranicznym.

PGNiG Technologie Sp. z o.o. specjalizuje się w usługach budowlano-montażowych z zakresu m.in. budowy gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych, infrastruktury gazowniczej w postaci węzłów, tłoczni i stacji gazowych, zagospodarowania złóż i budowy kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego, budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu ziemnego oraz produkcji urządzeń i aparatów do wyposażenia złóż węglowodorów, części do platform wiertniczych, a także produkcji i remontów wyrobów dla górnictwa węglowego. Spółka zajmuje się również remontami urządzeń wiertniczych i eksploatacyjnych.

Poniżej przedstawiona została działalność spółek przejętych przez PGNiG Technologie Sp. z o.o. w okresie od 1 stycznia do 22 grudnia 2011 roku.

BUG Gazobudowa Sp. z o.o.

Budownictwo Urządzeń Gazowniczych Gazobudowa Sp. z o.o. zajmowała się budową i remontami gazociągów wysokiego i średniego ciśnienia, wodociągów, ropociągów, a także tłoczni gazu i stacji redukcyjno-pomiarowych. W 2011 roku 52% przychodów ze sprzedaży spółka uzyskała z realizacji usług na rzecz kontrahentów spoza Grupy Kapitałowej PGNiG. Najistotniejszymi odbiorcami z powyższej grupy klientów byli kontrahenci zagraniczni BONATTI S.p.A. w Niemczech i IMP PROMONT d.d. ze Słowenii, a także odbiorcy krajowi m.in. Stalbud Tarnów Sp. z o.o. w Tarnowie, Alkat Sp. z o.o. w Dąbrowie Górniczej oraz Gmina Dąbrowa Górnicza. Największym kontrahentem z Grupy Kapitałowej PGNiG była PGNiG S.A.

Do najważniejszych prac prowadzonych w 2011 roku należały kontrakty z zakresu budowy gazociągów wysokiego ciśnienia. Zakres prac obejmował m.in.:

- budowę gazociągu wysokiego ciśnienia (wraz z węzłami Kościan i Szczyglice oraz stacjami redukcyjno pomiarowymi) relacji KGZ Kościan-KGHM Żukowice-Polkowice dla PGNiG S.A.
- prace spawalnicze i montażowe na gazociągach OPAL i NEL w Niemczech dla BONATTI S.p.A.
- prace na budowie gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Cersak-Kidricevo na Słowenii dla IMP PROMONT d.d.
- budowę części liniowej gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Mieszalnia Kłodawa-LMG dla GK PGNiG.

Spółka prowadziła również roboty budowlano-montażowe, obejmujące m.in. modernizację stacji redukcyjno pomiarowej węzła technologicznego i tłoczni gazu oraz budowę sieci kanalizacyjnej wraz z tłocznia ścieków na rzecz gminy Dąbrowa Górnicza.

ZUN Naftomet Sp. z o.o.

Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o. specjalizowała się w produkcji i remoncie urządzeń dla przemysłu naftowo-gazowego. W 2011 roku ZUN Naftomet Sp. z o.o. zajmowała się przede wszystkim produkcją elementów do powierzchniowego zagospodarowania odwiertów, urządzeń ciśnieniowych stanowiących wyposażenie kopalni ropy i gazu oraz urządzeń i części zamiennych do platform i statków wiertniczych. Przychody uzyskane od odbiorców krajowych i zagranicznych spoza Grupy Kapitałowej PGNiG wyniosły około 54% przychodów ze sprzedaży ogółem, z czego prawie 49 % stanowiły przychody ze sprzedaży urządzeń i części zamiennych do platform i statków wiertniczych dla kontrahenta norweskiego.

Natomiast głównym odbiorcą w ramach Grupy Kapitałowej była PGNiG S.A., dla której spółka wyprodukowała elementy do powierzchniowego zagospodarowania odwiertów. Uzyskana wartość przychodów ze sprzedaży powyższych elementów stanowiła ponad 24% przychodów ogółem.

BN Naftomontaż Sp. z o.o.

Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o. zajmowała się kompleksową budową kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego wraz z infrastrukturą. W 2011 roku przychody z usług wykonanych na rzecz GK PGNiG stanowiły 97% przychodów ze sprzedaży spółki. Spółka realizowała prace związane z zagospodarowaniem złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, obejmujące w szczególności budowę oraz remont urządzeń technologicznych kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego, a także budowę instalacji technologicznych podziemnych magazynów gazu. Do najważniejszych prac prowadzonych w 2011 roku należały kontrakty realizowane na rzecz PGNiG S.A. Zakres prac obejmował m.in.:

- zagospodarowanie złoża Rylowa-Rajsko

- podłączenie odwiertów Elźbieciny i Jabłonna
- rozbudowę części napowierzchniowej PMG Strachocina
- zagospodarowanie odwiertów Barnówko-12, Mostno-8K i 9H na złożu BMB.

Od 2005 roku BN Naftomontaż Sp. z o.o. realizowała układ z wierzycielami na podstawie postanowienia Sądu Rejonowego w Krośnie Wydział V Gospodarczy o ogłoszeniu upadłości spółki z możliwością zawarcia układu. Do dnia 22 grudnia 2011 roku spółka spłaciła zgodnie z harmonogramem dwie raty o łącznej wartości 1,1 mln zł. Pozostała kwota zobowiązań wynikających z zawartego układu w wysokości 7,2 mln zł została uregulowana przez PGNiG Technologie Sp. z o.o.

ZRUG Sp. z o.o.

Zakład Remontowy Urządzeń Gazowniczych Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli świadczyła przede wszystkim usługi budowlano-montażowe w zakresie budowy gazociągów przesyłowych, stacji, tłoczni i węzłów gazowych, zagospodarowania złóż i kopalni gazu ziemnego. Ponadto spółka świadczyła kompleksowe usługi w zakresie prac hermetycznych na czynnych rurociągach (metoda TD Williamson). W 2011 roku przychody z usług wykonanych na rzecz kontrahentów z Grupy Kapitałowej PGNiG stanowiły 90% przychodów ze sprzedaży ogółem. Największym partnerem spoza Grupy była OGP GAZ-SYSTEM S.A. Do najważniejszych usług świadczonych w 2011 roku należały kontrakty realizowane na rzecz PGNiG S.A. Zakres prac obejmował m.in.:

- budowę gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Mieszalnia Kłodawa-KRNiGZ LMG
- rozbudowę części napowierzchniowej PMG Strachocina
- rozbudowę KGZ Paproć-Cicha Góra
- zagospodarowanie złoża gazu Rylowa-Rajsko.

Podstawowe dane o PGNiG Technologie Sp. z o.o. za lata 2011-2010 zostały zaprezentowane w poniższej tabeli. W 2010 roku spółki zależne od PGNiG Technologie Sp. z o.o. konsolidowane były przez PGNiG S.A. W związku z powyższym dane finansowe za rok 2010 zostały doprowadzone do porównywalności z rokiem 2011.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	409,2	469,9
Zysk/strata netto	mln zł	0,6	21,6
Kapitał własny	mln zł	165,4	116,3
Aktywa ogółem	mln zł	293,8	306,5
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	1 507	1 688

W 2012 roku i w najbliższych latach PGNiG Technologie Sp. z o.o. planuje rozwój działalności w dotychczasowym segmencie rynku przy maksymalnym wykorzystaniu obecnego potencjału technicznego i produkcyjnego. Spółka planuje rozwój przede wszystkim w kierunku świadczenia kompleksowych usług projektowo-budowlano-montażowych w sektorze gazownictwa i górnictwa naftowego w kraju i za granicą. Głównym odbiorcą usług świadczonych przez PGNiG Technologie Sp. z o.o. pozostanie PGNiG S.A. Najważniejszymi kontraktami zaplanowanymi do realizacji w 2012 roku dla PGNiG S.A. są m.in.:

- budowa gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Węzeł Szczyglice-KGHM i rozbudowa węzła Kościan oraz budowa gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Mieszalnia Kłodawa-KRNiGZ LMG
- zagospodarowanie odwiertów na złożach Rylowa-Rajsko, BMB, Lubliniec, Pruchnik oraz Góra Ropczycka

- budowa tłoczni gazu na KGZ Mirocin i KGZ Maćkowice
- przebudowa KGZ Husów.

3. B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.

Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa „Gazoprojekt” S.A. specjalizuje się w kompleksowym projektowaniu instalacji do produkcji, magazynowania, przesyłu i rozdziału gazu oraz systemowych stacji gazowych i stacji rozdzielczych. Większościowym udziałowcem spółki jest PGNiG S.A. z 75% udziałem w kapitale zakładowym. 25% udziałów jest w posiadaniu osób fizycznych – pracowników B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.

W 2011 roku B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A. osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 45,4 mln zł. Przychody z usług wykonanych na rzecz kontrahentów spoza Grupy Kapitałowej PGNiG stanowiły 59% przychodów ze sprzedaży spółki. Głównymi odbiorcami usług spoza Grupy Kapitałowej były OGP GAZ-SYSTEM S.A. i PBG S.A. W 2011 roku B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A. opracowała m.in. dokumentację projektową w zakresie budowy gazociągów wysokiego ciśnienia relacji Gutorzyn-Odolanów i Świnoujście-Szczecin oraz prowadziła nadzór autorski nad budową PMG Wierzchowice.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	45,4	95,8
Zysk/strata netto	mln zł	4,5	4,3
Kapitał własny	mln zł	38,1	33,6
Aktywa ogółem	mln zł	48,7	55,0
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	243	246

W 2012 roku spółka planuje realizację kontraktów, z których największymi są m.in. opracowania dokumentacji projektowej w zakresie rozbudowy węzła Odolanów dla OGP GAZ-SYSTEM S.A., dokumentacji przedprojektowej i projektowej gazociągu wysokiego ciśnienia relacji KRNiGZ LMG-Paproć dla PGNiG S.A., oraz dokumentacji projektowej w zakresie budowy gazociągów i przyłączy w gminach Prażmów, Tarczyn, Góra Kalwaria, Piaseczno i Żabia Wola dla jednej ze spółek GK PGNiG.

4. Geovita Sp. z o.o.

Geovita Sp. z o.o. prowadzi działalność hotelarsko-gastronomiczną na terenie kraju w 11 własnych ośrodkach i w 3 zarządzanych hotelach. Ośrodki spółki stanowią sieć obiektów o charakterze wypoczynkowo-rekreacyjnym, szkoleniowo-konferencyjnym i odnowy biologicznej. Ośrodki są zlokalizowane nad morzem, w górach i w centrum Polski. Spółka oferuje swoje usługi klientom krajowym i zagranicznym.

W 2011 roku Geovita Sp. z o.o. rozszerzyła swoją działalność w zakresie zarządzania hotelami o kolejne obiekty. Od października 2011 roku spółka zarządza dwoma hotelami należącymi do PGNiG S.A., hotelem Bukowy Dworek w Gronowie i hotelem Perła Bieszczadów w Czarnej. Umowa o zarządzanie powyższymi hotelami obowiązuje do września 2013 roku.

W 2011 roku Geovita Sp. z o.o. osiągnęła przychody ze sprzedaży ogółem w wysokości 36 mln zł, w tym prawie 8 mln zł z tytułu zarządzania hotelami. Odbiorcami usług byli głównie klienci spoza

Grupy Kapitałowej PGNiG. Przychody z usług świadczonych na rzecz tej grupy klientów stanowiły 73% przychodów ze sprzedaży spółki.

W 2011 roku upłynął termin realizacji Planu Naprawczego przeprowadzanego w latach 2007-2011. Głównym celem Programu było osiągnięcie przez spółkę dodatniej rentowności prowadzonej działalności począwszy od 2010 roku. W 2011 roku spółka nie osiągnęła planowanego zysku netto w wysokości 1,9 mln zł z powodu spadku sprzedaży przede wszystkim w segmencie konferencji i szkoleń oraz wypoczynku rodzinnego.

Podstawowe dane o spółce

	Jednostka	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	mln zł	36	32,8
Zysk/strata netto	mln zł	-1,2	0,2
Kapitał własny	mln zł	77,9	79,1
Aktywa ogółem	mln zł	98,5	100,8
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	osoby	349	303

W roku 2012 kontynuowana będzie restrukturyzacja spółki. Ponadto W 2012 roku planowane jest przekształcenie Geovita Sp. z o.o. w spółkę akcyjną. W kolejnych latach spółka planuje zwiększenie liczby klientów oraz wyrównanie standardów i zakresu oferowanych usług we wszystkich obiektach sieci Geovita.

5. Ryzyka pozostałej działalności

Projekty energetyczne

Na zaangażowanie w projekty energetyczne istotny wpływ będą wywierać ceny uprawnień do emisji CO₂, których spadek może powodować niską opłacalność wytwarzania energii elektrycznej z gazowych układów kogeneracyjnych. Wzrost cen ropy naftowej na rynkach światowych, skutkujący wzrostem cen gazu ziemnego będzie przyczyniać się do obniżenia konkurencyjności paliwa gazowego stosunku do węgla energetycznego. Ponadto czynnikiem niepewności wpływającym na rentowność projektów energetycznych jest brak jasnego stanowiska organów administracji państwowej w sprawie podtrzymania systemu wsparcia dla kogeneracji gazowej w postaci „żółtych certyfikatów” po 2012 roku.

Regulacje prawne

Przepisy i procedury administracyjne związane z przygotowaniem inwestycji oraz uzyskiwaniem pozwoleń na budowę, w tym w szczególności w zakresie spełnienia wymogów ochrony środowiska mogą powodować opóźnienia w terminach rozpoczynania inwestycji, narażając spółkę na dodatkowe koszty związane z ewentualnym nieterminowym wykonaniem kontraktu i spadkiem przychodów ze sprzedaży.

Konkurencja

Na działalność spółek segmentu świadczących usługi budowlano-montażowe i produkujących urządzenia wiertnicze istotny wpływ ma rosnąca konkurencja ze strony polskich spółek i firm zagranicznych działających zarówno za granicą, jak i wchodzących na polski rynek. Przy obecnym poziomie inwestycji realizowanych w obszarze działania segmentu zwiększająca się konkurencja powoduje m.in. utrzymywanie się niskiej ceny na usługi świadczone przez spółki segmentu.

Natomiast w zakresie projektowania instalacji do przesyłu gazu niekorzystnym zjawiskiem, powodującym zmniejszenie się możliwości zawiązania konsorcjum z firmami wykonawczymi i uzyskiwaniem nowych zamówień, jest przejmowanie przez duże firmy wykonawcze średniej wielkości biur projektowych oraz powstawanie nowych biur projektowych wewnątrz firm świadczących usługi w branży gazowniczej. Istotnym zagrożeniem w powyższym obszarze jest również rosnąca się konkurencja ze strony nowo powstałych konsorcjów.

Rozdział X: Inwestycje

W 2011 roku nakłady inwestycyjne GK PGNiG na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne wyniosły 4.259,4 mln zł. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności przedstawia tabela.

Nakłady inwestycyjne (w mln zł)

	2011
Poszukiwanie i wydobywanie	2 519,2
Obrót i magazynowanie	548,2
Dystrybucja	1 172,8
Pozostała działalność	19,2
Razem	4 259,4

Poniziej zostały przedstawione najistotniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne, które były realizowane w GK PGNiG

Poszukiwanie złóż

Nakłady inwestycyjne w obszarze poszukiwania złóż w kwocie 510,3 mln zł zostały poniesione głównie na 11 odwiertów pozytywnych, na odwierty, których realizacja nie została zakończona oraz na 12 odwiertów negatywnych, które zostały odniesione w koszty w bieżącym okresie sprawozdawczym.

Projekt Skarv

Projekt obejmuje zagospodarowanie złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym przy wykorzystaniu pływającej jednostki wydobywczej, magazynowania i załadunku (FPSO), która w 2011 roku została przetransportowana do Norwegii i zainstalowana nad złożem Skarv. Ponadto w 2011 roku została zakończona instalacja wszystkich podmorskich struktur (płyty fundamentowe, gazociągi itp.) na złożach Skarv i Idun. Na projekt zagospodarowania złoża Skarv w 2011 roku poniesiono nakłady inwestycyjne w wysokości 550,5 mln zł.

Projekt Lubiatów-Międzychód-Grotów

Projekt ten zakłada zagospodarowanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów-Międzychód-Grotów oraz umożliwienie transportu, magazynowania i sprzedaży ropy naftowej, gazu ziemnego, siarki płynnej i mieszaniny propan-butan z Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego LMG. Projekt LMG obejmuje:

- budowę Ośrodka Centralnego LMG, który będzie miejscem zbioru, rozdziału i uzdatniania płynów złożowych
- budowę Terminalu Ekspedycyjnego w miejscowości Wierzbno (zadanie zakończone w latach poprzednich)
- budowę gazociągu do Odazotowni Grodzisk, który umożliwi przesłanie nadwyżek gazu z Kopalni LMG do Odazotowni Grodzisk.

W 2011 roku prowadzono budowę Ośrodka Centralnego LMG. Łączna szacowana wartość projektu wynosi około 1,6 mld zł. W 2011 roku nakłady poniesione na projekt wyniosły 435,5 mln zł.

Projekt Grodzisk

Celem tego projektu jest umożliwienie sprzedaży gazu pochodzącego ze złóż gazu zaazotowanego po uprzednim przetworzeniu (kriogeniczne odazotowanie gazu zaazotowanego) do parametrów gazu wysokometanowego. Projekt Grodzisk obejmował m.in.: zagospodarowanie złóż Paproć W, Wielichowo i Ruhocice, zagospodarowanie odwiertu Nowy Tomyśl-2k, modernizację KGZ Paproć, budowę gazociągu Przyłek-KGZ Paproć oraz budowę Odazotowni Grodzisk.

W 2011 roku zakończono rozbudowę KGZ Paproć-Cicha Góra i zagospodarowanie odwiertów Elźbieciny i Jabłonna, a tym samym zakończono realizację całego projektu. Łączne nakłady na projekt Grodzisk wyniosły ok. 458 mln zł.

Gazociąg w/c relacji Mieszalnia Kłodawa-KRNiGZ LMG

Inwestycja obejmuje budowę gazociągu w/c relacji Mieszalnia Kłodawa-KRNiGZ LMG, który połączy dwa rejonu wydobywcze i umożliwi przesył gazu z rejonu Dębna poprzez Mieszalnię Kłodawa i KRNiGZ LMG do Mieszalni i Odazotowni Grodzisk. Ponadto gazociąg będzie pełnił funkcję magazynu w celu uzupełnienia chwilowych niedoborów gazu handlowego. W 2011 roku kontynuowano budowę gazociągu. Szacowane całkowite nakłady na projekt wynoszą 110,7 mln zł. W 2011 roku nakłady poniesione na projekt wyniosły 80,4 mln zł.

Gazociąg do KGHM

Projekt zakłada budowę gazociągu wysokiego ciśnienia oraz kabla światłowodowego wraz z infrastrukturą na trasie KGZ Kościan-KGHM Polkowice/Żukowice w celu bezpośredniej sprzedaży gazu ziemnego do KGHM Polkowice/Żukowice. W 2011 roku kontynuowano budowę gazociągu. Szacowane całkowite nakłady na projekt wynoszą około 220 mln zł. Nakłady poniesione w 2011 roku wyniosły 31,5 mln zł.

Pozostałe inwestycje w obszarze wydobycia

Pozostałe inwestycje obejmują zadania inwestycyjne związane z zagospodarowaniem udokumentowanych bądź eksploatowanych złóż gazu ziemnego, utrzymaniem i odtworzeniem wydajności produkcji węglowodorów oraz funkcjonowaniem obszaru wydobycia. Do najważniejszych zadań należały:

- modernizacja i rozbudowa istniejących kopalni gazu ziemnego
- zagospodarowanie złóż gazu ziemnego Ryłowa-Rajsko, Góra Ropczycka i Rudka
- zakończenie zagospodarowania złoża gazu ziemnego Zalesie
- zakończenie zagospodarowania odwiertów Sarzyna
- rozpoczęcie wiercenia odwiertów Radlin i Wola Różaniecka.

Podziemne magazyny gazu (poszukiwanie i wydobycie)

W obszarze podziemnych magazynów gazu segmentu poszukiwanie i wydobycie nakłady w wysokości 90,1 mln zł. W lipcu 2011 roku zakończono prace budowlano-montażowe związane z rozbudową PMG Strachocina. Łączne nakłady na PMG Strachocina wyniosły ok. 424 mln zł.

Podziemne magazyny gazu (obróć i magazynowanie)

Nakłady inwestycyjne na podziemne magazyny gazu w segmencie obróć i magazynowanie wyniosły 430,7 mln zł i obejmowały:

- kontynuację budowy części napowierzchniowej PMG Wierzchowie

- rozpoczęcie budowy części napowierzchniowej oraz kontynuację prac ługowniczych w kawernach PMG Kosakowo
- kontynuację budowy czterech kawern KPMG Mogilno.

Dystrybucja

Na inwestycje związane z działalnością dystrybucyjną GK PGNiG poniosła nakłady w wysokości 1 172,8 mln zł. W ramach działalności inwestycyjnej Spółki Gazownictwa głównie dokonywały przyłączeń nowych klientów oraz modernizowały i rozbudowywały sieć gazową. Najważniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne zostały opisane w Rozdziale VIII Dystrybucja.

Pozostała działalność

W 2011 roku w segmencie pozostała działalność poniesiono nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne w wysokości 19,2 mln zł. Najważniejsze inwestycje obejmowały m.in. zakup maszyn i urządzeń produkcyjnych, środków transportu oraz wdrażanie zintegrowanego systemu informatycznego.

Rozdział XI: Ochrona środowiska

Likwidacja odwiertów

Zgodnie z ustawą Prawo geologiczne i górnicze PGNiG S.A. zobowiązana jest do likwidacji wyeksploatowanych wyrobisk górniczych, usunięcia zagrożenia i szkód wyrządzonych działalnością górniczą oraz do przywrócenia terenu do stanu sprzed rozpoczęcia działalności górniczej. Poprzez likwidację odwiertów i kopanek zapobiega się wyciekom ropy naftowej oraz gazu ziemnego na powierzchnię oraz do cieków wodnych. Ponadto nielikwidowane odwierty gazowe stwarzają możliwość nagromadzenia się ulatniającego gazu, co stwarza zagrożenie wybuchem pożaru. W 2011 roku zlikwidowano łącznie 11 odwiertów (w tym 1 z braku przemysłowego przepływu węglowodorów po remoncie) oraz 11 kopanek.

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W 2011 roku w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂(SHUE) uczestniczyły instalacje Oddziałów PGNiG S.A. w Odolanowie i w Zielonej Górze oraz instalacja gazu w KPMG Mogilno. Emisja CO₂ z powyższych instalacji w 2011 roku wyniosła 91.098 Mg. W 2011 roku została przeprowadzona wstępna weryfikacja kwalifikująca instalację PMG Wierzchowice do systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂.

Emisje metanu

W 2011 roku rozpoczęto inwentaryzację emisji metanu z systemu dystrybucji gazu ziemnego. Celem inwentaryzacji jest oszacowanie wielkości emisji metanu z poszczególnych elementów systemu, weryfikacja dotychczas stosowanych współczynników emisji oraz opracowanie ujednoczonych wskaźników i metod obliczeniowych emisji tego gazu. Ujednoczone i wiarygodne wskaźniki emisji metanu pozwolą na obniżenie kosztów opłat środowiskowych.

Rekultywacje i badania na majątku nieprodukcyjnym

Zgodnie z ustawą Prawo ochrony środowiska PGNiG S.A. prowadzi prace badawczo-rozpoznawcze i rekultywacyjne na obszarach zanieczyszczonych wskutek przeszłej działalności (m.in. gazownictwa klasycznego) w celu przywrócenia nieruchomości do stanu określonego standardami jakości środowiska. W 2011 roku zakończono badania uzupełniające na nieruchomościach w Kargowej, Zabrze, Łabiszynie i Międzyzlesiu o łącznej powierzchni ponad 15.500 m² oraz prace rekultywacyjne na nieruchomościach w Pырzycach i Koźminie Wielkopolskim o łącznej powierzchni ponad 9.000 m². Ponadto w 2011 roku rozpoczęto prace rekultywacyjne na nieruchomościach w Karkowej i w Radkowie.

Zintegrowany System Zarządzania i System Zarządzania Środowiskowego

W 2011 roku Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. wdrożyła Zintegrowany System Zarządzania. Audyt certyfikujący powyższy system został zakończony pozytywnie. Ponadto Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. wdrożyła System Zarządzania Środowiskowego.

Poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych

W 2011 roku PGNiG S.A. podjęła prace badawcze w celu identyfikacji rodzajów i skali zagrożeń, jakie potencjalnie mogą powodować działania poszukiwawczo-rozpoznawcze związane z dużym poborem wody i użyciem substancji chemicznych do szczelinowania skał łupkowych, a także powstawaniem w trakcie tego procesu znaczących ilości odpadów.

Rozdział XII: Pozostałe informacje

Podział zysku za rok 2010

20 kwietnia 2011 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwałę o podziale zysku netto za 2010 rok w wysokości 1.702,1 mln zł. Zysk został podzielony w następujący sposób:

- kwotę 921,6 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki
- kwotę 708,0 mln zł przeznaczono na wypłatę dywidendy (co oznacza, że na jedną akcję przypada 0,12 zł), z czego nie więcej niż 30,1 mln zł zostanie przekazane Skarbowi Państwa w formie dywidendy niepieniężnej w postaci elementów systemu przesyłowego oraz w formie dywidendy pieniężnej, stanowiącej różnicę pomiędzy wartością dywidendy wynikającej z ilości posiadanych akcji a ostateczną wartością dywidendy rzeczowej
- kwotę 9,1 mln zł przeznaczono na zwiększenie zakładowego funduszu świadczeń socjalnych
- kwotę 58,4 mln zł przeznaczono na nagrody dla pracowników
- kwotę 5,0 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału rezerwowego pod nazwą Centralny Fundusz Restrukturyzacji.

Ponadto zysk zatrzymany w kwocie 76,5 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki.

Jednocześnie Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. ustaliło dzień dywidendy na 20 lipca 2011 roku oraz termin wypłaty dywidendy na 6 października 2011 roku.

Udzielenie absolutorium

20 kwietnia 2011 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwały o zatwierdzeniu sprawozdania finansowego i sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A., zatwierdzeniu skonsolidowanego sprawozdania finansowego i sprawozdania Zarządu z działalności GK PGNiG oraz o udzieleniu członkom Zarządu i Rady Nadzorczej PGNiG S.A. absolutorium z wykonywania obowiązków w roku obrotowym 2010.

Sprawy przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku, w tym uchwały zobowiązującej PGNiG S.A. do dopłaty w kwocie 52 mln zł, toczyło się kolejno przed Sądem Okręgowym w Warszawie, Apelacyjnym w Warszawie i Sądem Najwyższym. W dniu 25 czerwca 2010 roku Sąd Okręgowy uwzględnił powództwo PGNiG S.A., stwierdzając nieważność uchwały o umorzeniu udziałów oraz uchwały o dopłatach. W dniu 12 listopada 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła apelację do Sądu Okręgowego wraz z wnioskiem o zwolnienie od kosztów sądowych. W dniu 4 lipca 2011 roku PGNiG S.A. złożyła do Sądu Apelacyjnego w Warszawie odpowiedź na powyższą apelację. Sąd Apelacyjny wyrokiem z dnia 14 grudnia 2011 roku oddalił apelację PI GAZOTECH Sp. z o.o. od wyroku Sądu Okręgowego.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwały Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 19 stycznia 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 25.999.998 zł, toczyło się przed Sądem Okręgowym i Sądem Apelacyjnym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 18 października 2010 roku Sąd Okręgowy w Warszawie unieważnił uchwałę o dopłatach. W dniu 12 listopada 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła apelację do Sądu Okręgowego wraz z wnioskiem o zwolnienie od kosztów sądowych. Sąd Okręgowy

w Warszawie przyjął apelację do rozpoznania. W dniu 28 czerwca 2011 roku PGNiG S.A. złożyła do Sądu Apelacyjnego w Warszawie odpowiedź na powyższą apelację.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 6 października 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 6.552.000 zł zostało wszczęte przed Sądem Okręgowym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 30 maja 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. i uchylił postanowienie w sprawie zabezpieczenia powództwa PGNiG S.A. Postępowania w sprawie o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały o dopłatach oraz w sprawie utrzymania zabezpieczenia powództwa toczą się od 2008 roku przed Sądem Apelacyjnym i Sądem Okręgowym w Warszawie. Dnia 25 maja 2010 roku Sąd Apelacyjny zmienił postanowienie Sądu Okręgowego z dnia 30 maja 2008 roku w sprawie utrzymania zabezpieczenia powództwa i oddalił wnioski o uchylenie prawomocnego postanowienia o udzieleniu zabezpieczenia powództwa. Sąd Okręgowy na posiedzeniu w dniu 11 kwietnia 2011 roku wydał postanowienie o zawieszeniu postępowania w sprawie o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały o dopłatach.

Postępowania przed Prezesem UOKiK

28 grudnia 2010 roku Prezes UOKiK wszczął z urzędu postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego, polegającej na ograniczaniu zbytu ze szkodą dla kontrahentów lub konsumentów oraz przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji poprzez odmowę sprzedaży paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży gazu ziemnego, tj. NowyGaz Sp. z o.o. w Warszawie. Prezes URE przedłużył termin zakończenia postępowania antymonopolowego do dnia 29 lutego 2012 roku.

4 lipca 2011 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowym rynku detalicznej sprzedaży gazu ziemnego. W ocenie Prezesa UOKiK polegało ono na przeciwdziałaniu powstawaniu bądź rozwoju konkurencji na krajowym rynku detalicznej i hurtowej sprzedaży gazu ziemnego poprzez ograniczanie możliwości wypowiedzenia umowy kompleksowej na dostarczanie paliwa gazowego. 1 sierpnia 2011 roku PGNiG S.A. wystosowała do Prezesa UOKiK pismo, w którym zakwestionowała w całości zarzut nadużywania przez Spółkę pozycji dominującej na krajowym rynku gazu ziemnego oraz wniosła o umorzenie przedmiotowego postępowania.

9 lutego 2012 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie antymonopolowe w sprawie stosowania przez PGNiG S.A. praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów. Prezes UOKiK zarzuca PGNiG S.A. stosowanie w ogólnych warunkach umowy kompleksowej dostarczania paliwa gazowego postanowienia wpisanego do rejestru niedozwolonych postanowień umownych.

W powyższych sprawach Prezes UOKiK może nałożyć na PGNiG S.A. karę pieniężną w wysokości nie większej niż 10% przychodu osiągniętego w roku rozliczeniowym poprzedzającym rok nałożenia kary.

Postępowanie przed Trybunałem Arbitrażowym

31 marca 2011 roku PGNiG S.A. wystąpiła do OOO „Gazprom eksport” z wnioskiem o przystąpienie do renegocjacji ceny gazu ziemnego dostarczanego w ramach Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku. W związku z tym, że strony w okresie 6 miesięcy nie doszły do porozumienia, 7 listopada 2011 roku PGNiG S.A. skierowała wniosek do OAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport” o wszczęcie postępowania arbitrażowego przed Trybunałem Arbitrażowym z siedzibą w Sztokholmie. Zgodnie z harmonogramem postępowania

przed Trybunałem Arbitrażowym, 20 lutego 2012 roku został złożony pozew przeciwko OAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport”.

Rozdział XIII: Sytuacja finansowa

1. Wyniki finansowe w 2011 roku

Sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. i skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG za rok 2011 weryfikuje spółka Deloitte Audyt Sp. z o.o. Umowa z audytorem została podpisana na okres trzech lat (lata 2010-2012) w dniu 28 czerwca 2010 roku. Zakres umowy obejmuje:

- badanie sprawozdań finansowych za lata 2010, 2011 i 2012 (PGNiG S.A. i spółek zależnych)
- przegląd sprawozdań finansowych za I kwartał 2011, 2012 i 2013 roku (PGNiG S.A.)
- przegląd sprawozdań finansowych za I półrocze 2010, 2011 i 2012 roku (PGNiG S.A.)
- przegląd sprawozdań finansowych za trzy kwartały 2010, 2011 i 2012 roku (PGNiG S.A.)
- przeprowadzenie procedur na potrzeby banków finansujących PGNiG S.A. za lata 2010, 2011 i 2012
- przetłumaczenie na język angielski zbadanych przez audytora sprawozdań finansowych za okresy roczne i półroczne.

Wynagrodzenie od PGNiG S.A. dla podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych wypłacone lub należne za lata 2010-2011 zostało zaprezentowane w poniższej tabeli.

Wynagrodzenie audytora w zł

	2011	2010
Badanie rocznego sprawozdania finansowego	230 000	230 000
Inne usługi poświadczające, w tym za przegląd sprawozdań finansowych	448 942	320 000
Usługi doradztwa podatkowego	-	-
Pozostałe usługi	30 669	11 923
Razem	709 611	561 923

1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe

W 2011 roku zysk netto GK PGNiG wyniósł 1.626,2 mln zł i był o 831,0 mln zł niższy od wyniku netto osiągniętego w roku ubiegłym. Osłabienie kondycji finansowej Grupy Kapitałowej spowodowane zostało przede wszystkim pogorszeniem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej GK PGNiG w 2011 roku w porównaniu do danych za 2010 rok zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej sprawozdaniach sporządzonych zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej:

- sprawozdaniu z sytuacji finansowej
- rachunku zysków i strat
- sprawozdaniu z przepływów pieniężnych
- zestawieniu wybranych wskaźników finansowych.

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł

AKTYWA	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Aktywa trwałe (długoterminowe)	30 435,4	27 432,9
Rzeczowe aktywa trwałe	28 427,0	25 662,2
Nieruchomości inwestycyjne	7,1	9,9
Wartości niematerialne	275,5	246,7
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	598,4	555,8
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	56,4	170,5
Inne aktywa finansowe	9,4	39,9
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	963,8	676,8
Pozostałe aktywa trwałe	97,8	71,1
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	7 529,0	6 209,5
Zapasy	2 082,4	1 049,6
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	3 378,1	3 387,3
Należności z tytułu podatku bieżącego	164,5	229,7
Rozliczenia międzyokresowe	83,9	78,8
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	22,3	8,8
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	284,6	77,9
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 504,8	1 373,3
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	8,4	4,1
Suma aktywów	37 964,4	33 642,4

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł – cd.

PASYWA	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Kapitał własny	24 496,7	23 519,5
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900,0	5 900,0
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(23,0)	(57,3)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740,1	1 740,1
Inne kapitały rezerwowe	14 149,3	12 268,2
Zyski (straty) zatrzymane	2 723,5	3 655,1
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)	24 489,9	23 506,1
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym	6,8	13,4
Zobowiązania długoterminowe	5 621,5	4 973,3
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	1 382,3	969,9
Rezerwy	1 625,8	1 501,1
Przychody przyszłych okresów	1 160,1	1 089,2
Rezerwa na podatek odroczoney	1 433,4	1 392,0
Inne zobowiązania długoterminowe	19,9	21,1
Zobowiązania krótkoterminowe	7 846,2	5 149,6
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	3 354,9	3 206,2
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	3 616,6	1 229,2
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	416,8	104,4
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	57,7	226,0
Rezerwy	305,2	289,7
Przychody przyszłych okresów	95,0	94,1
Suma zobowiązań	13 467,7	10 122,9
Suma pasywów	37 964,4	33 642,4

Skonsolidowany rachunek zysków i strat (mln zł)

	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	23 003,5	21 281,2
Koszty operacyjne razem	(21 318,0)	(18 394,5)
Zużycie surowców i materiałów	(14 059,1)	(11 675,2)
Świadczenia pracownicze	(2 808,7)	(2 647,3)
Amortyzacja	(1 574,1)	(1 524,7)
Usługi obce	(3 240,9)	(3 148,8)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	1 001,3	1 043,0
Pozostałe koszty operacyjne netto	(636,5)	(441,5)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 685,5	2 886,7
Przychody finansowe	135,7	80,5
Koszty finansowe	(152,0)	(30,4)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	42,6	(0,7)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem	1 711,8	2 936,1
Podatek dochodowy	(85,6)	(478,9)
Zysk/Strata netto	1 626,2	2 457,2
Przypisany:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	1 626,8	2 453,7
Udziałom niekontrolującym	-0,6	3,5
	1 626,2	2 457,2

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	2011	2010
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 467,9	3 843,3
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(4 019,2)	(3 558,8)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	1 682,2	(107,9)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	130,9	176,6
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	1 372,9	1 196,3
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	1 503,8	1 372,9

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	2011	2010
EBIT w mln zł zysk operacyjny	1 685,5	2 886,7
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	3 259,6	4 411,4
ROE zysk netto* do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	6,6%	10,4%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto* odniesiony do przychodów ze sprzedaży	7,1%	11,5%
ROA zysk netto* w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	4,3%	7,3%

* zysk netto za rok obrotowy przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

Płynność

PLYNNOŚĆ	2011	2010
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PLYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) do zobowiązań krótkoterminowych	0,9	1,2
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PLYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	0,7	1,0

Zadłużenie

ZADŁUŻENIE	2011	2010
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓLEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	35,5%	30,1%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓLEM suma zobowiązań do kapitału własnego*	55,0%	43,1%

* kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

1.2. Omówienie sytuacji finansowej

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego GK PGNiG odnotowała znaczny spadek o 1.201,2 mln zł zysku z działalności operacyjnej. Zmniejszenie zysku operacyjnego spowodowane zostało dużym spadkiem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego.

Poszukiwanie i wydobywanie

Działalność wydobywcza w dalszym ciągu zapewniała Grupie Kapitałowej stabilną pozycję finansową. Zysk operacyjny segmentu poszukiwanie i wydobywanie wyniósł 1.126,2 mln zł i był wyższy o 538,6 mln zł w relacji do 2010 roku. Wzrost wyniku nastąpił głównie w efekcie poprawy rentowności sprzedaży ropy naftowej. Wskutek wzrostu notowań ropy naftowej na rynkach światowych ceny sprzedaży tego surowca wzrosły o 40%. Na poprawę zysku operacyjnego segmentu wpłynął również wzrost przychodów z tytułu sprzedaży usług geofizyczno-geologicznych oraz usług poszukiwawczych, co związane jest intensyfikacją poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu

ziemnego na terytorium Polski. Ponadto Spółka odnotowała wzrost poziomu wydobycia gazu zaazotowanego o około 4% oraz wzrost produkcji gazu w odazotowniach o 7%.

Na wynik segmentu poszukiwanie i wydobycie istotny wpływ miał również spadek pozostałych kosztów operacyjnych netto, spowodowany przede wszystkim wzrostem wyniku z tytułu dodatnich różnic kursowych.

Obrót i magazynowanie

W segmencie obrót i magazynowanie w relacji do 2010 roku GK PGNiG odnotowała spadek zysku operacyjnego o 999,3 mln zł. Osłabienie kondycji finansowej segmentu spowodowane zostało znacznym spadkiem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, na co decydujący wpływ miał wzrost jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu o 24%. Wzrost jednostkowych cen zakupu gazu z importu wynikał ze wzrostu notowań cen ropy naftowej na rynkach światowych. Wzrost ten byłby znacznie wyższy, gdyby nie uzyskane w grudniu 2011 roku rabaty i upusty w ramach kontraktów importowych.

W relacji do 2010 roku nastąpił spadek średniego kursu dolara, głównej waluty, w której denominowane są zakupy gazu z importu. Spadek ten nie był jednak na tyle istotny, aby zrekompensować wzrost cen gazu z importu wywołany wysokim poziomem notowań cen ropy naftowej.

Rentowność sprzedaży gazu wysokometanowego spadła, pomimo że średnie ceny i stawki opłat sprzedaży gazu były o 5,7% wyższe niż w 2010 roku. Korzyści płynące z wprowadzenia nowej taryfy w lipcu 2011 roku zostały całkowicie zniwelowane gwałtownym osłabieniem złotówki, w efekcie czego rentowność sprzedaży gazu wysokometanowego spadła poniżej progu opłacalności.

Spadek wyniku z działalności operacyjnej w segmencie obrót i magazynowanie został istotnie ograniczony obniżeniem poziomu pozostałych kosztów operacyjnych netto, w rezultacie wzrostu salda rozwiązanych odpisów aktualizujących wartość należności handlowych, wyższych przychodów z tytułu kar i odszkodowań oraz zwrotu przez SGT „EUROPOL GAZ” S.A. nadpłaty za zakupione usługi przesyłowe.

Dystrybucja

W segmencie dystrybucja wynik operacyjny wyniósł 783,7 mln zł i był niższy od ubiegłorocznego poziomu o 707,5 mln zł, na co decydujący wpływ miał znaczny spadek rozwiązanych odpisów aktualizujących wartość majątku Spółek Gazownictwa. Ponadto odnotowano wyższy poziom kosztów z tytułu amortyzacji oraz świadczeń pracowniczych. Wyższy poziom odpisów amortyzacyjnych, spowodowany został zwiększeniem wartości brutto majątku trwałego segmentu dystrybucja wskutek oddania do eksploatacji nowych inwestycji majątkowych oraz rozwiązania w roku 2010 odpisów aktualizujących wartość majątku Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. oraz Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Pomimo wzrostu stawek i opłat za usługi sieciowe od 15 lipca 2011 roku segment dystrybucja odnotował spadek przychodów ze sprzedaży, na co wpłynął niższy wolumen przesłanego gazu.

Dane finansowe segmentów GK PGNiG. za rok 2011 (w mln zł)

2011	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 878,6	19 820,8	141,3	162,8	-	23 003,5
Sprzedaż między segmentami	1 202,0	224,1	3 329,4	341,4	(5 096,9)	-
Przychody segmentu ogółem	4 080,6	20 044,9	3 470,7	504,2	(5 096,9)	23 003,5
Koszty segmentu	(2 954,4)	(20 228,7)	(2 687,0)	(508,6)	5 060,7	(21 318,0)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 126,2	(183,8)	783,7	(4,4)	(36,2)	1 685,5
Koszty finansowe netto						(16,3)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	42,6	-	-	-	42,6
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						1 711,8
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	(85,6)
Zysk/Strata netto						1 626,2

Dane finansowe segmentów GK PGNiG za rok 2010 (w mln zł)

2010	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 244,8	18 701,4	126,5	208,5	-	21 281,2
Sprzedaż między segmentami	1 206,7	378,2	3 411,4	359,5	(5 355,8)	-
Przychody segmentu ogółem	3 451,5	19 079,6	3 537,9	568,0	(5 355,8)	21 281,2
Koszty segmentu	(2 863,9)	(18 264,1)	(2 046,7)	(541,4)	5 321,6	(18 394,5)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	587,6	815,5	1 491,2	26,6	(34,2)	2 886,7
Koszty finansowe netto						50,1
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	(0,7)	-	-	-	(0,7)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						2 936,1
Podatek dochodowy						(478,9)
Zysk/Strata netto						2 457,2

Pogorszenie sytuacji finansowej GK PGNiG odzwierciedlone zostało w spadku podstawowych wskaźników charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej. Rentowność kapitałów własnych (ROE) spadła z 10,4% do 6,6%, rentowność aktywów ogółem (ROA) wyniosła 4,3% wobec 7,3% w 2011 roku, natomiast rentowność sprzedaży netto spadła z poziomu 11,5% do 7,1%.

Bilans na dzień 31 grudnia 2011 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 37.964,4 mln zł, która jest wyższa od wartości według stanu na koniec 2010 roku o 4.322,0 mln zł.

Największą pozycję aktywów Grupy Kapitałowej stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec 2011 roku wyniósł 28.427,0 mln zł i był o 2.764,8 mln zł (11%) wyższy od stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku. Na wzrost wartości rzeczowych aktywów trwałych wpłynęły przede wszystkim realizowane przez GK PGNiG inwestycje oraz zmiany wynikające z aktualizacji wartości składników majątku trwałego.

Na dzień 31 grudnia 2011 roku wartość pozycji aktywa finansowe dostępne do sprzedaży wyniosła 56,4 mln zł i była niższa od wartości na koniec 2010 roku o 114,1 mln zł. Spadek tej pozycji spowodowany był zbyciem akcji Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A.

W relacji do końca grudnia 2010 roku wartość innych aktywów finansowych wyniosła 9,4 mln zł i była niższa od wartości według stanu na 31 grudnia 2010 roku o 30,5 mln zł. Spadek ten nastąpił w efekcie zakończenia umowy leasingu majątku przesyłowego pomiędzy PGNiG S.A. a OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Aktywa obrotowe GK PGNiG na dzień 31 grudnia 2011 roku kształtowały się na poziomie 7.529,0 mln zł, co oznacza wzrost w relacji do stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku o 1.319,5 mln zł (21%). Wzrost ten nastąpił przede wszystkim w rezultacie zwiększenia stanu zapasów o 1.032,8 mln zł (98%). Wykazane w bilansie zapasy stanowi przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach. Wzrost wartości zapasów spowodowany został wzrostem jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu, a także zwiększeniem wolumenu rezerw gazu.

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wyniósł 1.504,8 mln zł i był wyższy o 131,5 mln zł (10%) od stanu na koniec 2010 roku, przede wszystkim w rezultacie wzrostu zadłużenia z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych oraz kredytów długoterminowych.

Poziom i struktura majątku obrotowego zapewniała GK PGNiG całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań. Wskaźnik bieżącej płynności przyjął wartość 0,9 wobec poziomu 1,2 z końca grudnia 2010 roku, natomiast wskaźnik szybkiej bieżącej płynności spadł z poziomu 1,0 do 0,7.

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Grupy Kapitałowej jest kapitał własny, którego wartość w relacji do końca 2010 roku wzrosła o 977,2 mln zł (4%). Na zmianę kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim wypracowany w bieżącym okresie zysk netto (1.626,2 mln zł) oraz wypłata rzeczowej i pieniężnej dywidendy z tytułu podziału zysku z roku poprzedniego (708,0 mln zł).

Stan zobowiązań długoterminowych według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku wyniósł 5.621,5 mln zł i był wyższy od poziomu z końca grudnia 2010 roku o 648,2 mln zł (13%). Spowodowane zostało to zwiększeniem stanu kredytów, pożyczek i papierów dłużnych o 412,4 mln zł, w efekcie zaciągnięcia kolejnych transzy kredytu przez spółkę PGNiG Norway AS. Ponadto Grupa Kapitałowa odnotowała wzrost przychodów przyszłych okresów z tytułu otrzymanej dotacji inwestycyjnej na budowę i rozbudowę podziemnych magazynów gazu, a także wzrost rezerw na likwidację odwiertów.

W porównaniu do końca grudnia 2010 roku nastąpił wzrost zobowiązań krótkoterminowych o 2.696,6 zł (52%), przede wszystkim w rezultacie wzrostu poziomu kredytów, pożyczek i papierów dłużnych. W celu zaspokojenia potrzeb płynnościowych, związanych głównie z realizacją programów inwestycyjnych Grupa Kapitałowa istotnie zwiększyła poziom finansowania zewnętrznego w relacji do roku poprzedniego. W efekcie realizacji programów emisji obligacji krótkoterminowych wartość krótkoterminowych kredytów, pożyczek i papierów dłużnych na koniec grudnia 2011 roku wyniosła 3.616,6 mln zł, co oznacza wzrost o 2.387,4 mln zł w relacji do grudnia 2010 roku.

W związku ze znacznym wzrostem finansowania zewnętrznego GK PGNiG zmianie uległy wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem wzrósł z poziomu 43,1% do 55,0% na koniec 2011 roku,

natomiast wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, wzrósł z poziomu 30,1% do 35,5%.

Istotne pozycje pozabilansowe

Na dzień 31 grudnia 2011 roku najistotniejszą pozycję pozabilansową Grupy Kapitałowej PGNiG stanowiły zobowiązanie warunkowe, których wartość wynosiła 11.428,7 mln zł. Głównymi pozycjami zobowiązań warunkowych były:

- gwarancja wykonania zobowiązań PGNiG Norway AS, wynikających z koncesji lub z mocy prawa wobec państwa norweskiego, udzielona przez PGNiG S.A. (2.771,79 mln zł)
- gwarancja wykonania zobowiązań POGC-Libya B.V. wobec National Oil Corporation, Libia, udzielona przez PGNiG S.A. (369,1 mln zł)
- gwarancja wykonania zobowiązań PGNiG Finance AB wobec obligatariuszy z tytułu ustanowienia programu emisji euroobligacji, udzielona przez PGNiG S.A. (6.625,2 mln zł).

Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych

Korzystna ocena ryzyka kredytowego PGNiG S.A., potwierdzona przez agencje ratingowe oraz poprawiająca się sytuacja na rynkach finansowych umożliwiają realizowanie założonych planów inwestycyjnych. Jednakże w związku z przedłużającym się procesem zatwierdzania przez Prezesa URE nowej taryfy uwzględniającej wzrost cen importowanego gazu istnieje ryzyko wstrzymania lub ograniczenia realizacji nowych projektów inwestycyjnych.

Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

W 2011 roku PGNiG S.A. oraz spółki od niej zależne nie zawierały żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż rynkowe.

Objaśnienie różnic pomiędzy wynikami finansowymi a prognozami wyników na dany rok 2011

W 2011 roku GK PGNiG nie publikowała prognoz finansowych.

Opis głównych inwestycji i lokat kapitałowych w ramach GK PGNiG

Do głównych inwestycji kapitałowych dokonanych w 2011 roku ramach Grupy Kapitałowej PGNiG należały:

- wypłata kolejnej transzy długoterminowej pożyczki udzielonej PGNiG Norway AS przez PGNiG S.A. w wysokości 660,0 mln NOK; powyższa pożyczka została udzielona w celu finansowania nakładów inwestycyjnych na projekt realizowany na Norweskim Szelfie Kontynentalnym
- wypłata pierwszej transzy krótkoterminowej pożyczki udzielonej PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. przez PGNiG S.A. w wysokości 88,7 mln zł; pożyczka została udzielona na zakup akcji spółki Vattenfall Heat Poland S.A.
- emisja obligacji krótkoterminowych, skierowana do spółek GK PGNiG; na dzień 31 grudnia 2011 roku zadłużenie PGNiG S.A. z tytułu emisji powyższych obligacji wyniosło 297,5 mln zł
- podwyższenie kapitałów spółek zależnych: PGNiG Norway AS (74,7 mln zł), PGNiG Technologie Sp. z o.o. (46,5 mln zł), PSG Sp. z o.o. (39,0 mln zł), PGNiG Energia S.A. (24 mln zł).

2. Zarządzanie finansowe

W 2011 roku Grupa Kapitałowa PGNiG znacząco zwiększyła poziom dostępnych źródeł finansowania zewnętrznego.

W 2011 roku zostały podpisane dwa aneksy do umowy Programu emisji obligacji zawartej z sześcioma bankami w dniu 10 czerwca 2010 roku. Na mocy powyższych aneksów do Programu przystąpiły trzy nowe banki tj. BRE Bank S.A., Bank Zachodni WBK S.A. i Nordea Bank Polska S.A., kwota finansowania Programu została podwyższona do 7 mld zł oraz okres obowiązywania umowy został wydłużony do 31 lipca 2015 roku. W ramach powyższego Programu PGNiG S.A. może emitować obligacje dyskontowe oraz kuponowe, z terminem zapadalności od jednego miesiąca do jednego roku. W 2011 roku Spółka wyemitowała powyższe obligacje na łączną wartość nominalną 16,4 mld zł. Na dzień 31 grudnia 2011 roku zadłużenie z tytułu Programu wyniosło 3,3 mld złotych. Środki z emisji obligacji PGNiG S.A. przeznaczyła na finansowanie głównych projektów inwestycyjnych w zakresie zagospodarowania złóż, budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu, zakupu akcji Vattenfall Heat Poland S.A. (w styczniu 2012 roku), a także na działalność operacyjną PGNiG S.A.

25 sierpnia 2011 roku PGNiG S.A. zawarła dokumentację ustanowienia pięcioletniego programu emisji euroobligacji do kwoty 1,2 mld EUR z PGNiG Finance AB i trzema bankami (Societe Generale SA, BNP Paribas SA i UniCredit Bank AG). W ramach programu PGNiG Finance AB z siedzibą w Sztokholmie, spółka zależna w 100% od PGNiG S.A., będzie mogła emitować na rynku europejskim obligacje średnioterminowe z terminem zapadalności do 10 lat o oprocentowaniu stałym lub zmiennym. W dniu 25 sierpnia 2011 roku PGNiG S.A. udzieliła gwarancji do kwoty 1,5 mld EUR spółce PGNiG Finance AB na spłatę zobowiązań wynikających z euroobligacji emitowanych w ramach powyższego programu. Termin obowiązywania gwarancji upływa 31 grudnia 2026 roku. Emisja pierwszej transzy euroobligacji o wartości 500 mln EUR z terminem zapadalności 5 lat i rentowności 4,098% p.a. odbyła się 10 lutego 2012 roku. Powyższe obligacje otrzymały rating kredytowy na poziomie Baa1 (agencja Moody's) i BBB+ (agencja Standard & Poor's). Środki uzyskane z emisji zostaną przeznaczone na realizację programu inwestycyjnego PGNiG S.A. oraz na bieżącą działalność.

Ponadto PGNiG S.A. kontynuuje Program emisji krótkoterminowych obligacji dyskontowych skierowanych do spółek GK PGNiG na podstawie umowy z 1 grudnia 2010 roku. Umowa obowiązuje do dnia 30 listopada 2013 roku. Aneksem z 10 czerwca 2011 wartość Programu została zwiększona z 397,3 mln zł do 1 mld zł. W 2011 roku Spółka wyemitowała powyższe obligacje na łączną wartość nominalną 4,6 mld zł. Program ten umożliwia przepływ środków pieniężnych pomiędzy spółkami wykazującymi nadpłynność finansową i usprawnia proces zarządzania płynnością w ramach Grupy Kapitałowej. Na dzień 31 grudnia 2011 roku zadłużenie PGNiG S.A. z tytułu emisji powyższych obligacji wyniosło 297,5 mln zł.

Grupa Kapitałowa PGNiG dysponuje środkami finansowymi gwarantującymi terminową realizację bieżących i planowanych wydatków związanych z działalnością podstawową oraz inwestycyjną. Finansowanie zewnętrzne GK PGNiG opiera się głównie na programach emisji papierów dłużnych. Ponadto GK PGNiG posiada rezerwę w postaci umów kredytów odnawialnych w rachunkach bieżących. W 2011 roku Grupa Kapitałowa w nieznacznym stopniu korzystała z kredytowania w rachunku bieżącym. Ujemna marża uzyskiwana na sprzedaży gazu ziemnego pochodzącego z importu w dłuższej perspektywie spowodować może obniżenie ratingu kredytowego i znaczący wzrost kosztów finansowania zewnętrznego.

2.1. Inwestycje krótkoterminowe

W 2011 roku inwestycje kapitałowe Grupa Kapitałowa PGNiG miały charakter krótkoterminowy z terminem zapadalności nieprzekraczającym 1 miesiąca. Spółka inwestowała w instrumenty finansowe o minimalnym ryzyku kredytowym, głównie w depozyty bankowe, które stanowiły 95 % wolumenu transakcji. Na pozostałe 5% złożyły się warunkowe transakcje kupna/sprzedaży papierów wartościowych emitowanych przez Skarb Państwa. Działania te były zgodne z przyjętą przez władze Spółki polityką dokonywania inwestycji finansowych oraz zapisami prospektu emisyjnego.

2.2. Umowy kredytów i pożyczek

W 2011 roku Grupa Kapitałowa PGNiG zawarła umowy kredytów na łączną kwotę 724,7 mln zł, 15 mln EUR, 11,5 mln USD i 5 mln CZK, w celu finansowania bieżącej działalności operacyjnej i inwestycyjnej. Umowy kredytów w rachunku bieżącym zawarto na łączną kwotę 463,4 mln zł, 11,5 mln USD i 5 mln CZK. Pozostałe kredyty na wartość 261,3 mln zł i 15 mln EUR przeznaczone zostały na finansowanie inwestycji, w tym budowy siedziby MSG Sp. z o.o. i zakupu urządzenia wiertniczego.

W poniższej tabeli zostały zaprezentowane szczegółowe dane odnoszące się do najistotniejszych umów kredytów zawartych przez GK PGNiG w 2011 roku.

Najistotniejsze umowy kredytów zawarte przez GK PGNiG

Bank	Wartość zaciągniętego kredytu w mln	Waluta	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
PKO BP S.A.	241,0	PLN	WIBOR 3M +od 1,3% do 1,7%	inwestycyjny	31.12.2019
BGK	15,0	EUR	EURIBOR 1M+0,95%	inwestycyjny	31.05.2016
Bank Handlowy w Warszawie SA	40,0	PLN	WIBOR 1M+0,30%	obrotowy	31.12.2012
Bank Pekao S.A.	40,0	PLN	WIBOR 1M+0,45%	obrotowy	31.07.2012
PKO BP S.A.	40,0	PLN	WIBOR 1M+0,60%	obrotowy	13.07.2012
BRE Bank S.A. ¹	40,0	PLN	WIBOR ON+0,15%	obrotowy	07.09.2012
Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	40,0	PLN	WIBOR 1M+0,40%	obrotowy	31.08.2012
ING Bank Śląski S.A. ²	40,0	PLN	WIBOR 1M+0,40%	obrotowy	06.12.2012
Bank Millennium S.A.	40,0	PLN	WIBOR 1M+0,40%	obrotowy	18.12.2012
Bank Pekao S.A.	40,0	PLN	WIBOR 1 M+0,45%	obrotowy	26.05.2012

¹ w trakcie obowiązywania umowy zostało zmienione oprocentowanie kredytu z WIBOR ON+0,19% na WIBOR ON+0,15%.

² w trakcie obowiązywania umowy zostało zmienione oprocentowanie kredytu z WIBOR 1M+0,50% na WIBOR 1M+0,40%

W 2011 roku GK PGNiG nie wypowiedała umów kredytowych. GK PGNiG również nie udzielała i nie zaciągała pożyczek ani nie wypowiedała umów pożyczek.

2.3. Gwarancje i poręczenia

W 2011 roku Grupa Kapitałowa PGNiG udzieliła gwarancji i poręczeń na łączną kwotę 7.405,3 mln zł, z których najistotniejszymi pozycjami były:

- gwarancja w wysokości 1.500 mln EUR (6.625,2 mln zł), z terminem obowiązywania do 31 grudnia 2026 roku, stanowiąca zabezpieczenie spłaty zobowiązań PGNiG Finance AB tytułu emisji euroobligacji
- gwarancja w wysokości 600 mln NOK (340,6 mln zł) stanowiąca zabezpieczenie zobowiązań PGNiG Norway AS wobec spółki GASSCO; gwarancja obowiązuje do 1 kwietnia 2024 roku i obejmuje zobowiązania PGNiG Norway AS wynikające z opłat taryfowych za przesył gazu w norweskim systemie przesyłowym Gassled.

W 2011 roku Grupa Kapitałowa PGNiG otrzymała gwarancje i poręczenia na łączną kwotę 118,7 mln zł, z czego 16% (19,0 mln zł) stanowiły gwarancje i poręczenia o wartości poniżej 500 tys. zł. Na pozostałe gwarancje i poręczenia o wartości 99,7 mln zł złożyły się gwarancje należytego wykonania kontraktu, w tym gwarancje stanowiące zabezpieczenie kontraktów sprzedaży gazu. Najistotniejsze z powyższych gwarancji i poręczeń były:

- dwie gwarancje na łączną wartość 8,5 mln EUR (37,5 mln zł) wystawione przez włoską spółkę Drillmec SPA z tytułu zwrotu zaliczki wpłaconej na poczet zakupu urządzenia wiertniczego
- gwarancja wystawiona przez konsorcjum w składzie Control Process Sp. z o.o., STALBUD Tarnów Sp. z o.o. i Biuro Projektów „NAFTA GAZ” Sp. z o.o. z tytułu należytego wykonania zadania inwestycyjnego „Budowa części napowierzchniowej Podziemnego Magazynu Gazu Kosakowo” na wartość 7,8 mln zł.

2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym

Podstawowym celem polityki zarządzania ryzykiem finansowym w GK PGNiG jest ograniczenie zmienności przepływów pieniężnych związanych z działalnością Grupy do akceptowalnych poziomów w krótkim i średnim horyzoncie czasowym oraz budowanie wartości firmy w długim okresie. W 2011 roku GK PGNiG prowadząc działalność gospodarczą narażona była na szereg ryzyk finansowych, a w szczególności na ryzyko rynkowe (ryzyko cen towarów, stóp procentowych i walutowe), ryzyko płynności oraz ryzyko kredytowe.

Ryzyko rynkowe

GK PGNiG zarządza ryzykiem rynkowym poprzez identyfikację, pomiar, monitorowanie i ograniczanie podstawowych źródeł ryzyka tj. występowania niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów, kursów walutowych i stóp procentowych na wynik finansowy Grupy.

Ryzyka zmiany cen towarów i kursów walutowych, związane z transakcjami zakupu gazu są najistotniejszymi ryzykami, na które narażona jest Grupa.

W 2011 roku GK PGNiG wykorzystywała następujące instrumenty finansowe ograniczające ryzyko zmiany cen gazu:

- transakcje zakupu towarowej opcji azjatyckiej call z rozliczeniem europejskim
- struktury opcyjne towarowe (stanowiących najczęściej złożenie dwóch opcji towarowych)

- transakcje typu swap towarowy rozliczany do średniej ceny towaru obowiązującej w okresie transakcji.

W celu ograniczenia ryzyka kursowego Grupa Kapitałowa w 2011 roku stosowała poniższe instrumenty finansowe:

- transakcje forward
- transakcje FX swap
- transakcje zakupu opcji walutowej call
- struktury opcyjne (stanowiących najczęściej złożenie dwóch opcji walutowych).

Ponadto PGNiG S.A. stosowała instrumenty finansowe CCIRS (ograniczające ryzyko zmiany kursów walutowych i stóp procentowych) zabezpieczające pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Norway AS.

PGNiG S.A. prowadziła również rachunkowość zabezpieczeń przepływów środków pieniężnych dla transakcji zabezpieczających płatności za gaz i dla transakcji zabezpieczających ceny gazu. Zastosowanie rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych przez Spółkę pozwala na odnoszenie skutecznej części zabezpieczenia na kapitał z aktualizacji wyceny, co powoduje uwspółmiernienie wpływu na wynik finansowy wyceny instrumentów zabezpieczających i realizacji pozycji zabezpieczanej. Umożliwia to wyeliminowanie zmienności wyniku finansowego z tytułu wyceny instrumentów pochodnych i pozwala na osiągnięcie efektu kompensacyjnego w rachunku zysków i strat w jednym okresie sprawozdawczym. Dzięki temu efekt ekonomiczny i księgowy zabezpieczania jest odzwierciedlany w tym samym okresie.

Ryzyko kredytowe

Ryzyko kredytowe, na które narażona jest GK PGNiG związane jest z możliwością niewywiązania się kontrahentów lub innych podmiotów z zobowiązań wobec Grupy. W 2011 roku GK PGNiG ograniczała ryzyko kredytowe poprzez inwestowanie wolnych środków pieniężnych w instrumenty o minimalnym ryzyku kredytowym (bony i obligacje Skarbu Państwa), zawieranie ramowych umów z kontrahentami (wyraźnie określając prawa i obowiązki stron) oraz dywersyfikację kontrahentów. Ponadto Grupa współpracowała z wiodącymi bankami komercyjnymi i przy wyborze partnerów finansowych, którym powierzała część swoich aktywów, kierowała się ich standingiem finansowym zweryfikowanym przez agencje ratingowe oraz ich udziałem w rynku.

Ryzyko zakłóceń przepływów pieniężnych

Działania GK PGNiG zmierzające do ograniczenia ryzyka zakłóceń przepływów środków pieniężnych związanych z bieżącą działalnością Grupy obejmowały dywersyfikację systemów bankowości elektronicznej, bieżącą kontrolę uznań/obciążeń rachunków, pozyskanie informacji o przepływach środków pieniężnych w ramach Grupy Kapitałowej, konsolidację rachunków bankowych oraz zawieranie umów kredytów w rachunkach bieżących. Natomiast ograniczanie zmienności przepływów pieniężnych związanych z płatnościami z tytułu zawartych kontraktów na zakup gazu odbywało się poprzez zawieranie przez PGNiG S.A. transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe (opcje walutowe, strategie opcyjne) oraz ryzyko cen gazu (opcje azjatyckie, strategie opcyjne i swapy towarowe).

Ryzyko utraty płynności

W celu ograniczenia ryzyka utraty płynności finansowej Spółka w 2011 roku aneksowała zawarte w 2010 roku umowy kredytów w rachunkach bieżących oraz umowę Programu emisji obligacji do kwoty 7 mld zł. Ponadto PGNiG S.A. prognozowała przepływy pieniężne w ramach Spółki i Grupy Kapitałowej, szacowała stan oraz wartości aktywów możliwych do zbycia, utrzymywała aktywa finansowe o wysokim stopniu płynności i współpracowała z agencjami ratingowymi.

3. Przewidywana sytuacja finansowa

Najistotniejszy wpływ na wyniki finansowe GK PGNiG będą miały notowania ropy naftowej na rynkach międzynarodowych, sytuacja na rynkach walutowych oraz stanowisko Prezesa URE odnośnie poziomu taryf na paliwa gazowe.

Notowania cen ropy naftowej oraz produktów ropopochodnych odgrywają zasadniczą rolę w kształtowaniu się pozycji finansowej GK PGNiG. W wyniku negatywnych zmian w światowej sytuacji polityczno-gospodarczej w 2011 roku nastąpił wzrost notowań cen ropy naftowej na rynkach światowych. Utrzymanie się tej tendencji w kolejnych miesiącach może spowodować dalszy wzrost notowań tego surowca.

GK PGNiG w dużym stopniu eksponowana jest na zmianę kursów walutowych, a w konsekwencji cen zakupu gazu z importu denominowanych w walucie polskiej. W III i IV kwartale 2011 roku nastąpiło znaczne osłabienie waluty krajowej. Dalsza deprecjacja kursu złotego na rynku walutowym może istotnie wpłynąć na osłabienie wyników finansowych Spółki.

Kolejnym czynnikiem wpływającym na poziom wyników finansowych Spółki jest wysokość stawek i opłat przewidzianych w taryfach dla paliw gazowych. Dotychczas stosowana taryfa dla paliw gazowych miała obowiązywać do 31 grudnia 2011 roku. W związku z niekorzystną sytuacją na rynku walutowym i paliwowym, w październiku 2011 roku PGNiG S.A. złożyła w Urzędzie Regulacji Energetyki dwa wnioski: pierwszy – o zatwierdzenie korekty dotychczas obowiązującej taryfy, drugi – o nową taryfę na I kwartał 2012 roku. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowania nie zostały zakończone. Brak nowej taryfy w aktualnych warunkach rynkowych oznacza dla GK PGNiG wysokie straty na prowadzonej działalności gospodarczej, zagraża utrzymaniu płynności finansowej oraz wstrzymuje nowe projekty inwestycyjne.

W 2011 roku PGNiG S.A. przystąpiła do renegocjacji ceny gazu ziemnego dostarczanego w ramach długoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport”, a następnie przekazała sprawę do Trybunału Arbitrażowego w Sztokholmie. Rozstrzygnięcie sporu na korzyść PGNiG S.A. przyczyni się do obniżenia kosztów zakupu gazu z importu.

W 2011 roku PGNiG S.A. podpisała umowę z OGP GAZ-SYSTEM S.A. w zakresie dodatkowych dostaw gazu do Polski, dokonywanych za pomocą tzw. wirtualnego rewersu (usługa przesyłania zwrotnego) na gazociągu jamalskim. Umożliwia to Spółce zakupy gazu u nowych dostawców po cenach niższych niż wynikających z kontraktu z OOO „Gazprom eksport”. Pierwsze tego typu dostawy gazu zostały zrealizowane w listopadzie i grudniu 2011 roku za pośrednictwem spółki zależnej PGNiG Sales& Trading GmbH. W 2012 roku Spółka planuje dalsze dostawy gazu przy wykorzystaniu usługi przesyłania zwrotnego, co wpłynie na poprawę bilansu dostaw gazu do Polski.

W drugim kwartale 2012 roku GK PGNiG planuje rozpoczęcie wydobycia ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Sprzedaż pozyskiwanych surowców na rynkach europejskich przyczynić się może do wzmocnienia pozycji finansowej Grupy Kapitałowej.

Zewnętrzne finansowanie działalności Spółki w perspektywie 2012 roku będzie oparte o zawartą 10 czerwca 2010 roku umowę z sześcioma bankami w sprawie Programu emisji obligacji do kwoty 3 mld zł (kwota Programu emisji została zwiększona kolejnymi aneksami do 7 mld zł). Umowa ta będzie obowiązywała do dnia 31 lipca 2015 roku. Ponadto 25 sierpnia 2011 roku PGNiG S.A. podpisała z trzema bankami dokumentację programu emisji średnioterminowych euroobligacji do kwoty 1,2 mld EUR. Pierwsza emisja euroobligacji na kwotę 500 mln euro przeprowadzona została przez PGNiG Finance AB w dniu 10 lutego 2012 roku.

W kolejnych kwartałach GK PGNiG zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną, w tym głównie na realizację projektów w zakresie rozbudowy podziemnych magazynów gazu, utrzymania zdolności wydobywczych, dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, działalności związanej z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz budowy sektora elektroenergetycznego.

W styczniu 2012 roku PGNiG S.A. sfinalizowała transakcję zakupu 99,8% akcji Vattenfall Heat Poland SA (nazwę spółki zmieniono na PGNiG TERMIKA SA). PGNiG TERMIKA SA będzie głównym centrum kompetencyjnym realizującym duże przedsięwzięcia elektroenergetyczne z wykorzystaniem gazu ziemnego jako paliwa.

Członkowie Zarządu

Wiceprezes Zarządu Radosław Dudziński

Wiceprezes Zarządu Sławomir Hinc

Wiceprezes Zarządu Marek Karabuła

Wiceprezes Zarządu Mirosław Szałuba
