

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG
ZA I PÓŁROCZE 2008 ROKU



Warszawa, 1 września 2008

Spis rozdziałów

Spis rozdziałów	2
Rozdział I: Dane o Grupie Kapitałowej	4
1. Struktura Grupy Kapitałowej PGNiG	4
2. Zatrudnienie	9
3. Sprzedaż i zaopatrzenie	10
Rozdział II: Organy PGNiG S.A.	12
1. Zarząd	12
2. Prokurenci	12
3. Rada Nadzorcza	13
Rozdział III: Polityka taryfowa	14
1. Koncesje	14
2. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.	14
3. Zmiany w taryfach Operatorów Systemu Dystrybucyjnego	18
4. Ryzyka taryfowe	18
Rozdział IV: Poszukiwanie i wydobywanie	20
1. Poszukiwanie	20
1.1. Prace poszukiwawcze w Polsce	20
1.2. Prace na koncesjach zagranicznych	20
1.3. Usługi w zakresie poszukiwania złóż	22
2. Wydobywanie	22
3. Planowane działania	24
4. Ryzyka poszukiwanie i wydobywanie	25
Rozdział V: Obrót i magazynowanie	29
1. Struktura sprzedaży i zakupów	29
2. Podstawowe umowy handlowe	30
3. Podziemne magazyny gazu	30
4. Planowane działania w obszarze obrotu	31
5. Ryzyka obrotu i magazynowania	32

Rozdział VI: Dystrybucja.....	35
1. Działalność Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.....	35
2. Planowane kierunki rozwoju w obszarze dystrybucji.....	36
3. Ryzyka w obszarze dystrybucji.....	37
Rozdział VII: Pozostała działalność.....	38
Rozdział VIII: Ochrona środowiska.....	40
Rozdział IX: Pozostałe wydarzenia.....	41
Rozdział X: Sytuacja finansowa	44
1. Sytuacja finansowa.....	44
2. Przewidywana sytuacja finansowa.....	52

Rozdział I: Dane o Grupie Kapitałowej

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 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 jest jednym z kluczowych czynników zapewniających Grupie konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu. Obrót i dystrybucja gazu ziemnego stanowią integralny obszar działalności gospodarczej Grupy Kapitałowej PGNiG. Obrotem gazem ziemnym zajmuje się PGNiG S.A. natomiast dystrybucja prowadzona jest przez sześciu Operatorów Systemu Dystrybucyjnego, będących podmiotami Grupy Kapitałowej PGNiG.

1. Struktura Grupy Kapitałowej PGNiG

Według stanu na dzień 30 czerwca 2008 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 34 spółki o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

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

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2008 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Spółki Grupy Kapitałowej 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 „Diamant” 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⁾	497 327 000,00	497 327 000,00	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	Polskie LNG Sp. z o.o.	50 000 000,00	50 000 000,00	100,00%	100,00%
11	„INVESTGAS” S.A.	502 250,00	502 250,00	100,00%	100,00%
12	Dolnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	651 145 000,00	651 145 000,00	100,00%	100,00%
13	Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	1 288 680 000,00	1 288 680 000,00	100,00%	100,00%
14	Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	1 476 112 000,00	1 476 112 000,00	100,00%	100,00%
15	Mazowiecki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	1 217 350 000,00	1 217 350 000,00	100,00%	100,00%
16	Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	596 141 000,00	596 141 000,00	100,00%	100,00%
17	Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	978 287 000,00	978 287 000,00	100,00%	100,00%
18	B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%	75,00%
19	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	39 220 000,00	39 220 000,00	100,00%	100,00%
20	Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o.	23 500 000,00	23 500 000,00	100,00%	100,00%
21	Geovita Sp. z o.o.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%	100,00%
22	Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o.	44 751 000,00	39 751 000,00	88,83%	88,83%
23	Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	50 000,00	50 000,00	100,00%	100,00%
24	„NYSAGAZ Sp. z o.o.”	3 700 000,00	1 887 000,00	51,00%	51,00%
25	ZRUG Sp. z o.o. (Pogórska Wola)	4 300 000,00	4 300 000,00	100,00%	100,00%
26	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
27	PPUiH „TURGAZ” Sp. z o.o.	176 000,00	90 000,00	51,14%	51,14%

	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.
	Spółki zależne od spółek zależnych PGNiG S.A.				
28	GEOFIZYKA Kraków Libya JSC (LYD) ^{1), 2)}	1 000 000,00	600 000,00	60,00%	60,00%
29	GEOFIZYKA Torun Kish Ltd (Rial) ^{1), 3)}	10 000 000,00	10 000 000,00	100,00%	100,00%
30	Oil Tech International F.Z.E. (USD) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
31	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. (Piła)	1 806 500,00	1 806 500,00	100,00%	100,00%
32	GAZ Sp. z o.o. (Błonie)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%
33	GAZ MEDIA Sp. z o.o. (Wołomin)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%
34	NAFT-STAL Sp. z o.o.	667 500,00	450 000,00	67,40%	67,40%

1) wartości podane w walutach obcych

2) kapitał opłacony - 300 000,00 dinarów libijskich, w tym GEOFIZYKA Kraków sp. z o.o. opłaciła 180 000,00 dinarów libijskich

3) kapitał nieopłacony

W I półroczu 2008 roku miały miejsce następujące zmiany struktury Grupy Kapitałowej PGNiG:

- podwyższenie kapitału zakładowego w spółce Polskie LNG Sp. z o.o. o kwotę 11.000.000 zł do poziomu 50.000.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 7 stycznia 2008 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego Mazowieckiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. o kwotę 286.531.000 zł do poziomu 1.217.350.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 24 stycznia 2008 roku; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej
- podwyższenie kapitału zakładowego Karpackiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. o kwotę 165.363.000 zł do poziomu 1.476.112.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 12 lutego 2008 roku; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej
- podwyższenie kapitału zakładowego Pomorskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. o kwotę 93.391.000 zł do poziomu 596.141.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 29 lutego 2008 roku; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej
- podwyższenie kapitału zakładowego GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. o kwotę 30.000.000 zł do poziomu 64.400.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 2 kwietnia 2008 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego Dolnośląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. o kwotę 104.697.000 zł do poziomu 651.145.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 9 kwietnia 2008 roku; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej
- podwyższenie kapitału zakładowego Wielkopolskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. o kwotę 131.128.000 zł do poziomu 978.287.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału

zakładowego spółki w KRS miała miejsce 27 maja 2008 roku; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej

- podwyższenie kapitału zakładowego Górnośląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. o kwotę 91.366.000 zł do poziomu 1.288.680.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 25 czerwca 2008 roku; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej
- zarejestrowanie 4 lutego 2008 roku w Holandii zmiany umowy spółki PGNiG Finance B.V.; nowa umowa spółki przewiduje m.in. zmianę nazwy na Polish Oil and Gas Company – Libya B.V. oraz całkowitą zmianę przedmiotu działalności
- wykreślenie 31 marca 2008 roku z rejestru przedsiębiorstw spółki ZRUG Warszawa S.A. w likwidacji, udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym spółki wynosił 49%.

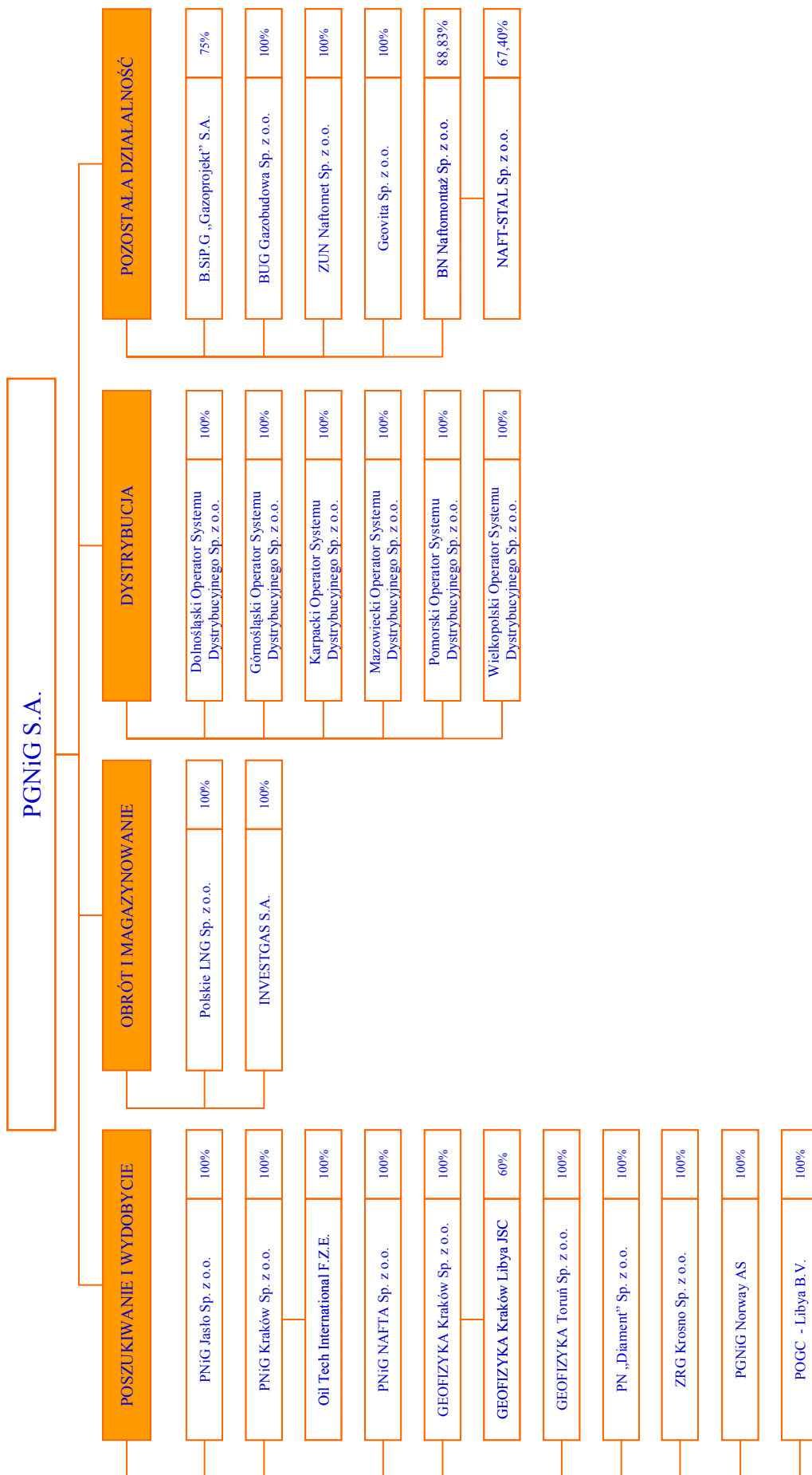
Ponadto 29 stycznia 2008 roku GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. zawiązała spółkę akcyjną na prawie libijskim pod nazwą GEOFIZYKA Kraków Libya JSC. Akcjonariuszami spółki są GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o., która objęła 60% kapitału akcyjnego, i BARARI Co. For Oil Services – 40 % kapitału akcyjnego. Kapitał akcyjny wynosi 1.000.000,00 dinarów libijskich i dzieli się na 10.000 akcji o wartości nominalnej 100 dinarów libijskich każdy. Subskrybenci w momencie zakładania spółki wpłacili 300.000,00 libijskich dinarów, natomiast zapłata pozostałej kwoty nastąpi najpóźniej w ciągu pięciu lat od daty rejestracji spółki. Podstawowym przedmiotem działalności spółki jest poszukiwanie złóż węglowodorów na terenie Libii.

Po 30 czerwca 2008 roku miały miejsce następujące zmiany struktury Grupy Kapitałowej PGNiG:

- podwyższenie kapitału zakładowego Pomorskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. o kwotę 18.555.000 zł do poziomu 614.696.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS nastąpiła 4 sierpnia 2008 r.; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej
- podwyższenie kapitału zakładowego Karpackiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. o kwotę 8.841.000 zł do poziomu 1.484.953.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS nastąpiła 22 sierpnia 2008 r.; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.

W I półroczu 2008 roku PGNiG S.A. konsolidowała 22 spółki zależne oraz 3 spółki pośrednio zależne. Wykaz jednostek konsolidowanych Grupy Kapitałowej PGNiG w podziale na segmenty działalności na dzień 30 czerwca 2008 roku został przedstawiony na poniższym schemacie.

KONSOLIDOWANE SPÓŁKI GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG



2. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia w spółkach Grupy Kapitałowej PGNiG objętych konsolidacją na dzień 30 czerwca 2008 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)

	30 czerwiec 2008
Centrala PGNiG S.A.	649
Poszukiwanie i wydobywanie	10 860
Obrót i magazynowanie	3 878
Dystrybucja	13 631
Pozostała działalność	2 057
Razem	31 075

W Grupie Kapitałowej PGNiG od 2000 roku realizowany jest „Program restrukturyzacji zatrudnienia oraz działań osłonowych dla pracowników Oddziałów oraz spółek zależnych PGNiG S.A.”. Program ten zakłada szerokie działania restrukturyzacyjne, polegające m.in. na:

- przechodzeniu pracowników na emerytury wiekowe i emerytury wcześniejsze
- wykorzystaniu możliwości uzyskania świadczeń przedemerytalnych
- zatrudnianiu pracowników w spółkach z udziałem kapitałowym PGNiG S.A. oraz spółkach pracowniczych
- zatrudnianiu pracowników w podmiotach kooperujących z PGNiG S.A.
- ograniczaniu wymiaru czasu pracy na wybranych stanowiskach oraz likwidowaniu stanowisk pracy.

Okres obowiązywania programu został przedłużony do końca 2008 roku. W I półroczu 2008 roku programem restrukturyzacji w Grupie Kapitałowej PGNiG zostało objętych 609 osób.

3. Sprzedaż i zaopatrzenie

GK PGNiG osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 9,3 mld zł, z czego 88,6% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

	Wartość
Gaz ziemny, w tym:	8 200,2
- gaz ziemny wysokometanowy	7 491,5
- gaz ziemny zaazotowany	708,7
Ropa naftowa	447,4
Kondensat	2,0
Hel	13,4
Mieszanina propan-butan	22,4
Usługi w zakresie poszukiwania złóż	385,4
Pozostała sprzedaż	188,8
Razem	9 259,6

W I półroczu 2008 roku GK PGNiG sprzedała 7,4 mld m³ gazu ziemnego, z czego 96% stanowiła sprzedaż z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a pozostała część – sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż.

Sprzedaż gazu ziemnego w mln m³

	Ilość
Taryfowa	7 027,4
Bezpośrednio ze złóż	330,9
Razem	7 358,3

W I półroczu 2008 roku GK PGNiG pozyskała 7,5 mld m³ gazu ziemnego, z czego 72% stanowił gaz z importu, głównie pochodzenia rosyjskiego oraz środkowoazjatyckiego. Wydobycie gazu ziemnego ze złóż krajowych wyniosło 28% pozyskania gazu. Poniższa tabela przedstawia strukturę zaopatrzenia w gaz ziemny w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Zaopatrzenie w gaz w mln m³

	Ilość
Import	5 407,5
Wydobycie krajowe	2 114,5
Dostawcy krajowi	7,8
Razem	7 529,8

Rozdział II: Organy PGNiG S.A.

1. Zarząd

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2008 roku wchodziły następujące osoby:

- Krzysztof Głogowski – Prezes Zarządu
- Jan Anysz – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych oraz ds. Pracowniczych i Restrukturyzacji
- Zenon Kuchciak – Wiceprezes Zarządu ds. Handlu
- Stanisław Niedbalec – Wiceprezes Zarządu ds. Techniczno-Inwestycyjnych
- Tadeusz Zwierzyński – Wiceprezes Zarządu ds. Projektów Strategicznych.

Dnia 12 marca 2008 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. odwołała ze składu Zarządu Spółki:

- Krzysztofa Głogowskiego
- Zenona Kuchciaka
- Stanisława Niedbalca
- Tadeusza Zwierzyńskiego.

Dnia 12 marca 2008 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała w skład Zarządu Spółki:

- Michała Szubskiego na stanowisko Prezesa Zarządu
- Mirosława Dobrta na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Techniczno-Inwestycyjnych
- Sławomira Hinc na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Ekonomiczno-Finansowych
- Radosława Dudzińskiego na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Projektów Strategicznych.

Dnia 20 marca 2008 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. odwołała ze składu Zarządu Spółki Jana Anysza oraz powołała na stanowisko Wiceprezesa Zarządu Mirosława Szałubę.

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2008 roku wchodziły następujące osoby:

- Michał Szubski – Prezes Zarządu
- Mirosław Dobrut – Wiceprezes Zarządu ds. Techniczno-Inwestycyjnych
- Sławomir Hinc – Wiceprezes Zarządu ds. Ekonomiczno-Finansowych
- Radosław Dudziński – Wiceprezes Zarządu ds. Projektów Strategicznych
- Mirosław Szałuba – Wiceprezes Zarządu ds. Pracowniczych i Restrukturyzacji.

2. Prokurenci

Na dzień 1 stycznia 2008 roku w Spółce było ustanowionych dwóch prokurentów:

- Ewa Bernacik
- Bogusław Marzec.

W dniu 3 stycznia 2008 roku Zarząd PGNiG S.A. udzielił prokury Janowi Czerepokowi, Waldemarowi Wójcikowi oraz Markowi Dobryniewskiemu. Dnia 17 marca 2008 roku Zarząd PGNiG S.A. odwołał prokurę Janowi Czerepokowi, a 25 kwietnia 2008 roku Bogusławowi Marcowi. W dniu 29 kwietnia 2008 roku Zarząd PGNiG S.A. udzielił prokury Stanisławowi Radeckiemu.

Na dzień 30 czerwca 2008 roku w Spółce było ustanowionych czterech prokurentów:

- Ewa Bernacik
- Waldemar Wójcik
- Marek Dobryniewski
- Stanisław Radecki.

3. Rada Nadzorcza

Rada Nadzorcza PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2008 roku składała się z następujących członków:

- Andrzej Rościszewski – przewodniczący Rady Nadzorczej
- Piotr Szwarc – wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
- Kazimierz Chrobak – sekretarz Rady Nadzorczej
- Wojciech Arkuszewski – członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Kawecki – członek Rady Nadzorczej
- Marcin Moryń – członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Puławski – członek Rady Nadzorczej
- Mirosław Szałuba – członek Rady Nadzorczej
- Jarosław Wojtowicz – członek Rady Nadzorczej.

W dniu 7 lutego 2008 roku Mirosław Szałuba złożył rezygnację z funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

Dnia 15 lutego 2008 roku NWZ PGNiG S.A. odwołało Piotra Szwarca, Jarosława Wojtowicza, Andrzeja Rościszewskiego i Wojciecha Arkuszewskiego.

Dnia 15 lutego 2008 roku NWZ PGNiG S.A. powołało w skład Rady Nadzorczej Stanisława Rychlickiego i Grzegorza Banaszka.

Dnia 28 kwietnia 2008 roku NWZ PGNiG S.A. odwołało ze składu Rady Nadzorczej Kazimierza Chrobaka z dniem 29 kwietnia 2008 roku.

Dnia 28 kwietnia 2008 roku NWZ PGNiG S.A. powołało w skład Rady Nadzorczej Agnieszkę Chmielarz, Huberta Konarskiego, Jolantę Siergiej, Joannę Stuglik z dniem 30 kwietnia 2008 roku.

Na dzień 30 czerwca 2008 roku w skład Rady Nadzorczej wchodziło dziewięć 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
- Hubert Konarski – Członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Puławski – Członek Rady Nadzorczej
- Jolanta Siergiej – Członek Rady Nadzorczej
- Joanna Stuglik – Członek Rady Nadzorczej.

Rozdział III: Polityka taryfowa

1. Koncesje

W wyniku prawnego rozdzielania dystrybucji gazu od działalności handlowej w połowie 2007 roku PGNiG S.A. przejęła, w drodze sukcesji, od Spółek Obrotu Gazem 6 koncesji na obrót paliwami gazowymi, 2 koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą oraz 1 koncesję na obrót paliwami ciekłymi. Z punktu widzenia przejrzystości prowadzenia działalności Spółka zwróciła się do Prezesa URE z wnioskami o dostosowanie koncesji do nowych warunków prowadzenia działalności.

W dniach 18-19 lutego 2008 roku Prezes URE wydał decyzje, w których stwierdził wygaśnięcie udzielonych sześciu Spółkom Obrotu Gazem koncesji na obrót paliwami gazowymi oraz wygaśnięcie udzielonych Karpackiej Spółce Obrotu Gazem Sp. z o.o. oraz Pomorskiej Spółce Obrotu Gazem Sp. z o.o. koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą wskutek wykreślenia podmiotów z właściwego rejestru.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2008 roku Spółka była w posiadaniu niżej wymienionych koncesji, udzielonych przez Prezesa URE na podstawie ustawy Prawo energetyczne:

- 1 koncesji na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych
- 1 koncesji na obrót paliwami gazowymi
- 1 koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą
- 1 koncesji na magazynowanie paliw gazowych
- 2 koncesji na obrót paliwami ciekłymi.

W I półroczu 2008 roku Ministerstwo Środowiska przyznało PGNiG S.A. 6 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz 3 koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż. Natomiast 9 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego zostało przedłużonych. Wygaśnięciu uległa 1 koncesja na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż oraz 1 koncesja na podziemne magazynowanie gazu (PMG). W omawianym okresie nie wystąpiły zmiany w koncesjach na składowanie odpadów.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2008 roku Spółka była w posiadaniu niżej wymienionych koncesji, udzielonych na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:

- 73 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu
- 215 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż
- 7 koncesji na podziemne magazynowanie gazu (PMG)
- 4 koncesje na składowanie odpadów.

2. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.

W dniu 28 marca 2008 roku Prezes URE wydał decyzję w sprawie zwolnienia PGNiG S.A. z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie sprężonego gazu ziemnego, którym napędzane są pojazdy mechaniczne.

Do dnia 24 kwietnia 2008 roku w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywała Taryfa dla paliw gazowych nr 4 zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 17 marca 2006 roku.

W dniu 15 listopada 2007 roku PGNiG S.A. wystąpiła z wnioskiem do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o zatwierdzenie Taryfy dla paliw gazowych nr 1/2008 Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. na okres od 1 stycznia 2008 roku do 31 marca 2008 roku. Wejście w życie nowego rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z dnia 20 lutego 2008 roku, nr 28, poz. 165) spowodowało konieczność zmian w złożonym przez Spółkę wniosku taryfowym. W dniu 20 lutego 2008 roku Spółka złożyła korektę wniosku w celu dostosowania go do wymogów nowego rozporządzenia taryfowego.

Prezes URE decyzją z dnia 10 kwietnia 2008 roku zatwierdził Taryfę dla paliw gazowych nr 1/2008, która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązuje od 25 kwietnia 2008 roku i określa:

- ceny za paliwo gazowe, stawki opłat abonamentowych oraz stawki opłat sieciowych stosowane do rozliczeń z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe z sieci przesyłowej
- ceny za paliwo gazowe, stawki opłat abonamentowych oraz stawki opłat sieciowych stosowane do rozliczeń z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe z sieci dystrybucyjnych.

W poniższej tabeli przedstawione zostały ceny i stawki opłat stosowane do rozliczeń z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe z sieci przesyłowej.

Grupa taryfowa	Cena za paliwo gazowe	Stawki opłat abonamentowych
	zł/m ³	zł/miesiąc
E1A-E4B	0,8983	600,00
Ls1-Ls4	0,5693	600,00
Lw1-Lw4	0,6645	600,00

Poniżej przedstawiono zestawienie cen i stawek opłat stosowanych do rozliczeń z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe z sieci dystrybucyjnej z wyszczególnieniem grup taryfowych:

- gaz wysokometanowy E

Grupa taryfowa	Cena za paliwo gazowe	Stawki opłat abonamentowych
	zł/m ³	zł/miesiąc
W-1	0,9500	4,30
W-2	0,9350	6,40
W-3	0,9215	7,10
W-4	0,9160	18,00
W-5	0,9100	110,00
W-6	0,9011	130,00
W-6A	0,9011	130,00
W-6B	0,9011	130,00
W-7	0,8993	270,00
W-7A	0,8993	270,00
W-7B	0,8993	270,00
W-8	0,8988	600,00
W-9	0,8988	600,00
W-10	0,8988	600,00

- gaz zaazotowany Ls

Grupa taryfowa	Cena za paliwo gazowe	Stawki opłat abonamentowych
	zł/m ³	zł/miesiąc
Z-1	0,6025	4,30
Z-2	0,5930	6,40
Z-3	0,5840	7,10
Z-4	0,5810	18,00
Z-5	0,5770	110,00
Z-6	0,5710	130,00
Z-7	0,5699	270,00
Z-7A	0,5699	270,00
Z-7B	0,5699	270,00
Z-8	0,5695	600,00
Z-9	0,5695	600,00

- gaz zaazotowany Lw

Grupa taryfowa	Cena za paliwo gazowe	Stawki opłat abonamentowych
	zł/m ³	zł/miesiąc
S-1	0,7030	4,30
S-2	0,6920	6,40
S-3	0,6820	7,10
S-4	0,6780	18,00
S-5	0,6740	110,00
S-6	0,6670	130,00
S-7	0,6657	270,00
S-7A	0,6657	270,00
S-7B	0,6657	270,00
S-8	0,6653	600,00
S-9	0,6653	600,00

Istotną zmianą w taryfie jest wprowadzenie stawki opłat sieciowych. Stawki opłat sieciowych kalkuluje się na podstawie kosztów stałych i zmiennych ponoszonych z tytułu zlecenia przez przedsiębiorstwo usług w zakresie przesyłania, dystrybucji, magazynowania, skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, kosztów magazynowania w instalacjach własnych przedsiębiorstwa oraz kosztów bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Ponadto taryfa definiuje sposób ustalania opłaty za przekroczenie mocy umownej oraz sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

Taryfa PGNiG S.A. reguluje dostarczanie paliw gazowych w oparciu o umowę kompleksową lub zawartą przed dniem wejścia w życie taryfy umowę sprzedaży paliwa gazowego, których realizacja wymaga zlecenia przez PGNiG S.A. transportu paliwa gazowego siecią przesyłową lub dystrybucyjną lub korzystania z magazynów. Na podstawie umowy kompleksowej PGNiG S.A. zobowiązuje się nie tylko sprzedać paliwo gazowe odbiorcy, ale także zapewnić jego dostarczenie do miejsca wskazanego przez odbiorcę.

W dniu 12 sierpnia 2008 roku PGNiG S.A. przedłożyła Prezesowi URE do zatwierdzenia wnioszek w sprawie zmiany Taryfy dla Paliw Gazowych nr 1/2008 ze względu na zmianę warunków prowadzenia działalności przez PGNiG S.A., wynikających ze wzrostu kosztów pozyskania gazu powyżej poziomu przyjmowanego do kalkulacji cen w zatwierdzonej taryfie oraz korekty zapisów treści taryfy. Korekta zapisów taryfy ma na celu dostosowanie postanowień Taryfy dla paliw gazowych nr 1/2008 do postanowień taryf Operatora Systemu Przesyłowego oraz Operatorów Systemu Dystrybucyjnego. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania w zakresie powyższego postępowania nie została wydana decyzja przez Prezesa URE.

3. Zmiany w taryfach Operatorów Systemu Dystrybucyjnego

Do dnia 24 kwietnia 2008 roku w rozliczeniach z odbiorcami OSD obowiązywały Taryfy dla paliw gazowych nr 2/2006, zatwierdzone decyzjami Prezesa URE z dnia 17 marca 2006 roku.

Prezes URE decyzją z dnia 10 kwietnia 2008 roku zatwierdził Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego, które w rozliczeniach z odbiorcami obowiązują od 25 kwietnia 2008 roku i określają:

- stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych i stawki opłat abonamentowych
- sposób ustalania opłat za przyłączenie do sieci wysokich ciśnień oraz stawki opłat za przyłączenie do sieci średnich i niskich ciśnień.

Ponadto taryfa definiuje sposób ustalania opłaty za przekroczenie mocy umownej, nielegalny pobór paliw gazowych, niedostosowanie się do wprowadzonych ograniczeń oraz sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

4. Ryzyka taryfowe

Ryzyko regulacyjne

Podstawowe ryzyko taryfowe stanowi niedostosowanie aktów wykonawczych do obowiązujących ustaw w zakresie rynku gazu. Taka sytuacja miała miejsce na przełomie 2007 i 2008 roku, kiedy to z powodu braku rozporządzenia taryfowego dostosowanego do znowelizowanego Prawa energetycznego przedłużeniu uległo postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych. Rozporządzenie taryfowe zostało podpisane przez Ministra Gospodarki dopiero w lutym 2008 roku. Jednakże kolejne istotne dla funkcjonowania rynku gazowego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (rozporządzenie systemowe) znajduje się w fazie projektu.

W 2008 roku należy oczekiwać kolejnych zmian w przepisach prawnych regulujących działalność sektora gazowniczego. Przede wszystkim znowelizowana zostanie ustawa Prawo energetyczne w wyżej omówionym zakresie. Wejście w życie znowelizowanej ustawy skutkować będzie koniecznością nowelizacji rozporządzenia taryfowego.

Zmiany otoczenia prawnego, które są sukcesywnie wprowadzane w związku z przystąpieniem Polski do Unii Europejskiej, mogą nie uwzględniać specyfiki działalności PGNiG S.A. Należy liczyć się z tym, że w kolejnych latach będą następowały dalsze zmiany mające wpływ na działalność sektora gazowniczego. Zmiany prawa, w tym opóźnienia w nowelizacji aktów prawnych, rodzą ryzyko związane z dostosowaniem się do tych przepisów, co może mieć negatywny wpływ na działalność Grupy Kapitałowej PGNiG oraz jej wyniki finansowe i perspektywy rozwoju.

Ryzyko kalkulacyjne

Zatwierdzany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki poziom cen 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 słabszych odbiorców, przy weryfikacji kosztów prowadzonej działalności, nie uznaje ich części za uzasadnione. Jednocześnie Prezes URE nie akceptuje przyjmowanych przez PGNiG S.A. założeń w zakresie głównych czynników kształtujących zmianę kosztów i zakładanego poziomu zysku uwzględniającego ryzyko prowadzonej działalności. Wnioskowane przez PGNiG S.A. poziomy cen i stawek opłat określanych w taryfie spotykają się także z brakiem akceptacji ze strony URE. Zaniżanie cen i opłat taryfowych przekłada się na obniżenie rentowności PGNiG S.A.

Ryzyko planowania

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 zapotrzebowań przenosząca się na wielkość prognozowanych zakupów i wielkości dostaw, a także wielkości kosztów, które były podstawą do ustalania cen i opłat taryfowych, mogą niekorzystnie wpłynąć na wyniki finansowe. Wzrost zapotrzebowania przez odbiorców powyżej prognozowanego poziomu oznacza konieczność zakupu gazu ze wszystkich możliwych do zrealizowania (niejednokrotnie droższych) kontraktów.

Ryzyko rynkowe

Ceny gazu z importu ustalane są w USD i EUR oraz kształtowane są 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. Rynek ropy i produktów ropopochodnych w ostatnim okresie jest mało przewidywalny z uwagi na ciągle zmiany cen. 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 możliwości korekt 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 tempo tych zmian będzie następowało z pewnym opóźnieniem.

Ryzyko konkurencji

Wzrost cen paliw na rynkach światowych w ostatnich latach przełożył się w sposób bezpośredni na wzrost zainteresowania działalnością poszukiwawczą. Istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji na rynku polskim ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż czy realizowania strategii uzyskiwania dostępu do własnych złóż węglowodorów. Aktualnie konkurencja na rynku krajowym jest ograniczona. Jednakże w przyszłości, po uzyskaniu stosownych koncesji, pojawią się firmy, które będą mogły skutecznie konkurować z PGNiG S.A. Poważną konkurencję stanowić mogą duże firmy z ugruntowaną pozycją na rynkach międzynarodowych, posiadające wielokrotnie większe zasoby finansowe od PGNiG S.A., a tym samym akceptujące wysokie ryzyko działalności poszukiwawczej w Polsce.

Rozdział IV: Poszukiwanie i wydobywanie

1. Poszukiwanie

W I półroczu Grupa Kapitałowa PGNiG prowadziła prace w zakresie poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów, w ramach których wykonała m.in. 151.882,1 m wierceń, 3.992,5 km sejsmiki 2D oraz 3.334,3 km² sejsmiki 3D. Powyższe prace były prowadzone na koncesjach GK PGNiG oraz usługowo dla podmiotów zewnętrznych w kraju i zagranicą.

1.1. Prace poszukiwawcze w Polsce

Na potrzeby PGNiG S.A. wykonano 30.281 m wierceń w kraju na terenie Przedgórze Karpat oraz na Niżu Polskim. Prace prowadzone były w 20 otworach: 14 poszukiwawczych i 6 rozpoznawczych. Spośród 15 odwiertów o znanych wynikach złożowych 6 odwiertów zakwalifikowano, jako pozytywne, w tym 5 gazowych i jeden ropny, pozostałych 9 odwiertów było negatywnych. Ponadto wykonano 410 km prac sejsmicznych 2D oraz 273,8 km² sejsmiki 3D.

Przyrost zasobów wydobywalnych gazu ziemnego osiągnął poziom 945 mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy. Powyższa wielkość została pozytywnie oceniona przez Komisję Zasobów Kopalni i przyjęta przez Ministra Środowiska.

W pierwszym półroczu 2008 roku PGNiG S.A. kontynuowała współpracę z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. na obszarach: „Płotki”, „Płotki”-„PTZ”, „Poznań”, Blok 255 oraz na obszarze „Bieszczady” we współpracy ze spółkami Eurogas Polska Sp. z o.o. i Energia Bieszczady Sp. z o.o.

1.2. Prace na koncesjach zagranicznych

Pakistan

PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie umowy z 18 maja 2005 roku zawartej pomiędzy PGNiG S.A. a Rządem Pakistanu na realizację poszukiwań i eksploatację węglowodorów w obszarze koncesji Kirthar. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z firmą Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG S.A. – 70%, PPL – 30%. Na podstawie wykonanych badań geologicznych i geofizycznych została podjęta decyzja o wierceniu pierwszego otworu poszukiwawczego. Rozpoczęcie wiercenia planowane jest w końcu 2008 roku.

Dania

W dniu 6 grudnia 2007 roku PGNiG S.A. podpisała umowę cesji udziałów w koncesji poszukiwawczo-wydobywczej 1/05 na obszarze Dani i objęła operatorstwo. Obecnie udziały wynoszą: PGNiG S.A. – 40%, Odin Energi A/S – 40%, Nordsofonden – 20%. 5 kwietnia 2008 roku decyzją Duńskiej Agencji Energii powyższa koncesja została przedłużona do 5 października 2009 roku pod warunkiem wykonania zdjęcia sejsmicznego 3D o powierzchni nie mniejszej niż 50 km². W bieżącym roku wykonano reprocessing 48 km sejsmiki 2D i planuje się wykonanie dodatkowego reprocessingu około 1.000 km sejsmiki 2D w celu lokalizacji zdjęcia sejsmicznego 3D.

Egipt

W 2007 roku PGNiG S.A. wygrała przetarg na koncesję poszukiwawczo-wydobywczą Bahariya (Blok nr 3) w Egipcie. Koncesja obejmuje obszar o łącznej powierzchni 4.414,4 km². W lipcu 2007 roku została paraflowana umowa PSA (Production Sharing Agreement). Po ratyfikowaniu umowy PGNiG S.A. przewiduje przeprowadzenie reprocessingu oraz 1.450 km sejsmiki 2D.

Norwegia

Do celów realizacji projektu na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG S.A. powołała spółkę PGNiG Norway AS. W dniu 30 października 2007 roku PGNiG Norway AS nabyła od Mobil Development Norway A/S i ExxonMobil Production Norway Inc 15% udziałów w trzech obszarach koncesyjnych obejmujących złoża Skarv i Snadd oznaczonych (PL 212, PL 212B, PL 262). Pozostałe udziały należą do: British Petroleum (Operator) – 30%, StatoilHydro – 30%, E.ON Ruhrgas Norge – 25%. Podstawowym zadaniem spółki PGNiG Norway AS jest poszukiwanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym oraz udział w projektach infrastrukturalnych związanych z morską działalnością przesyłową.

Zagospodarowanie złóż jest prowadzone przez British Petroleum wraz z PGNiG Norway AS, StatoilHydro i E.ON Ruhrgas. W wyniku unicyzacji złóż Skarv i Snadd ze złożem Idun na Norweskim Szelfie Kontynentalnym udziały poszczególnych spółek w obszarze eksploatacyjno-poszukiwawczym w przybliżeniu wynoszą:

- British Petroleum (Operator) 24%
- StatoilHydro 36%
- E.ON Ruhrgas Norge 28%
- PGNiG Norway AS 12%.

W chwili obecnej projekt Skarv wszedł w fazę zagospodarowania złoża. Rozpoczęcie wydobycia planowane jest w 2011 roku. Projekt zagospodarowania złóż obejmuje wykonanie 16 odwiertów, w tym 7 do eksploatacji ropy, 5 – gazu ziemnego i 4 odwiertów iniekcyjnych (do zatłaczania). W późniejszej fazie odwierty iniekcyjne zostaną przekształcone w gazowe otwory eksploatacyjne w celu pełnego wyeksploatowania złoża. Mobilizację urządzenia wiertniczego przewiduje się w 2009 roku.

Libia

W 2007 roku PGNiG S.A. wygrała przetarg operatorski i uzyskała prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych na koncesji poszukiwawczo-wydobywczej numer 113 zlokalizowanej w basenie naftowym Murzuq (zachodnia Libia). W dniu 4 lutego 2008 roku na potrzeby prowadzenia projektu libijskiego spółka PGNiG Finance B.V. została przekształcona w Polish Oil and Gas Company Libya B.V. 25 lutego 2008 roku POGC – Libya B.V. podpisała z państwową libijską firmą naftową National Oil Corporation umowę EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement). PGNiG S.A. udzieliła gwarancji na wykonanie przez POGC – Libya B.V. zobowiązań koncesyjnych wynikających z tej umowy. Umowa EPSA została ratyfikowana przez rząd libijski 1 czerwca 2008 roku. Obecnie POGC – Libya B.V. we współpracy z National Oil Corporation prowadzi prace przygotowawcze do badań sejsmicznych 2D i 3D, których rozpoczęcie planowane jest w końcu 2008 roku.

1.3. Usługi w zakresie poszukiwania złóż

W I półroczu 2008 roku spółki segmentu poszukiwanie i wydobywanie prowadziły prace wiertnicze, serwisowe i geofizyczne na rzecz GK PGNiG i odbiorców zewnętrznych. Prace wiertnicze były prowadzone przede wszystkim na terenie Polski południowo-wschodniej i północno-zachodniej. Rozpoczęto prace przygotowawcze do podjęcia usług wiertniczych i serwisowych dla podziemnych magazynów gazu Bonikowo i Kosakowo. W kraju, w ramach prac dla inwestorów spoza GK PGNiG, były prowadzone wiercenia otworów dla RWE Dea Polska Sp. z o.o. oraz wiercenia otworów badawczych na obszarach koncesyjnych złóż miedzi. Znaczący udział w przychodach spółek miały prace prowadzone na zlecenie inwestorów zagranicznych. Wiercenia wykonywane były w Kazachstanie, Pakistanie, Egipcie, Libii, Mozambiku, Ugandzie i na Węgrzech. Ponadto rozpoczęto wiercenie geotermalnego otworu na terenie Niemiec.

Specjalistyczne prace serwisowe w zakresie górnictwa otworowego były świadczone przez spółki segmentu poszukiwanie i wydobywanie przede wszystkim w kraju. W zakres wykonywanych usług wchodziły zabiegi intensyfikacji wydobywania, usługi płuczki, cementacyjne oraz inne specjalistyczne prace wiertnicze, pomiarowe i laboratoryjne. Spółki wykonywały również rekonstrukcje i likwidacje odwiertów oraz likwidowały skutki działalności górnictwa otworowego. Głównym odbiorcą usług serwisowych wykonywanych w kraju były spółki GK PGNiG. Prace serwisowe prowadzone były także na rzecz inwestorów spoza GK PGNiG m.in. dla KGHM Polska Miedź S.A., FX Energy Poland Sp. z o.o., PRWiG Warszawa, Petrobaltic S.A. Spółki świadczyły swoje usługi również poza granicami kraju, w Kazachstanie, na Ukrainie, Litwie i Łotwie.

Spółki segmentu poszukiwanie i wydobywanie zajmowały się świadczeniem usług geofizycznych w zakresie sejsmiki polowej, pomiarów geofizycznych, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych a także świadczeniem innych usług geofizycznych. Prace geofizyczne były prowadzone w kraju i za granicą, przede wszystkim dla inwestorów spoza PGNiG S.A. Rynkami zagranicznymi, na których operowały spółki były Indie, Pakistan, Libia, Syria i Niemcy. Ponadto spółki świadczyły usługi w zakresie geofizyki wiertniczej w państwach UE m. in. w Holandii, na Łotwie, Węgrzech i Słowacji.

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. W wyniku połączenia kopalni Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 21 kopalniach (12 gazowych oraz 9 ropno-gazowych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i ropę naftową w 47 kopalniach (25 gazowych oraz 22 ropno-gazowych i ropnych).

Ogółem PGNiG S.A. wydobyła w I półroczu 2008 roku 2.114,5 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego w Oddziale w Zielonej Górze wydobyto 1.221,7 mln m³, natomiast w Oddziale w Sanoku 892,8 mln m³ gazu ziemnego. Łączna produkcja ropy naftowej w I półroczu 2008 roku osiągnęła poziom 249,5 tys. ton. Wielkość produkcji PGNiG S.A. w I półroczu 2008 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura produkcji

Produkt		Jednostka	Ilość
1.	Gaz ziemny	mln m ³ *	2 114,5
2.	Ropa naftowa	tys. ton	249,5
3.	Kondensat	tys. ton	5,1
4.	Siarka	tys. ton	10,8
5.	Mieszanina propan-butan	tys. ton	8,6
6.	Hel	mln m ³	1,2
7.	LNG	mln m ³ *	10,3

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

W I półroczu 2008 roku na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku podłączono do eksploatacji łącznie 4 odwierty: Tarnów-81 k, Rzeszów-9, Miocin-62g,d, Wierzchosławice-5, natomiast w Oddziale w Zielonej Górze podłączono 2 odwierty BU-101 H i Sławoborze-1. Łączny przyrost zdolności wydobywczych na tych odwiertach wynosi około 260 m³/min.

W I półroczu 2008 roku PGNiG S.A. prowadziła szereg prac w celu zwiększenia wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej oraz utrzymania wydobycia na obecnym poziomie. W celu uzyskania przyrostu wydobycia węglowodorów ze złóż eksploatowanych wykonano 5.647 m wierceń eksploatacyjnych na złożach Radlin, Sędziszów, Dzieduszyce oraz Cierpisz. Dla ograniczenia naturalnego spadku wydobycia prowadzono remonty 24 odwiertów (w tym zakończono 14), których stan techniczny nie pozwalał na ich dalszą eksploatację.

W związku ze spadkiem ciśnień w punktach zdawczo-odbiorczych na złożach Palikówka i Kuryłówka zostały zainstalowane sprężarki. Podniesienie ciśnienia gazu do odpowiedniego poziomu zapewni utrzymanie wielkości wydobycia i oddanie gazu ziemnego do systemu przesyłowego. W 2009 roku planuje się zainstalowanie kolejnych dwóch sprężarek na złożu Jodłówka.

W I półroczu 2008 roku segment poszukiwanie i wydobycie prowadził pozataryfową sprzedaż gazu ziemnego oraz sprzedaż ropy naftowej i innych produktów. Poniższa tabela przedstawia sprzedaż podstawowych produktów na rzecz odbiorców zewnętrznych w układzie ilościowym.

Jednostka	Ilość	
Gaz ziemny	mln m ³	330,9
Ropa naftowa	tys. ton	257,7
Kondensat	tys. ton	0,6
Hel	mln m ³	1,1
Mieszanina propan-butan	tys. ton	8,7
Azot	tys. kg	624,9
Siarka	tys. ton	10,9

Na potrzeby segmentu wykorzystywane są podziemne magazyny gazu. Podstawowym zadaniem PMG jest kompensacja nierównomierności zapotrzebowania na gaz ziemny w sezonie letnim i zimowym.

Ponadto magazyny umożliwiają optymalizację wydobycia ze złóż krajowych w ciągu roku oraz prowadzenie racjonalnej gospodarki zasobami złóż gazu ziemnego.

3. Planowane działania

Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2008 roku planuje się prowadzenie prac poszukiwawczych głównie w rejonach południowej i zachodniej Polski:

- Lubaczów-Tarnogród
- Przemyśl-Jarosław
- Rzeszów-Łańcut-Kolbuszowa
- Pilzno-Tarnów
- Ostrów Wielkopolski-Pogorzela
- Środa Wielkopolska-Jarocin (współpraca z FX Energy Poland Sp. z o.o.)
- Świebodzin-Wolsztyn-Nowy Tomyśl
- Pniew-Stęszew
- Gubin-Krosno Odrzańskie
- Sulęcín-Międzyrzecz
- Kostrzyn-Myślibórz
- Międzychód-Gorzów Wielkopolski
- Wronki-Sieraków.

Prace na koncesjach zagranicznych

W pierwszym półroczu 2008 roku GK PGNiG prowadziła szereg działań zmierzających do pozyskania nowych obszarów poszukiwawczych i koncesyjnych w takich krajach jak Algieria, Irak, Maroko i Tunezja. Powyższe działania będą kontynuowane w 2008 roku. Ponadto GK PGNiG zamierza kontynuować prace poszukiwawcze na obszarach koncesyjnych w Pakistanie, Danii i Norwegii oraz rozpocząć badania geofizyczne na koncesji w Libii.

Usługi w zakresie poszukiwania złóż

W II półroczu 2008 roku spółki segmentu poszukiwanie i wydobycie planują umocnić swoją pozycję w zakresie usług wiertniczych i serwisowych na strategicznym rynku krajowym oraz pozyskiwać nowe zlecenia na rynkach zagranicznych. Dzięki zawartym kontraktom spółki będą kontynuować prace w Kazachstanie, Pakistanie, Libii, Mozambiku, Ugandzie oraz na Ukrainie, Węgrzech i Łotwie. Będzie także rozpoczęte wiercenie kolejnego otworu geotermalnego w Niemczech. Planowane jest również prowadzenie prac rekonstrukcyjnych na terenie Rosji. W zakresie prac geofizycznych spółki zamierzają kontynuować umacnianie swojej pozycji w kraju i wybranych rynkach zagranicznych poprzez zwiększenie zakresu wykonywanych usług i optymalizację wykorzystania zasobów. Przewidywane jest także świadczenie usług na nowych rynkach zagranicznych m. in. w Tajlandii, Egipcie, Turcji, Jemenie i Arabii Saudyjskiej.

Wydobycie gazu ziemnego

PGNiG S.A. realizuje program inwestycyjny mający na celu osiągnięcie w dłuższej perspektywie wzrost zdolności wydobywczych gazu ziemnego. W ramach programu planuje się zagospodarowanie nowych złóż i odwiertów, modernizację i rozbudowę istniejących KGZ, budowę nowych i rozbudowę

już istniejących podziemnych magazynów gazu. Ponadto będą prowadzone prace w celu utrzymania wydobywania węglowodorów ze złóż już eksploatowanych na obecnym poziomie.

W 2008 roku przewiduje się włączyć do eksploatacji 10 odwiertów (Kowale-2; Luchów-1, 3; Cierpisz-2, 3, 4; Wola Różaniecka- 2, 12, 14, 16) o łącznej zdolności wydobywczej około 196 m³/min. Do 2010 roku w PGNiG S.A. planuje zagospodarowanie 20 złóż w Oddziale w Sanoku oraz 10 złóż w Oddziale w Zielonej Górze.

W 2010 roku planuje się zakończenie projektu budowy Odazotowni Grodzisk o mocy przerobowej do 500 mln m³ gazu wsadowego. Projekt obejmuje zagospodarowanie złóż rejonu Nowy Tomyśl-Grodzisk i gazu ze złóż Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG) oraz utworzenie drugiego, obok Oddziału w Odolanowie, regulatora łączącego system wydobywczy gazu zaazotowanego z wysokometanowym systemem przesyłowym.

Aktualna prognoza zakłada wydobywanie gazu ziemnego na poziomie ok. 4,2 mld m³ w 2008 roku oraz ok. 4,6 mld m³ w 2009 roku. Na niższe niż planowano wydobywanie gazu ziemnego ma wpływ przede wszystkim prowadzenie eksploatacji w coraz trudniejszych warunkach geologiczno-złożowych. Ponadto w I półroczu 2008 roku miały miejsce: awaria dwóch tłocznii w systemie gazociągów przesyłowych OGP GAZ-SYSTEM S.A., przerwa technologiczna w odbiorze gazu przez jednego z kontrahentów obsługiwanych przez Oddział w Sanoku oraz opóźnienie w dostawach sprzętów złożowych.

Wydobywanie ropy naftowej

Zagospodarowanie złoża Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG) i intensyfikacja wydobywania ze złoża Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB) są projektami mającymi na celu zwiększenie wydobywania ropy naftowej przez PGNiG S.A. Prowadzone będą prace intensyfikujące wydobywanie na złożu BMB, w tym zagospodarowanie 5 odwiertów eksploatacyjnych. W roku 2008 prognozuje się wydobywanie ropy naftowej na poziomie 509 tys. ton. Znaczący przyrost wydobywania ropy naftowej nastąpi w 2013 roku po zagospodarowaniu i włączeniu do eksploatacji złóż LMG i osiągnięciu roczny poziom ok. 0,9 mln ton.

4. Ryzyka poszukiwanie i wydobywanie

Odkrycia i szacowanie zasobów

Podstawowym ryzykiem, jakim jest obciążona działalność poszukiwawcza, jest ryzyko odkrycia złoża, czyli ryzyko poszukiwawcze. Ryzyko to polega na tym, że nie w każdym zidentyfikowanym potencjalnym obiekcie złożowym istnieje nagromadzenie węglowodorów. Istnienie nagromadzenia węglowodorów uzależnione jest od spełnienia szeregu warunków geologicznych. Ponadto ilość i jakość nagromadzonych węglowodorów może być inna od przewidywanej do odkrycia. W sytuacji, gdy wyniki zakończonej sukcesem działalności poszukiwawczej w postaci udokumentowanych nowych zasobów nie zrównoważą wydobywania z obecnych złóż, udokumentowane zasoby wydobywalne w złożach GK PGNiG. będą zmniejszać się wraz z ich postępującą eksploatacją.

Wiele z czynników i założeń przyjętych do określania wielkości zasobów i prognoz wydobywania może być obciążona błędami wynikającymi z niedoskonałości metod i sprzętu pomiarowego używanych w trakcie badań geofizycznych, wierceń i testów produkcyjnych. Dane w zakresie ekonomicznie opłacalnych do eksploatacji zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej mają charakter szacunkowy i rzeczywista produkcja, przychody i koszty w odniesieniu do złóż mogą różnić się w poważnym stopniu w stosunku do dokonanych szacunków. Powyższe ryzyko ma szczególne znaczenie z tego względu, że cykl od rozpoczęcia poszukiwań do udostępnienia złoża do eksploatacji zamyka się w okresie 6-8 lat, a cykl produkcji węglowodorów wynosi 10-40 lat. Określone w trakcie

dokumentowania parametry złóż są weryfikowane podczas eksploatacji. Każda ujemna korekta wielkości zasobów, programów wydobywania czy wielkości finansowych może prowadzić do zmniejszenia przychodów, a przez to wpłynąć negatywnie na wyniki ekonomiczne GK PGNiG.

Konkurencja

W kraju i za granicą istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż czy realizowanie strategii uzyskiwania dostępu do własnych złóż węglowodorów. W świetle wzrostu światowego zainteresowania nowymi obszarami poszukiwań i ekspansji gospodarczej ryzyko to wydaje się być wysokie. Niektórzy konkurenci GK PGNiG, zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową oraz większe niż GK PGNiG zasoby finansowe. W rezultacie istnieje prawdopodobieństwo, że firmy te przystąpią do przetargów i będą w stanie nabyć koncesje o dobrych perspektywach poszukiwawczych. Konkurenci mogą również definiować, wyceniać, oferować i kupować większą liczbę pól, włączając w to operatorstwo i koncesje, aniżeli pozwalają na to zasoby finansowe i ludzkie GK PGNiG. Przewaga ta jest szczególnie istotna na arenie międzynarodowej.

Opóźnienia prac

Uzyskanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w myśl aktualnych 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 do wejścia w teren, spełnienia wymogów w dziedzinie ochrony środowiska i niekiedy ochrony stanowisk archeologicznych oraz przestrzegania przepisów w zakresie przeprowadzania przetargów na wykonawcę prac. W myśl obowiązujących przepisów do momentu podpisania umowy z wykonawcą prac upływa kolejnych kilka miesięcy. Ponadto częste są przypadki bardzo długiego oczekiwania na odprawy celne importowanego sprzętu. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych.

Sprawy formalno-prawne niezależne od GK PGNiG są związane między innymi z:

- brakiem 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
- zmianami aktualnej koncepcji programowo-przestrzennej
- 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 GK PGNiG 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 będzie miała sytuacja w zakresie kształtowania się cen produktów ropopochodnych oraz wahania kursów walutowych.

Przepisy w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia

Dostosowanie do regulacji ochrony środowiska w Polsce i za granicą może znacząco zwiększyć koszty działalności GK PGNiG. Aktualnie GK PGNiG 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 realizacji przedsięwzięcia mogącego mieć oddziaływanie 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 GK PGNiG 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 bogatym doświadczeniu zawodowym. Ryzyko to jest wysokie zwłaszcza w przypadku specjalistów z dziedziny poszukiwania złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. W krajach, gdzie GK PGNiG prowadzi działalność, występują trudności w naborze wysoko wykwalifikowanej kadry.

Nieprzewidziane zdarzenia

Eksploatowane przez GK PGNiG 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 wybuchu, 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 GK PGNiG prowadzi działalność poszukiwawczą, istnieje ryzyko konfliktów zbrojnych oraz ataków terrorystycznych, których efektem może być ograniczenie, zawieszenie lub zaprzestanie działalności poszukiwawczo-wydobywczej.

W rejonach działalności GK PGNiG 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 niepokoїв 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 V: Obrót i magazynowanie

1. Struktura sprzedaży i zakupów

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz zaazotowany. Struktura sprzedaży GK PGNiG w I półroczu 2008 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura sprzedaży podstawowych produktów

	Produkt	Jednostka	Ilość
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	7 027,4
	- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	6 574,1
	- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	453,3
2	Propan-butan	tys. t.	1,0

* mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu był przemysł chemiczny, hutnictwo i energetyka oraz odbiorcy domowi. W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż gazu ziemnego systemowego (mln m³)

	Sprzedaż	Ilość	%
1.	Odbiorcy przemysłowi	4 164,6	59,3%
2.	Handel, usługi	805,8	11,5%
3.	Odbiorcy domowi	1 970,7	28,0%
4.	Odbiorcy hurtowi	66,9	0,9%
5.	Eksport	19,4	0,3%
	Razem	7 027,4	100,0%

Najliczniejszą grupą odbiorców gazu ziemnego (ok. 6,3 mln) byli odbiorcy domowi, którzy stanowili 97% klientów. Udział powyższej grupy odbiorców w wolumenie sprzedaży wyniósł 28%. Największy udział w wolumenie sprzedaży gazu ziemnego mieli odbiorcy przemysłowi (59%).

W I półroczu 2008 roku GK PGNiG dokonywała zakupów gazu ziemnego z importu oraz w niewielkim stopniu od dostawców krajowych. Importowany gaz ziemny pochodził głównie z kierunku wschodniego, tj. z Rosji oraz Azji Środkowej. Poniższa tabela przedstawia strukturę zakupów gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Struktura zakupów gazu ziemnego (mln m³)

Zakup gazu		Ilość	%
1.	Import w tym:	5 407,5	99,9%
	- OOO „Gazprom eksport”	3 896,9	72,1%
	- ROSUKRENERGO AG	1 093,3	20,2%
	- Pozostali dostawcy zagraniczni	417,3	7,7%
2.	Dostawcy krajowi	7,8	0,1%
Razem		5 415,3	100,0%

2. Podstawowe umowy handlowe

Umowy zakupu

W I półroczu 2008 roku PGNiG S.A. importowała gaz głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowych kontraktów importowych z OOO „Gazprom eksport” i VNG-Verbundnetz Gas AG. oraz kontraktów średnioterminowych na dostawy gazu odpowiednio z ROSUKRENERGO AG oraz VNG-Verbundnetz Gas AG/ E.ON Ruhrgas AG:

- Kontraktu kupna-sprzedaży rosyjskiego 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 z dnia 15 września 2004 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG/ E.ON Ruhrgas AG, obowiązującej do 30 września 2008 roku
- Umowy sprzedaży gazu ziemnego z dnia 17 listopada 2006 roku z ROSUKRENERGO AG, obowiązującej do 1 stycznia 2010 roku włącznie z możliwością przedłużenia do 1 stycznia 2012 roku.

Umowy sprzedaży

W I półroczu 2008 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kompleksowe na dostawy paliwa gazowego, zarówno z systemu przesyłowego, jak i dystrybucyjnego z 33,6 tys. nowych odbiorców, z czego największą grupę stanowili odbiorcy domowi (32,9 tys.).

Ponadto Spółka realizowała kontrakty na dostawy ropy do rafinerii z Grupy PKN Orlen, tj. Rafinerii Trzebinia S.A. oraz Rafinerii Nafty Jedlicze S.A. W dostawach rurociągowych kontrakt z firmą BP International, na podstawie którego ropa dostarczana była za granicę, zastąpiony został umową z TOTS TOTAL OIL TRADING SA. Zasady, na jakich opiera się sprzedaż ropy eksportowanej, pozostały bez zmian.

3. Podziemne magazyny gazu

Segment wykorzystuje na swoje potrzeby część pojemności podziemnych magazynów. Krótkookresowe zmiany zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny niwelowane są przy wykorzystaniu KPMG Mogilno – magazynu w kawernach solnych o szczytowym charakterze pracy. Kompensację nierównomierności zapotrzebowania na gaz ziemny w sezonie letnim i zimowym, jak również realizację 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 jest 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.

4. Planowane działania w obszarze obrotu

Terminal LNG

Import skroplonego gazu ziemnego LNG do Polski jest jednym z projektów realizowanych przez GK PGNiG w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu oraz metodą na pokrycie zwiększonego zapotrzebowania na gaz.

Budowa terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu prowadzona jest przez spółkę PLNG Sp. z o.o., w której PGNiG S.A. objęła 100% udziałów. Głównym celem PLNG Sp. z o.o. jest prowadzenie działalności regazyfikacyjnej, a w szczególności rozładunek, przeładunek i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego w terminalu LNG. Zgodnie z założeniami, początkowe dostawy gazu z terminalu LNG do sieci wynosić będą około 2,5 mld m³ gazu rocznie. W zależności od popytu na gaz roczna przepustowość będzie zwiększona do 5 mld m³, a docelowo do 7,5 mld m³ gazu.

W I półroczu 2008 roku trwały prace nad przygotowaniem projektu budowy terminalu LNG oraz uzyskaniem wymaganych pozwoleń na budowę. W dniu 10 stycznia 2008 roku podpisano umowę z firmą SNC Lavalin Services Ltd. na wykonanie dokumentacji techniczno-ekonomicznej terminalu LNG wraz z wymaganymi pozwoleniami.

W sierpniu 2008 roku Rada Ministrów zobowiązała Ministra Skarbu Państwa do kontroli nad terminalem LNG w Świnoujściu. Kontrolę taką zapewni przekazanie większościowych udziałów w spółce Polskie LNG Sp. z o.o. do OGP GAZ-SYSTEM S.A. 28 sierpnia 2008 roku odbyło się spotkanie Ministra Skarbu Państwa z zarządami PGNiG S.A. i OGP GAZ-SYSTEM S.A. w sprawie objęcia przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. 100% udziałów w spółce Polskie LNG Sp. z o.o., powołanej do budowy terminalu LNG w Świnoujściu.

W II półroczu 2008 roku PGNiG S.A. kontynuować będzie prace związane z pozyskaniem LNG poprzez zawarcie długoterminowego kontraktu na dostawy.

Projekt Baltic Pipe

Celem projektu jest stworzenie bezpośredniego połączenia, umożliwiającego dostawy gazu ziemnego z Danii do Polski oraz w przyszłości również z Polski do Danii.

W I półroczu 2008 roku na mocy umowy o współpracy podpisanej w dniu 15 listopada 2007 roku PGNiG S.A., OGP GAZ-SYSTEM S.A. oraz Energinet.dk wspólnie prowadziły analizy techniczne oraz prace nad szczegółowymi warunkami dalszej współpracy w zakresie realizacji projektu Baltic Pipe. Dotychczas przeprowadzone analizy techniczne obejmują uzgodnienie scenariuszy technicznych możliwości przesyłu gazu w kolejnych latach działania projektu, z uwzględnieniem odpowiedniej rozbudowy duńskiego i polskiego systemu przesyłowego.

Obecnie projekt Baltic Pipe jest na etapie przygotowania do realizacji. Zgodnie z harmonogramem projektu oddanie gazociągu do użytku planowane jest na 2013 rok, natomiast docelowy przesył planowany jest na poziomie 3 mld m³ gazu rocznie. Planowana długość gazociągu w rozważanych wariantach wynosi od 260 do 290 km. Gazociąg ma przebiegać przez duńskie oraz polskie wody terytorialne, jednak znacznie większa część gazociągu usytuowana będzie na wodach wyłącznych stref ekonomicznych: polskich, duńskich oraz szwedzkich lub niemieckich. Zgodnie z aktualną koncepcją dalsze etapy realizacji projektu Baltic Pipe mają być prowadzone przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. Obecnie trwają prace nad przekazaniem projektu.

Projekt Skanled

W 2007 roku PGNiG S.A. przystąpiła do konsorcjum powołanego do budowy gazociągu Skanled łączącego terminal gazowy na Norweskim Szelfie Kontynentalnym ze Szwecją oraz Danią. PGNiG S.A. objęła 15% udziałów i stała się jednym z 15 udziałowców. Inwestycję prowadzi norweski operator gazociągów podmorskich – firma Gassco. W styczniu 2008 roku Konsorcjum Skanled zatwierdziło zmiany techniczne w projekcie polegające głównie na zwiększeniu średnicy rurociągu, co pozwoli na zwiększenie jego przepustowości. W dniu 17 kwietnia 2008 roku członkowie Konsorcjum podjęli decyzję o przejściu do realizacji etapu przedprojektowego, akceptując równocześnie zgłoszone przez firmę Gassco zmiany w technicznej koncepcji systemu, wpływające na wzrost planowanych kosztów projektu. Podjęcie decyzji inwestycyjnej planowane jest na październik 2009 roku. Zgodnie z harmonogramem projektu oddanie gazociągu Skanled do użytku planowane jest na rok 2013.

Jednocześnie PGNiG S.A. prowadzi prace nad przekazaniem udziałów w Projekcie Skanled do norweskiej spółki zależnej – PGNiG Norway AS.

Zakup gazu ziemnego

W 2008 roku PGNiG S.A. nie przewiduje istotnych zmian w strukturze kierunków dostaw ani zmian w zawartych kontraktach na zakup gazu ziemnego. Prowadzone są działania mające na celu zapewnienie dostaw gazu w związku z wygasającą 30 września 2008 roku Umową sprzedaży gazu z dnia 15 września 2004 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG/ E.ON Ruhrgas AG.

Sprzedaż gazu ziemnego

Przewidywany wzrost sprzedaży gazu związany jest z inwestycjami rozwojowymi strategicznych odbiorców PGNiG S.A. z branży petrochemicznej, budowlanej oraz hutniczej. W 2007 roku PGNiG S.A. nawiązała współpracę, która jest kontynuowana, w zakresie możliwości zapewnienia dostaw paliwa gazowego z kilkoma dużymi, potencjalnymi klientami, w tym reprezentującymi branżę energetyczną w zakresie wymiany części bloków energetycznych zasilanych węglem kamiennym na bloki gazowe. Ponadto planowany wzrost sprzedaży gazu do podmiotów branży petrochemicznej, budowlanej oraz elektroenergetycznej wynika z faktu, że branże te korzystają z dobrej koniunktury i realizują projekty inwestycyjne mające na celu systematyczne zwiększanie produkcji, co przekłada się na wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny.

5. Ryzyka obrotu i magazynowania

Wysokie ceny gazu

Zasadniczym czynnikiem stanowiącym zagrożenie dla rozwoju rynku gazu jest wysoka cena gazu. Ceny gazu w średnio i długoterminowych kontraktach importowych PGNiG S.A. oparte są na formułach cenowych, których głównym składnikiem indeksującym są produkty ropopochodne, a ich cena jest silnie skorelowana z notowaniami ropy naftowej. W I półroczu 2008 roku ceny ropy

naftowej na światowych giełdach znacząco wzrosły. Pomimo obserwowanej obecnie korekty cen ropy, ceny gazu w najbliższym półroczu mogą pozostać na wysokim poziomie z uwagi na oddziaływanie wzrostu cen ropy naftowej w I półroczu 2008 roku na średni okres referencyjny stosowany w formułach zakupowych oraz osłabienie się kursu złotówki wobec dolara.

Konkurencja

W chwili obecnej GK PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Udział GK PGNiG w rynku gazu wynosi ok. 98%, pozostałe 2% posiadają dostawcy zewnętrzni, którzy w znaczącym stopniu dokonują zakupu gazu od GK PGNiG. Działalność podmiotów spoza GK PGNiG zajmujących się obrotem gazem ukierunkowana jest głównie na obszary jeszcze niezgazyfikowane. Wśród tych przedsiębiorstw są również takie, które posiadają własną infrastrukturę przesyłową. W ostatnim czasie na rynku polskim coraz częściej obserwuje się aktywność nowych podmiotów, będących lokalnymi dystrybutorami gazu, które oferują nowoczesne rozwiązania w zakresie dostaw gazu ziemnego z wykorzystaniem skroplonego gazu LNG. Wzmoczona działalność podmiotów konkurencyjnych zmierzająca do pozyskania obecnych, jak i potencjalnych klientów GK PGNiG może stwarzać w przyszłości realne zagrożenie ich utraty na rzecz tych firm.

Substytucja

Poważnym zagrożeniem jest występujący szybki wzrost cen gazu. Przy wzroście cen paliw może wystąpić efekt zmniejszenia zużycia na skutek działań oszczędnościowych u klientów i konwersji na paliwa alternatywne. Część klientów z uwagi na rosnące ceny gazu aktywnie poszukuje alternatywnych dostawców gazu bądź zastanawia się nad zmianą nośnika energii. Tendencja ta może spowodować utratę potencjalnych korzyści związanych z obsługą klientów przez firmy konkurencyjne na terenach niezgazyfikowanych.

Dostawy gazu

W poprzednich latach miały miejsce zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego. Z uwagi na złożone relacje z głównym dostawcą gazu, a także pomiędzy dostawcą a krajami tranzytowymi podobne zdarzenia mogą mieć miejsce w przyszłości.

Terminal LNG

Istotne ryzyko wiąże się z pozyskaniem LNG na warunkach akceptowalnych przez PGNiG S.A. Brak zabezpieczenia w postaci długoterminowego kontraktu na dostawy LNG może doprowadzić do niespełnienia jednego z podstawowych celów Projektu LNG, tj. dywersyfikacji dostaw.

Istotnym czynnikiem jest dotrzymanie terminu zakończenia budowy terminalu. Rozbieżność pomiędzy terminem pierwszych dostaw gazu a zakończeniem inwestycji może spowodować powstanie dodatkowych kosztów po stronie zamawiającego gaz.

Projekt Baltic Pipe

Kluczowym czynnikiem sukcesu dla koncepcji przesyłu gazu z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego do Polski jest koordynacja działań przy realizacji projektów Baltic Pipe i Skanled oraz w procesie uzyskiwania przepustowości w duńskim systemie przesyłowym. Do głównych zagrożeń, które mogą spowodować opóźnienia w harmonogramie projektu Baltic Pipe, należy wydłużenie procesu uzyskiwania zgód administracyjnych i środowiskowych oraz ograniczony dostęp do materiałów, specjalistycznego sprzętu czy wykwalifikowanej kadry.

Projekt Skanled

Budowa gazociągu Skanled uzależniona jest przede wszystkim od zawarcia przez wszystkich członków Konsorcjum umów na zakup odpowiednich ilości gazu. Ponadto realizacja projektu zgodnie z obecną koncepcją zależy od budowy przez firmę Ineos instalacji separacji etanu w Rafnes, stanowiącej jeden z podstawowych elementów projektu Skanled. Wykonanie projektu Skanled zgodnie z harmonogramem wymaga terminowego uzyskania niezbędnych zgód administracyjnych. Dodatkowo udział PGNiG S.A. w projekcie uwarunkowany jest podjęciem decyzji o realizacji inwestycji Baltic Pipe oraz uzyskaniem przez PGNiG S.A. wymaganej przepustowości transportowej w duńskim systemie przesyłowym.

Rozdział VI: Dystrybucja

1. Działalność Operatorów Systemu Dystrybucyjnego

Do dnia 25 kwietnia 2008 roku Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego posługiwali się w rozliczeniach z odbiorcami taryfą, która obowiązywała przed rozdzieleniem dystrybucji gazu od działalności handlowej i która nie była dostosowana do profilu działalności OSD. Taryfa nie pokrywała kosztów eksploatacji majątku spółek i ograniczała poziom osiągniętych przychodów, a także możliwości rozwojowe i inwestycyjne spółek.

10 kwietnia 2008 roku decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki została zatwierdzona Taryfa nr 1 na świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych, obowiązująca od 25 kwietnia 2008 roku. Wzrost cen usługi dystrybucyjnej został skalkulowany w oparciu o koszty eksploatacji, wynikające z obsługi przejętego przez spółki OSD majątku dystrybucyjnego.

W I półroczu 2008 roku PGNiG S.A. przekazała aportem na rzecz Operatorów Systemu Dystrybucyjnego majątek sieciowy, który uprzednio stanowił element sieci przesyłowej i był zarządzany przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Podstawową działalnością Operatorów Systemu Dystrybucyjnego jest przesyłanie gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu propan-butan i koksowniczego. W I półroczu 2008 roku w celu zwiększenia ilości przesyłanego gazu oraz utrzymania dotychczasowej pozycji na rynku, spółki OSD rozbudowywały i modernizowały sieć gazową oraz dokonywały przyłączeń nowych odbiorców.

Spółki modernizowały sieć gazową o długim okresie użytkowania i w znacznym stopniu wyeksploatowaną, która nie gwarantowała bezpiecznego funkcjonowania systemu gazowego. Wymienione zostały również najbardziej awaryjne odcinki 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. Ponadto prace modernizacyjne obejmowały zmianę trasy gazociągu na skutek zmian w planie zagospodarowania przestrzennego bądź roszczeń właścicieli gruntów, przez które przebiegała.

Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego dokonywali także przyłączeń nowych klientów zarówno do istniejącej sieci, jak i rozbudowywanej. Spółki OSD podjęły starania o pozyskanie współfinansowania gazyfikacji w ramach unijnego Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko.

Największymi inwestycjami w zakresie rozbudowy infrastruktury gazowej, realizowanymi przez OSD w I półroczu 2008 roku były:

- kontynuacja rozpoczętej w 2007 roku budowy gazociągu relacji Bytów-Słupsk; rozbudowa systemu w tym kierunku służy przede wszystkim poprawie bezpieczeństwa dostaw gazu dla miasta Słupsk i okolic, jak również umożliwi w przyszłości gazyfikację miejscowości i gmin zlokalizowanych wzdłuż trasy gazociągu; ponadto inwestycja połączy dwa systemy gazowe zasilające Pomorze tj. system obsługujący obszar POSD Sp. z o.o. z systemem gazowym WOSD Sp. z o.o.
- rozbudowa systemu gazowniczego w Toruniu w celu poprawy bezpieczeństwa dostaw gazu dla miasta Toruń, odbiorców przemysłowych, gminy Łysomice, gminy Wielka Nieszawka oraz dla Pomorskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej

- budowa gazociągu przesyłowego w/c relacji Moroczyn – Werbkowice zakończona w I półroczu 2008 roku miała na celu połączenie gazociągu w/c z Ukrainy z krajowym systemem gazowym; ponadto inwestycja uaktywni potencjalnych odbiorców gazu oraz zapewni wzrost wolumenu dystrybucji gazu
- I etap gazyfikacji gmin położonych na zachód od Częstochowy, polegający na budowie sieci gazowych na terenie gmin Herby i Blachownia; inwestycja obejmuje budowę około 32 km sieci.

W poniższej tabeli przedstawiono wolumen gazu przesłanego systemem dystrybucyjnym, długość sieci dystrybucyjnej, liczbę układów pomiarowych oraz stan zatrudnienia na dzień 30 czerwca 2008 roku.

Podstawowe dane o Operatorach Systemu Dystrybucyjnego

Spółki OSD	Jednostka	DOSD	GOSD	KOSD	MOSD	POS	WOSD
Ilość gazu przesłanego systemem dystrybucyjnym	mln m ³	502,5	740,0	1 108,2	1 031,4	474,5	938,8
Długość sieci (bez przyłączy)	km	7 558,9	20 386,1	43 685,4	17 894,9	8 825,8	14 353,0
Liczba układów pomiarowych	tys. szt.	743,4	1 294,7	1 394,5	1 475,1	734,2	889,0
Zatrudnienie	osoby	1 371	2 554	3 289	2 892	1 738	1 787

W II kwartale 2008 roku rozpoczął się proces przestawiania lewobrzeżnej części miasta Poznania i Wschodniej Wielkopolski z mniej kalorycznego gazu zaazotowanego na wysokokaloryczny gaz wysokometanowy. Sytuacja ta wpłynie pozytywnie na wzrost bezpieczeństwa oraz przepustowości sieci dystrybucyjnej. Proces przestawiania zostanie zakończony w 2009 roku.

W dniu 3 czerwca 2008 roku na mocy porozumienia zawartego pomiędzy POSD Sp. z o.o., Gminą Miasta Toruń, Miejskim zakładem Komunikacji w Toruniu, Biogaz Inwestor Sp. z o.o. oraz Gazownią Bydgoską została uruchomiona doświadczalna stacja tankowania pojazdów CNG w Toruniu. Doświadczalny charakter inwestycji wynika z docelowego przeznaczenia stacji do tankowania pojazdów biogazem.

2. Planowane kierunki rozwoju w obszarze dystrybucji

Rozwój gospodarczy Polski oraz przynależność do Unii Europejskiej ma pozytywny wpływ na kondycję przedsiębiorstw energetycznych, przyczyniając się do zwiększenia zapotrzebowania na gaz ziemny. Wzrost gospodarczy i związane z nim zwiększenie dochodów ludności powodują dynamiczny rozwój rynku budowlanego, co z kolei stwarza perspektywę wzrostu sprzedaży gazu ziemnego. Wzrost sprzedaży gazu ziemnego ma przełożenie na ilość przesyłanego gazu i pośrednio wpływa na sytuację ekonomiczną Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.

W najbliższych latach Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego koncentrować się będą na utrzymaniu dotychczasowej pozycji na rynku oraz dalszym zwiększaniu ilości transportowanego gazu poprzez:

- rozbudowę infrastruktury gazociągów dla nowych odbiorców
- wymianę gazociągów żeliwnych oraz modernizację sieci wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia
- przeglądy infrastruktury ze szczególnym naciskiem na przegląd stacji redukcyjno-pomiarowych w zakresie ich rentowności

- zastosowanie nowych systemów dystrybucji gazu przy wykorzystaniu technologii CNG i LNG
- gazyfikację terenów niezagazyfikowanych
- wdrażanie narzędzi informatycznych do analizy pracy sieci w celu określenia wolnych przepustowości oraz tzw. wąskich gardeł
- współpracę z samorządami lokalnymi i terytorialnymi.

3. Ryzyka w obszarze dystrybucji

Konkurencja bezpośrednia

Liberalizacja rynku gazowniczego, która wynika z prawnego wymogu rozdzielenia działalności obrotu i dystrybucji, wpłynie na zwiększenie aktywności firm konkurencyjnych. Firmy dostarczające gaz ziemny wykazują się systematyczną i stałą od kilku lat aktywnością, rozbudowując stopniowo swoje sieci gazowe i pozyskując nowych klientów zarówno indywidualnych, jak i biznesowych. Ponadto w ostatnim okresie dało się zaobserwować wzmożoną działalność marketingową zmierzającą do pozyskania klientów Operatorów Systemu Dystrybucyjnego przez firmy konkurencyjne, co może w przyszłości stwarzać realne zagrożenie ich utraty na rzecz tych firm.

Ustawodawstwo

Zauważalna jest niespójność obowiązującego prawa lub jego dualizm (np. prawa budowlanego z dozorowym w zakresie wykonawstwa sieci gazowych) oraz ciągła tendencja nienadążania aktów wykonawczych za ustawami. Efektem tego jest zróżnicowanie interpretacji przepisów prawnych. Dodatkowo odczuwalny jest brak zrozumienia potrzeb gazownictwa w porównaniu z silnymi działaniami wspierającymi wobec innych paliw (w szczególności węgla).

Opłaty na rzecz stron trzecich

Dużym zagrożeniem dla utrzymania rentowności działalności gospodarczej przez Operatorów Systemu Dystrybucyjnego jest obarczanie ich obowiązkiem opłat na rzecz stron trzecich. Do uiszczania opłat Operatorów Systemu Dystrybucyjnego zobowiązują przepisy prawa (opłaty za zajęcie pasa drogowego oraz za posiadanie gazociągów pod drogami publicznymi), a także projekt rozporządzenia (opłaty za sieci gazowe, które docelowo zostaną objęte nadzorem Urzędu Dozoru Technicznego). Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego będą osiągalni zmniejszone przychody ze sprzedaży w wyniku rozdzielania działalności obrotu od dystrybucji, co będzie miało wpływ na osiągnięty przez nich zysk i możliwość rozwoju.

Rozdział VII: Pozostała działalność

W I półroczu 2008 roku segment wykonywał prace na potrzeby własne i na rzecz odbiorców zewnętrznych, na terenie całego kraju oraz za granicą.

W I półroczu 2008 roku spółki segmentu zrealizowały głównie prace związane z budową gazociągów średniego i wysokiego ciśnienia, produkcją urządzeń wiertniczych, robotami budowlano-montażowymi z zakresu zagospodarowania złóż gazu ziemnego, budowy instalacji technologicznych podziemnych magazynów gazu, transportu ropy naftowej, remontami urządzeń dla górnictwa węglowego, projektami instalacji do przesyłu gazu oraz usługami hotelarsko-gastronomicznymi i odnowy biologicznej.

I półroczu 2008 roku zostało wybudowane 40,7 km rurociągów w tym 39,6 km gazociągów przesyłowych zarówno dla odbiorców zewnętrznych, jak i na potrzeby GK PGNiG. Dla odbiorców z GK PGNiG produkowano urządzenia wiertnicze, w tym ciśnieniowe urządzenia do powierzchniowego zagospodarowania odwiertów oraz wykonywano usługi z zakresu robót budowlano-montażowych w tym m.in. modernizację KGZ Borzęcin z przystosowaniem do składowania odpadów w złożu. Prowadzono także prace związane z zagospodarowaniem złóż gazu ziemnego oraz wykonywano instalacje technologiczne z zakresu transportu ropy naftowej. Natomiast dla odbiorców zewnętrznych, spółki segmentu produkowały urządzenia i części zamienne do platform i statków wiertniczych, świadczyły usługi obejmujące m.in. zagospodarowanie złóż gazu ziemnego, remont urządzeń dla górnictwa węglowego, przyłączenia do sieci gazowej oraz budowę instalacji wodociągowo-kanalizacyjnej.

Planowana działalność

Na rynku krajowym i zagranicznym zauważalny jest znaczący wzrost zapotrzebowania na produkty branży paliwowo-energetycznej. Spółki segmentu zamierzają wykorzystać tę sprzyjającą koniunkturę i umocnić swoją pozycję w zakresie produkcji urządzeń wiertniczych, projektowania systemów gazownictwa oraz usług budowlano-montażowych na obiektach naftowo-gazowniczych. Spółki planują rozszerzyć swoją działalność na inne segmenty rynku krajowego i zagranicznego m.in. poprzez budowę wodociągów i kanalizacji wraz towarzyszącą im infrastrukturą oraz budowę konstrukcji stalowych.

Ryzyka

Działalność spółek segmentu narażona jest na szereg niekorzystnych czynników. Ryzyka mające istotny wpływ na działalność i kondycję finansową spółek to przede wszystkim przepisy i procedury administracyjne związane z przygotowaniem inwestycji oraz uzyskaniem pozwoleń na budowę, w tym w szczególności w zakresie spełnienia wymogów ochrony środowiska. Kolejnymi niekorzystnymi czynnikami są zapisy ustawy Prawo zamówień publicznych, których zastosowanie powoduje wydłużenie się procesu inwestycyjnego.

Rozwijający się w kierunku realizacji inwestycji w systemie „pod klucz” (projektowanie, dostawy, wykonanie) rynek usług budowlano-montażowych obciążony jest ryzykiem finansowym. W celu realizacji takiej inwestycji spółki zawierają konsorcja z firmami wykonawczymi i rozszerzają zakres usług o pełnienie funkcji generalnego realizatora inwestycji. Zwiększony zakres obowiązków powoduje wzrost kosztów operacyjnych, związanych głównie z kredytowaniem inwestycji ze środków obcych i przeszkoleniem pracowników. Poniesione koszty nie zawsze powiązane są z odpowiednio wyższymi przychodami, a osiągnięty zysk może być niezadowalający w stosunku do poziomu zaangażowanych kapitałów.

Ponadto istotnymi czynnikami mającymi wpływ na działalność spółek są podwyżki cen materiałów hutniczych, niekorzystny kurs EUR w przypadku produkcji eksportowej, trudności w pozyskaniu nowej kadry inżyniersko-technicznej do realizacji projektów oraz nieprzewidywalne warunki geologiczne.

Rozdział VIII: Ochrona środowiska

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W I półroczu 2008 roku w ramach funkcjonującego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (SHUE) PGNiG S.A. dokonała weryfikacji rocznych raportów emisji CO₂ za 2007 rok oraz zbilansowania wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami. Po umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2007 roku pozostało 8.405 Mg CO₂ wolnych jednostek emisji.

Wstępna analiza wielkości emisji CO₂ w I półroczu 2008 roku nie przekroczyła połowy przyznaných wielkości dla każdej z instalacji. W powyższym okresie rozliczeniowym w systemie uczestniczyły instalacje Oddziałów w Odolanowie i Zielonej Górze oraz instalacja gazu w Mogilnie.

Ponadto w I półroczu 2008 roku w Krajowym Planie Rozdziału Uprawnień Emisji CO₂ na lata 2008-2012 (KPRU II) ogółem dla instalacji PGNiG S.A. przyznano ilość 99.982 Mg CO₂/rok.

System Zarządzania Środowiskowego

Od 2 stycznia 2008 roku rozpoczęto wdrażanie Systemu Zarządzania Środowiskowego (SZŚ) wg normy PN-EN ISO 14001:2005 w Centrali PGNiG S.A. w Warszawie. W I półroczu 2008 roku w ramach prowadzonych działań został wykonany przegląd wstępny, opracowano harmonogram wdrażania SZŚ, przeprowadzono szkolenia pracowników i opracowano procedury systemowe.

REACH (Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals)

W związku z wejściem życie w I półroczu 2008 roku przepisów w zakresie obowiązkowej rejestracji substancji chemicznych, oceny substancji oraz udzielania zezwoleń na wykorzystywanie substancji do produkcji i obrotu, PGNiG S.A. podjęła działania w zakresie spełnienia obowiązków m.in. zaktualizowania kart charakterystyk substancji. Pierwszy etap – wstępnej rejestracji rozpoczął się 1 czerwca i trwać będzie do końca listopada 2008 roku.

Natura 2000

W ramach szeroko zakrojonych konsultacji społecznych w odniesieniu do obecnych i planowanych do wyznaczenia obszarów Natura 2000, PGNiG S.A. identyfikuje obszary realizowanych i planowanych przedsięwzięć z zakresu budowy PMG, projektu Baltic Pipe, terminalu LNG, budowy sieci gazowej, budowy kopalń ropy naftowej i gazu ziemnego oraz ekspedytu ropy naftowej oraz prac poszukiwawczych. Najistotniejsze inwestycje PGNiG S.A., zlokalizowane w obrębie bądź w sąsiedztwie wyznaczanych i planowanych obszarów Natura 2000, zostaną ujęte w koncepcji Przestrzennego Zagospodarowania Kraju 2008-2033.

Emisje metanu

W poszczególnych Oddziałach PGNiG S.A. przeprowadzono przegląd, który pozwolił zidentyfikować źródła emisji metanu. Na zlecenie PGNiG S.A. zostanie przygotowane opracowanie, w którym zostaną określone jednolite metody i wskaźniki emisji metanu dla konkretnych procesów. Praca ta zostanie zakończona w II półroczu 2008 roku, a jej wyniki zostaną przedstawione Ministerstwu Środowiska oraz Krajowemu Centrum Inwentaryzacji Emisji.

Rozdział IX: Pozostałe wydarzenia

Podział zysku za rok 2007

W dniu 26 czerwca 2008 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwałę o podziale zysku netto za 2007 rok w wysokości 2.154,9 mln zł. Zysk został podzielony w następujący sposób:

- kwotę 991,6 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki
- kwotę 1.121,0 mln zł przeznaczono na wypłatę dywidendy (co oznacza, że na jedną akcję przypada 0,19 zł), z czego:
 - kwotę 950,0 mln zł przekazano Skarbowi Państwa w formie dywidendy niepieniężnej – 29 podsystemów systemu przesyłowego wraz z ich częściami składowymi i przynależnościami potrzebnymi do korzystania z tych podsystemów oraz w formie pieniężnej (5.885,30 zł)
 - kwotę 171,0 mln zł w formie dywidendy pieniężnej dla pozostałych akcjonariuszy
- kwotę 8,4 mln zł przeznaczono na zwiększenie zakładowego funduszu świadczeń socjalnych
- kwotę 33,9 mln zł przeznaczono na nagrody dla pracowników.

Jednocześnie Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. postanowiło ustalić dzień dywidendy na dzień 25 lipca 2008 roku oraz ustaliło termin wypłaty dywidendy na dzień 1 października 2008 roku.

Udzielenie absolutorium

W dniu 26 czerwca 2008 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwały o zatwierdzeniu jednostkowego 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 2007.

Akcje pracownicze

W dniu 25 czerwca Ministerstwo Skarbu Państwa zbyło na zasadach ogólnych jedną akcję Spółki PGNiG S.A. Zgodnie z Ustawą z dnia 30 sierpnia 1996 roku o komercjalizacji i prywatyzacji prawo do nieodpłatnego nabycia akcji Spółki przez uprawnionych pracowników powstanie 1 października 2008 roku i wygaśnie 1 października 2009 roku. Uprawnionym pracownikom przysługuje prawo do nieodpłatnego nabycia do 15% akcji objętych przez Skarb Państwa w dniu wpisania Spółki do rejestru, tj. nie więcej niż 750 000 000 sztuk akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Akcje nabyte nieodpłatnie przez uprawnionych pracowników nie mogą być przedmiotem obrotu przed 1 lipca 2010 roku, natomiast akcje nabyte nieodpłatnie przez członków zarządu Spółki – przed 1 lipca 2011 roku.

Sprawy przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o.

1. W sprawie z powództwa PGNiG S.A. wszczętej przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. Sąd Okręgowy w Warszawie w dniu 7 marca 2006 roku oddalił powództwo PGNiG S.A. 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. W związku z tym PGNiG S.A. wniosła apelację. W dniu 10 stycznia 2007 roku Sąd Apelacyjny w Warszawie odrzucił apelację Spółki z powodu opłacenia jej w nieprawidłowej wysokości. W dniu 1 marca 2007 roku PGNiG S.A. wniosła zażalenie do Sądu Najwyższego na postanowienie Sądu Apelacyjnego o odrzuceniu apelacji. W dniu 20 lipca 2007 roku Sąd Najwyższy rozpoznał zażalenie PGNiG S.A. na posiedzeniu niejawnym i uchylił postanowienie Sądu Apelacyjnego o odrzuceniu apelacji PGNiG S.A. W dniu

4 lutego 2008 roku Sąd Apelacyjny oddalił apelację PGNiG S.A. Wyrok jest prawomocny. Zabezpieczenie powództwa poprzez wstrzymanie wykonania uchwały o dopłatach z chwilą wydania wyroku przez Sąd Apelacyjny upadło. W dniu 8 lipca 2008 roku została złożona skarga kasacyjna od wyroku Sądu Apelacyjnego z dnia 4 lutego 2008 roku.

2. W sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. Sąd Okręgowy w Warszawie w dniu 7 grudnia 2006 roku oddalił powództwo PGNiG S.A. o ustalenie nieistnienia uchwały o umorzeniu udziałów podjętej przez Zgromadzenie Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku. PGNiG S.A. wniosła apelację od wyroku. Sąd Apelacyjny w Warszawie na rozprawie w dniu 5 lutego 2008 roku oddalił apelację PGNiG S.A. Wyrok jest prawomocny. W dniu 27 maja 2008 roku została złożona skarga kasacyjna od wyroku Sądu Apelacyjnego z dnia 5 lutego 2008 roku.
3. Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciw 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, toczące się przed Sądem Okręgowym w Warszawie, zostało podjęte do dalszego rozpoznania. Sprawa jest w toku. Powództwo jest zabezpieczone poprzez wstrzymanie wykonania uchwały o dopłatach.
4. Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciw 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 wszczęte przed Sądem Okręgowym w Warszawie zostało zakończone w pierwszej instancji. W dniu 30 maja 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. i uchylił postanowienie w sprawie zabezpieczenia powództwa PGNiG S.A. Oba orzeczenia Sądu Okręgowego nie są prawomocne. PGNiG S.A. wniosła o sporządzenie uzasadnień wyroku oraz postanowienia w celu złożenia apelacji od wyroku i zażalenia na postanowienie o uchyleniu zabezpieczenia powództwa. Powództwo nadal jest zabezpieczone poprzez wstrzymanie wykonania uchwały o dopłatach. W dniu 22 lipca 2008 roku PGNiG S.A. wniosła zażalenie na postanowienie o uchyleniu powództwa, a w dniu 29 lipca 2008 roku apelację od wyroku Sądu Okręgowego.

Sprawa z Bartimpex S.A.

W dniu 9 sierpnia 2005 roku w sprawie z wniosku PHZ Bartimpex S.A. Prezes UOKiK wydał decyzję uznającą działanie PGNiG S.A. za praktykę ograniczającą konkurencję w postaci nadużywania przez Spółkę pozycji dominującej na krajowym rynku przesyłu gazu ziemnego poprzez odmowę świadczenia usług przesyłowych gazu ziemnego wydobywanego poza granicami Rzeczypospolitej Polskiej. Prezes UOKiK stwierdził jednocześnie zaniechanie stosowania tych praktyk przez PGNiG S.A. z dniem 2 czerwca 2003 roku. Decyzją z dnia 9 sierpnia 2005 roku Prezes UOKiK nałożył na PGNiG S.A. karę pieniężną w wysokości 2.000.000 zł oraz obowiązek zwrotu kosztów postępowania na rzecz PHZ Bartimpex S.A.

PGNiG S.A. pismem z 31 sierpnia 2005 roku odwołała się od tej decyzji. W wyniku powyższego odwołania w dniu 31 stycznia 2007 roku Sąd Okręgowy w Warszawie wydał wyrok, w którym obniżył karę nałożoną na PGNiG S.A. do kwoty 500.000 zł.

W wyniku apelacji obu stron postępowania Sąd Apelacyjny w dniu 27 marca 2008 roku zmienił wyrok Sądu Okręgowego, wymierzając karę w wysokości 2.000.000 zł; oddalając apelację PGNiG S.A. W dniu 1 września 2008 roku PGNiG S.A. wniosła skargę kasacyjną od wyroku Sądu Apelacyjnego z dnia 27 marca 2008 roku.

Sprawa z „EUROPOL GAZ” S.A.

Sprawa z powództwa PGNiG S.A. przeciwko „EUROPOL GAZ” S.A. o zapłatę odsetek należnych z tytułu zawartej między stronami umowy z dnia 25 września 1995 roku nr DF/33/95 w sprawie pożyczki i gwarancji na sfinansowanie budowy systemu gazociągów tranzytowych toczy się od dnia 27 lutego 2004 roku. W dniu 31 marca 2006 roku Sąd Okręgowy w Warszawie zasądził na rzecz PGNiG S.A. kwotę 32.699.276,36 zł wraz z ustawowymi odsetkami od dnia 27 lutego 2004 roku do dnia zapłaty oraz kwotę 107.200 zł tytułem kosztów postępowania. Od tego wyroku „EUROPOL GAZ” S.A. złożyła apelację. Sąd Apelacyjny w Warszawie wyrokiem z dnia 7 grudnia 2006 roku uchylił zaskarżony wyrok i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania Sądowi Okręgowemu w Warszawie, pozostawiając temu sądowi rozstrzygnięcie o kosztach instancji odwoławczej. Pismem z dnia 23 kwietnia 2007 roku PGNiG S.A. zmodyfikowała żądanie, domagając się zasądzenia kwoty 36.618.037,33 zł oraz cofnęła pozew odnośnie kwoty 2.382.581,66 zł z uwagi na zarzut przedawnienia. Sąd Okręgowy w Warszawie w dniu 2 lipca 2007 roku wydał wyrok, w którym oddalił powództwo co do kwoty 36.618.037,33 zł, umorzył postępowanie co do kwoty 2.382.581,66 zł oraz zasądził od PGNiG S.A. na rzecz „EUROPOL GAZ” S.A. kwotę 119.815 zł tytułem zwrotu kosztów procesu. W dniu 30 lipca 2007 roku PGNiG S.A. złożyła apelację od wyroku Sądu Okręgowego w Warszawie. W dniu 15 listopada 2007 roku Sąd Apelacyjny w Warszawie oddalił apelację. Wyrok jest prawomocny. W dniu 20 marca 2008 roku wniesiona została skarga kasacyjna od wyroku Sądu Apelacyjnego.

Sprawa z EMFESZ NG Sp. z o.o.

W dniu 9 marca 2006 roku przed Prezesem URE zostało wszczęte postępowanie z wniosku EMFESZ NG Polska Sp. z o.o. w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych. W dniu 11 czerwca 2007 roku zespół ekspertów URE zakończył prace nad sporządzeniem ekspertyzy w zakresie technicznych możliwości magazynowania gazu przez PGNiG S.A. na rzecz stron trzecich. W dniu 24 sierpnia 2007 roku Prezes URE poinformował, że decyzja w niniejszej sprawie zostanie wydana do dnia 24 października 2007 roku.

Następnie, kolejnymi pismami, Prezes URE termin ten przesuwiał aż do dnia 24 lutego 2008 roku. Dnia 25 lutego wydał z kolei postanowienie o zawieszeniu postępowania do czasu rozstrzygnięcia przez Komisję Europejską zagadnienia wstępnego polegającego na rozpatrzeniu stanowiska Prezesa URE w sprawie wniosku PGNiG S.A. w sprawie czasowego zwolnienia z obowiązku świadczenia usług magazynowania paliw gazowych.

Rozdział X: Sytuacja finansowa

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG zostało przygotowane zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej („MSSF”) oraz rozporządzeniem Ministra Finansów z dnia 19 października 2005 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych (Dz. U. Nr 209, poz. 1744).

Zasady rachunkowości zastosowane przy sporządzaniu jednostkowego sprawozdania finansowego zostały ujęte w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej za okres zakończony dnia 30 czerwca 2008 roku.

1. Sytuacja finansowa

W I półroczu 2008 roku zysk netto Grupy Kapitałowej PGNiG wyniósł 1.059,3 mln zł i był o 55,2 mln zł (5%) niższy od wyniku netto osiągniętego w I półroczu roku ubiegłego.

Syntetyczne dane o sytuacji finansowej GK PGNiG w I półroczu 2008 roku zostały zaprezentowane w poniżej przedstawionych sprawozdaniach sporządzonych zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej:

- bilansie
- rachunku zysków i strat
- rachunku przepływów pieniężnych
- zestawieniu wybranych wskaźników finansowych.

Skonsolidowany bilans (mln zł)

AKTYWA	30 czerwca 2008	31 grudnia 2007
Aktywa trwałe (długoterminowe)	22 445,5	22 131,1
Rzeczowe aktywa trwałe	19 677,4	18 715,5
Nieruchomości inwestycyjne	9,8	10,6
Wartości niematerialne	134,1	84,6
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	556,7	557,5
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	73,9	20,0
Inne aktywa finansowe	1 528,4	2 292,2
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	434,3	419,8
Pozostałe aktywa trwałe	30,9	30,9
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	6 642,4	6 270,8
Zapasy	1 364,7	1 216,0
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	2 479,2	3 331,0
Należności z tytułu podatku bieżącego	12,0	17,5
Rozliczenia międzyokresowe	226,6	82,4
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	17,6	22,4
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	85,9	17,4
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 456,0	1 583,6
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	0,4	0,5
Suma aktywów	29 087,9	28 401,9

Skonsolidowany bilans (mln zł)

PASYWA	30 czerwca 2008	31 grudnia 2007
Kapitał własny	20 926,9	21 021,8
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900,0	5 900,0
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(64,2)	(44,5)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740,1	1 740,1
Inne kapitały rezerwowe	10 341,9	3 478,1
Zyski (straty) zatrzymane	3 000,8	9 939,4
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)	20 918,6	21 013,1
Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych	8,3	8,7
Zobowiązania długoterminowe	3 848,9	3 879,5
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	36,6	31,4
Rezerwy	1 231,2	1 153,8
Rozliczenia międzyokresowe przychodów	1 125,5	1 142,4
Rezerwa na podatek odroczony	1 431,4	1 530,3
Inne zobowiązania długoterminowe	24,2	21,6
Zobowiązania krótkoterminowe	4 312,1	3 500,6
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	3 094,4	2 408,0
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	116,8	106,7
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	41,3	36,2
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	281,8	281,4
Rezerwy	233,2	181,2
Rozliczenia międzyokresowe przychodów	544,6	487,1
Suma zobowiązań	8 161,0	7 380,1
Suma pasywów	29 087,9	28 401,9

Skonsolidowany rachunek zysków i strat (mln zł)

	I półrocze 2008	I półrocze 2007
Przychody ze sprzedaży	9 259,6	8 440,5
Koszty operacyjne razem	(8 049,3)	(7 054,6)
Zużycie surowców i materiałów	(4 893,8)	(4 291,2)
Świadczenia pracownicze	(1 036,4)	(973,8)
Amortyzacja	(721,4)	(702,3)
Usługi obce	(1 338,9)	(1 274,6)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	307,9	278,9
Pozostałe koszty operacyjne netto	(366,7)	(91,6)
Zysk z działalności operacyjnej	1 210,3	1 385,9
Przychody finansowe	199,2	133,2
Koszty finansowe	(39,7)	(80,8)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	0,1	(33,0)
Zysk przed opodatkowaniem	1 369,9	1 405,3
Podatek dochodowy	(310,6)	(290,8)
Zysk netto	1 059,3	1 114,5
Przypisany:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	1 059,6	1 114,1
Udziałowcom mniejszościowym	-0,3	0,4
	1 059,3	1 114,5

Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych (mln zł)

	I półrocze 2008	I półrocze 2007
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 940,1	1 981,0
Środki pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(1 099,6)	(666,5)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	31,6	(2 384,0)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	872,1	(1 069,5)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	1 584,9	3 559,2
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	2 457,0	2 489,7

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	I półrocze 2008	I półrocze 2007
EBIT w mln zł zysk operacyjny	1 210,3	1 385,9
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	1 931,7	2 088,2
ROE zysk netto* do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	5,1%	-
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto* odniesiony do przychodów ze sprzedaży	11,4%	13,2%
ROA zysk netto* w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	3,6%	-

* zysk netto za rok obrotowy przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

Płynność

	I półrocze 2008	2007 rok
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) do zobowiązań krótkoterminowych	1,5	1,8
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	1,2	1,4

Zadłużenie

	I półrocze 2008	2007 rok
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	28,1%	26,0%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego*	39,0%	35,1%

* kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego Grupa Kapitałowa PGNiG odnotowała spadek zysku z działalności operacyjnej o 175,6 mln zł (13%). Zmniejszenie zysku operacyjnego (EBIT) spowodowane zostało spadkiem rentowności obrotu gazem wysokometanowym, który nastąpił w rezultacie:

- zmiany struktury pozyskania gazu wysokometanowego
- wzrostu jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu.

W analizowanym okresie nastąpił wzrost wolumenu zakupu gazu z importu w wyniku zwiększenia krajowego popytu na paliwa gazowe spowodowanego niższymi temperaturami powietrza w sezonie grzewczym. Ponadto pobór gazu z podziemnych magazynów był niższy w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego, co związane było z optymalnym zarządzaniem kontraktami importowymi. Z powodu naturalnych barier produkcyjnych nastąpił spadek wielkości wydobycia, natomiast w wyniku zwiększenia wolumenu sprzedaży gazu zaazotanego ograniczone zostały dostawy paliw wsadowych do odazotowni.

W I półroczu 2008 roku utrzymywał się wzrostowy trend jednostkowych cen zakupu gazu z importu, na który przede wszystkim oddziaływała sytuacja na światowym rynku ropy naftowej oraz produktów ropopochodnych. Utrzymująca się deprecjacja kursu dolara wobec złotówki częściowo osłabiła wzrost importowych cen gazu.

Pomimo zatwierdzenia przez Prezesa URE w końcu kwietnia 2008 roku nowej taryfy dla paliw gazowych, poziom cen nie zapewniał GK PGNiG całkowitego pokrycia jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu. Wypracowane na sprzedaży gazu zyski Grupa Kapitałowa PGNiG zrealizowała wyłącznie dzięki sprzedaży gazu wysokometanowego z wydobycia własnego.

Na pogorszenie zysku operacyjnego (EBIT) wpłynął również wzrost pozostałych kosztów operacyjnych o 275,1 mln zł (300%), który nastąpił w wyniku:

- wzrostu kosztów z tytułu różnic kursowych od pozycji niefinansowych
- spadku wpływów z tytułu leasingu majątku przesyłowego wskutek zmniejszenia podstawy przedmiotu leasingu operacyjnego (w wyniku wypłaty rzeczowej dywidendy na rzecz Skarbu Państwa oraz wniesienia aportu do Operatorów Systemu Dystrybucyjnego)
- zmniejszenia przychodów z tytułu rozwiązanych rezerw na likwidację odwiertów, kopanek i dołów urobkowych
- zmniejszenia poziomu przychodów z tytułu rozwiązanych odpisów aktualizujących rzeczowe aktywa trwałe oraz spadku salda rozwiązanych odpisów na należności handlowe.

Segmenty GK PGNiG (w mln zł)

I półrocze 2008	Poszukiwanie i wydobycie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 103,1	8 073,5	11,9	71,1	-	9 259,6
Sprzedaż między segmentami	724,5	522,4	1 745,4	75,5	(3 067,8)	-
Przychody segmentu	1 827,6	8 595,9	1 757,3	146,6	(3 067,8)	9 259,6
Koszty segmentu	(1 284,5)	(8 158,3)	(1 503,6)	(148,9)	3 046,0	(8 049,3)
Zysk z działalności operacyjnej	543,1	437,6	253,7	(2,3)	(21,8)	1 210,3
Koszty finansowe netto	-	-	-	-	-	159,5
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	0,1	-	-	-	0,1
Zysk przed opodatkowaniem						1 369,9
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	(310,6)
Zysk netto						1 059,3

Segmenty GK PGNiG (w mln zł) cd.

I półrocze 2007	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 027,0	2 317,2	5 037,8	58,5	-	8 440,5
Sprzedaż między segmentami	587,7	3 772,9	4,9	113,5	(4 479,0)	-
Przychody segmentu	1 614,7	6 090,1	5 042,7	172,0	(4 479,0)	8 440,5
Koszty segmentu	(1 068,8)	(5 377,1)	(4 921,4)	(166,4)	4 479,1	(7 054,6)
Zysk z działalności operacyjnej	545,9	713,0	121,3	5,6	0,1	1 385,9
Koszty finansowe netto	-	-	-	-	-	52,4
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	-	-	-	-	(33,0)
Zysk przed opodatkowaniem						1 405,3
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	(290,8)
Zysk netto						1 114,5

Poszukiwanie i wydobywanie

Zysk operacyjny w segmencie poszukiwanie i wydobywanie w omawianym okresie wyniósł 543,1 mln zł i kształtował się na porównywalnym poziomie jak w analogicznym okresie roku ubiegłego. W segmencie tym Grupa Kapitałowa PGNiG odnotowała znaczny wzrost rentowności sprzedaży ropy naftowej oraz gazu ziemnego, w tym głównie gazu zaazotowanego. Na wzrost rentowności sprzedaży ropy naftowej wpłynął przede wszystkim rosnący poziom cen ropy naftowej na rynkach międzynarodowych. Wzrost średnich cen sprzedaży ropy naftowej został częściowo zniwelowany w wyniku umocnienia się kursu złotówki wobec dolara. Wzrost wyniku na sprzedaży gazu zaazotowanego nastąpił w rezultacie wzrostu średnich cen sprzedaży oraz wzrostu wolumenu sprzedaży tego gazu o 14%. Poprawa rentowności sprzedaży ropy naftowej oraz gazu zaazotowanego nastąpiła pomimo wzrostu kosztów wydobycia tych surowców. Wzrost kosztów wydobycia został spowodowany przede wszystkim przez intensyfikację nakładów na prace poszukiwawcze i wyższy poziom odpisanych w koszty wydatków na wykonanie odwiertów uznanych za negatywne.

Obrót i magazynowanie

W segmencie obrót i magazynowanie zysk operacyjny w I półroczu 2008 roku wyniósł 437,6 mln zł i był niższy o 275,4 mln zł (39%) od poziomu za analogiczny okres roku ubiegłego. Spadek zysku operacyjnego segmentu spowodowany został zmniejszeniem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, w rezultacie zwiększenia wielkości importu gazu, spadku wydobycia własnego oraz wzrostu cen importowanego gazu. Pogorszenie wyniku operacyjnego w segmencie obrót i magazynowanie nastąpiło pomimo wzrostu cen sprzedaży paliw gazowych. Na poziom zysku operacyjnego wpłynęły również zmiany strukturalno-organizacyjne w obrębie segmentów. Wzrost sprzedaży i kosztów segmentu wynika z faktu, iż segment obrotu stał się bezpośrednim nabywcą usług dystrybucyjnych świadczonych przez Operatorów Systemu Dystrybucyjnego, którymi następnie obciąża klientów zewnętrznych.

Dystrybucja

W segmencie dystrybucja Grupa Kapitałowa PGNiG wykazała wynik operacyjny na poziomie 253,7 mln zł, który w relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego wzrósł o 132,4 mln zł (109%). Na

poprawę rentowności działalności dystrybucyjnej najistotniejszy wpływ miał wzrost stawek i opłat za przesyłanie paliw gazowych w wyniku zatwierdzenia w końcu kwietnia bieżącego roku nowych taryf dla Operatorów Systemu Dystrybucyjnego oraz wzrost wolumenu przesyłanego gazu. Ponadto zmiana zakresu działalności Operatorów Systemu Dystrybucyjnego wpłynęła na zmniejszenie przychodów i kosztów segmentu.

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego zrealizowany przez Grupę Kapitałową PGNiG zysk brutto zmniejszył się jedynie o 35,4 mln zł (3%). Na jego wysokość wpływ miał wynik na działalności finansowej, który wzrósł o 140,2 mln zł w rezultacie:

- wzrostu zysku z wyceny operacji forward i swap
- wzrostu wyniku z tytułu zbycia inwestycji finansowych wskutek zwiększenia wielkości kapitału zaangażowanego w krótkoterminowe inwestycje finansowe oraz wzrostu stóp procentowych
- wzrostu udziałów w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności.

Bilans Grupy Kapitałowej PGNiG na dzień 30 czerwca 2008 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 29.087,9 mln zł, która jest wyższa od wartości według stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku o 686,0 mln zł (2%).

Największą pozycję aktywów stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na dzień 30 czerwca 2008 roku wyniósł 19.677,4 mln zł i był o 961,9 mln zł (5%) wyższy od stanu na koniec 2007 roku. Wzrost wartości rzeczowych aktywów trwałych nastąpił przede wszystkim w rezultacie prowadzonej przez GK PGNiG działalności inwestycyjnej.

Znaczny spadek innych aktywów finansowych o 763,8 mln zł (33%) w relacji do stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku nastąpił przede wszystkim w wyniku obniżenia długoterminowych należności z tytułu leasingu operacyjnego oraz sukcesywną spłatą rat leasingowych przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2008 roku stan aktywów obrotowych wyniósł 6.642,4 mln zł i był o 371,6 mln zł (6%) wyższy od stanu na koniec 2007 roku. Na zmianę aktywów obrotowych największy wpływ miało zwiększenie środków pieniężnych oraz spadek stanu należności z tytułu dostaw.

Poziom należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności zmniejszył się o 851,8 mln zł (26%) w porównaniu do stanu z końca 2007 roku, przede wszystkim w rezultacie sezonowych wahań wielkości sprzedaży.

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów na koniec czerwca 2008 roku wyniósł 2.456,0 mln zł i był wyższy o 872,4 mln zł (55%) od stanu na koniec grudnia 2007 roku. Wzrost środków pieniężnych nastąpił w wyniku sezonowych wahań poziomów należności i zobowiązań handlowych.

W omawianym okresie wartość stanu zapasów wzrosła o 148,7 mln zł (12%). Wykazane w bilansie zapasy stanowią przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach gazu. Zwiększenie zapasów gazu ziemnego spowodowane zostało sezonowym wzrostem rezerw, przeznaczonych na kolejny okres grzewczy. Na poziom wartości zapasów wpłynął również wzrost cen zakupu gazu z importu.

Pomimo istotnego wzrostu stanu środków pieniężnych nieznacznemu pogorszeniu uległy wskaźniki charakteryzujące płynność przedsiębiorstwa. Wskaźnik bieżącej płynności spadł z poziomu 1,8 do 1,5, natomiast wskaźnik szybki bieżącej płynności spadł z poziomu 1,4 do 1,2. Spadek wskaźników płynności spowodowany został przede wszystkim znacznym zmniejszeniem krótkoterminowych należności z tytułu dostaw i usług oraz wzrostem stanu zobowiązań krótkoterminowych. Pomimo pogorszenia się wskaźników płynności poziom i struktura utrzymywanego przez GK PGNiG majątku

obrotowego w dalszym ciągu zapewnia całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań operacyjnych.

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Grupy Kapitałowej PGNiG jest kapitał własny, którego wartość w relacji do stanu z dnia 31 grudnia 2007 roku spadła o 94,9 mln zł (1%). Na zmianę wysokości kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim wypracowany w bieżącym okresie zysk netto (1.059,3 mln zł) oraz wypłata rzeczowej i pieniężnej dywidendy z tytułu podziału zysku z roku poprzedniego (1.121,0 mln zł).

Łączna wartość zobowiązań krótkoterminowych wzrosła w relacji do dnia 31 grudnia 2007 roku o 811,5 mln zł (23%). Na poziom zobowiązań krótkoterminowych wpłynęło przede wszystkim zaewidencjonowanie w czerwcu 2008 roku w pozycji zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania niewypłaconej dywidendy z podziału zysku za poprzedni rok obrotowy. Ponadto na poziom zobowiązań krótkoterminowych wpłynął wzrost rezerw o 52 mln zł, w tym głównie pozostałych rezerw na świadczenia emerytalne i podobne, oraz wzrost rozliczeń międzyokresowych przychodów z tytułu prognozowanej sprzedaży gazu o 57,5 mln zł.

Zmiany w strukturze pasywów GK PGNiG wpłynęły na poziom wskaźników charakteryzujących relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem wzrósł z poziomu 35,1% do 39%, natomiast wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, wzrósł z poziomu 26% do 28,1 %.

Pomimo, iż okres I półrocza 2008 roku zamknięty został niższym aniżeli w analogicznym okresie roku ubiegłego zyskiem netto o 55,2 mln zł (5%), sytuację ekonomiczno-finansową Grupy Kapitałowej PGNiG należy określić jako dobrą. Niemniej jednak kontynuacja ścieżki wzrostu w przyszłych okresach w dalszym ciągu uzależniona jest przede wszystkim od stanowiska Urzędu Regulacji Energetyki w kwestii ustalania poziomu cen sprzedaży gazu na rynku krajowym.

2. Przewidywana sytuacja finansowa

Istotny wpływ na wyniki finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG będzie miał poziom notowań ropy naftowej i produktów ropopochodnych na rynkach międzynarodowych. W I półroczu bieżącego roku utrzymywał się wzrostowy trend notowań ropy naftowej na światowych rynkach. W końcu czerwca notowania ropy naftowej osiągnęły rekordowy poziom ponad 140 USD/bbl. Sytuacja na rynku paliw, jaką można było obserwować w pierwszych sześciu miesiącach 2008 roku, będzie silnie oddziaływać na wzrost cen importowanego gazu w najbliższych miesiącach.

W świetle krajowego prawa GK PGNiG nie prowadzi w pełni samodzielnej polityki cenowej. Tak długo jak PGNiG S.A. zobowiązana jest stosować taryfę zatwierdzoną przez Prezesa URE, istnieje ryzyko, iż ewentualne wzrosty cen pozyskania gazu nie zostaną odzwierciedlone w cenach gazu przewidzianych w taryfie. Dlatego też podstawowe znaczenie dla sytuacji finansowej GK PGNiG będzie miało stanowisko Prezesa URE odnośnie akceptacji nowych taryf, zapewniających pełne pokrycie wzrostu kosztów zakupu gazu z importu.

Notowania cen produktów ropopochodnych mają wpływ na rentowność wydobycia ropy naftowej. Ewentualne wzrosty notowań surowców na światowych giełdach automatycznie wpływają na wzrost rentowności wydobycia ropy naftowej, co pozwala na częściowe zrekompensowanie strat powstałych na skutek wzrostu kosztów gazu z importu.

Na wyniki finansowe Grupy PGNiG istotny wpływ ma sytuacja na rynkach walutowych. W I półroczu 2008 roku deprecjacja kursu dolara wobec złotówki znacząco osłabiła wzrosty cen gazu z zakupów

importowych. W kolejnych okresach kurs dolara będzie nadal oddziaływać na sytuację finansową oraz wyniki GK PGNiG.

Dobra kondycja finansowa Grupy PGNiG sprzyja realizacji zamierzeń inwestycyjnych. Saldo dostępnych środków pieniężnych umożliwia elastyczne realizowanie inwestycji. Niski stopień dźwigni finansowej, korzystna ocena ryzyka PGNiG S.A., potwierdzona przez agencje ratingowe (BBB+ z perspektywą stabilną), oraz zdolność kredytowa stwarzają możliwość sfinansowania planowanych inwestycji na dogodnych warunkach przy wykorzystaniu kredytów bankowych lub emisję dłużnych papierów wartościowych.

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu

Michał Szubski

Wiceprezes Zarządu

Mirosław Dobrut

Wiceprezes Zarządu

Radosław Dudziński

Wiceprezes Zarządu

Sławomir Hinc

Wiceprezes Zarządu

Mirosław Szkałuba
