

POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO S.A.



**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI SPÓŁKI PGNiG S.A.
ZA I PÓŁROCZE 2006 ROKU**

WARSZAWA, 1 września 2006

Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce.....	3
1. Powstanie PGNiG S.A.	3
2. Struktura organizacyjna.....	3
3. Powiązania kapitałowe	3
3. Zatrudnienie	5
Rozdział II: Organy Spółki PGNiG S.A.....	7
1. Zarząd.....	7
1.1. Zmiany w Zarządzie.....	7
1.2. Prokurenci	8
4. Rada Nadzorcza.....	8
Rozdział III: Polityka taryfowa	10
1. Koncesje.....	10
2. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.	10
3. Ryzyka taryfowe	13
Rozdział IV: Obrót.....	16
1. Struktura sprzedaży i zakupów	16
2. Podstawowe umowy handlowe	18
3. Rozdzielenie obrotu i dystrybucji	19
4. Planowane działania w obszarze obrotu.....	20
5. Ryzyka w obszarze obrotu	21
Rozdział V: Poszukiwania złóż.....	23
1. Prace poszukiwawcze w I półroczu 2006 roku	23
2. Wspólne przedsięwzięcia	23
3. Planowane kierunki prac poszukiwawczych.....	24
4. Ryzyka i zagrożenia w działalności poszukiwawczej.....	25
Rozdział VI: Eksploatacja złóż	27
1. Prace w obszarze eksploatacji złóż w I półroczu 2006 roku.....	27
2. Perspektywy rozwoju działalności PGNiG S.A.	29
3. Ryzyka i zagrożenia	32
4. Ochrona środowiska naturalnego	32
Rozdział VII: Sytuacja finansowa	32
1. Zasady sporządzania sprawozdania finansowego za I półrocze 2006 roku	32
2. Sytuacja finansowa w I półroczu 2006 roku	32
3. Przewidywana sytuacja finansowa.....	32
Rozdział VIII: Pozostałe wydarzenia	32

Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce

1. Powstanie PGNiG S.A.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna (PGNiG S.A.) z siedzibą w Warszawie, ul. Krucza 6/14 powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. Akt przekształcenia oraz statut Spółki zostały podpisane w formie aktu notarialnego (Repertorium A Nr 18871/96) dnia 21 października 1996 roku.

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. Od dnia rejestracji Spółka nabyła osobowość prawną. Dnia 14 listopada 2001 roku Spółka została wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem 0000059492.

Kapitał zakładowy Spółki wynosi obecnie 5.900 mln zł i dzieli się na 5.900.000.000 akcji.

Akcje PGNiG S.A. są notowane na Warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych od dnia 20 października 2005 roku.

2. Struktura organizacyjna

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. jest największą spółką działającą na polskim rynku poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego. PGNiG S.A. zajmuje wiodącą pozycję we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju tj. w obszarze poszukiwania złóż, importu gazu ziemnego, wydobywania z krajowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, magazynowanie paliw gazowych oraz obrotu gazem ziemnym.

PGNiG S.A. zorganizowana jest w strukturę wielooddziałową w skład której na dzień 30 czerwca 2006 roku wchodziły:

1. Centrala Spółki w Warszawie – stanowiąca aparat wykonawczy Zarządu w ramach struktury Spółki, nadzorujący działalność oddziałów oraz w ramach uprawnień nadzoru właścicielskiego działalność Grupy Kapitałowej PGNiG
2. Oddział w Sanoku
3. Oddział w Zielonej Górze
4. Oddział w Odolanowie
5. Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo Badawcze w Warszawie
6. Oddział Operatorski w Pakistanie.

3. Powiązania kapitałowe

Wykaz spółek, w których PGNiG S.A. posiada co najmniej 5% akcji/udziałów, na dzień 30 czerwca 2006 roku przedstawiony jest w poniższej tabeli.

Udziały PGNiG S.A. w innych spółkach

	Firma spółki	Kapitał zakładowy (zł)	Udział kapitałowy PGNiG S.A. (zł)	% kapitału PGNiG S.A.
--	--------------	---------------------------	---	--------------------------------

Spółki strategiczne

1.	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 570 832 000,00	1 570 832 000,00	100,00%
2.	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 288 403 000,00	1 288 403 000,00	100,00%
3.	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	999 634 000,00	999 634 000,00	100,00%
4.	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	864 071 000,00	864 071 000,00	100,00%
5.	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	563 031 000,00	563 031 000,00	100,00%
6.	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	552 762 000,00	552 762 000,00	100,00%

Spółki podstawowe

7.	PNiG Jasło Sp. z o.o.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%
8.	PNiG Kraków Sp. z o.o.	98 850 000,00	98 850 000,00	100,00%
9.	PNiG NAFTA Sp. z o.o.	60 000 000,00	60 000 000,00	100,00%
10.	GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	34 400 000,00	34 400 000,00	100,00%
11.	GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	33 000 000,00	33 000 000,00	100,00%
12.	PN "Diament" Sp. z o.o.	62 000 000,00	62 000 000,00	100,00%
13.	Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 802 000,00	26 802 000,00	100,00%
14.	SGT „EUROPOL GAZ” S.A.	80 000 000,00	38 400 000,00	48,00%
15.	GAS - TRADING S.A.	2 975 000,00	1 291 350,00	43,41%
16.	BSiPG "Gazoprojekt" S.A.	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%

Spółki celowe

17.	PGNiG Finance B.V. [EUR]*	20 000,00	20 000,00	100,00%
18.	Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	50 000,00	50 000,00	100,00%
19.	InterTransGas GmbH [EUR]*	200 000,00	100 000,00	50,00%
20.	"Dewon" Z.S.A. [UAH]*	11 146 800,00	4 055 205,84	36,38%
21.	„INVESTGAS” S.A.	500 000,00	245 000,00	49,00%
22.	NYSAGAZ Sp. z o.o.	3 700 000,00	1 887 000,00	51,00%
23.	"Polskie Elektrownie Gazowe" Sp. z o.o.	2 500 000,00	1 212 000,00	48,48%

Spółki pozostałe istotne

24.	"BUD - GAZ" PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%
25.	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	39 220 000,00	39 220 000,00	100,00%
26.	ZRUG Sp. z o.o. (w Pogórskiej Woli)	4 300 000,00	4 300 000,00	100,00%
27.	ZUN Naftomet Sp. z o.o.	23 500 000,00	23 500 000,00	100,00%
28.	Geovita Sp. z o.o.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%

	Firma spółki	Kapitał zakładowy (zł)	Udział kapitałowy PGNiG S.A. (zł)	% kapitału PGNiG S.A.
--	--------------	---------------------------	---	--------------------------------

Spółki pozostałe nieistotne

29.	BN Naftomontaż Sp. z o.o. w upadłości	44 751 000,00	39 751 000,00	88,83%
30.	PPUiH "TURGAZ" Sp. z o.o.	176 000,00	90 000,00	51,14%
31.	PFK GASKON S.A.	13 061 325,00	6 000 000,00	45,94%
32.	ZWUG "INTERGAZ" Sp. z o.o.	4 700 000,00	1 800 000,00	38,30%
33.	"IZOSTAL" S.A.	22 488 000,00	1 360 000,00	6,05%
34.	TeNET 7 Sp. z o.o.	50 000,00	5 000,00	10,00%
35.	Agencja Rynku Energii S.A.	1 376 000,00	100 000,00	7,27%
36.	ZRUG Warszawa S.A. w likwidacji	6 000 000,00	2 940 000,00	49,00%
37.	Sahara Petroleum Technology Llc [RO]*	150 000,00	73 500,00	49,00%
38.	"GAZOMONTAŻ" S.A.	1 498 850,00	677 200,00	45,18%
39.	"ZRUG" Sp. z o.o. (w Poznaniu)	3 781 800,00	1 515 000,00	40,06%
40.	HS "Szczakowa" S.A. w upadłości	16 334 989,44	5 439 494,72	33,30%
41.	"ZRUG TORUŃ" S.A.	4 150 000,00	1 300 000,00	31,33%
42.	Przeds. Wielobranżowe "MED - FROZ" S.A. w likwidacji	151 700,00	35 000,00	23,07%
43.	ZRUG Zabrze Sp. z o.o.	2 750 000,00	600 000,00	21,82%
44.	"TE-MA" WOC Małaszewicze Terespol Sp. z o.o. w likwidacji	262 300,00	55 000,00	20,97%
45.	Zakład Remontowy Urządzeń Gazowniczych Wrocław Sp. z o.o. w upadłości	1 700 000,00	270 000,00	15,88%
46.	Polski Serwis Płynów Wiertniczych Sp. z o.o.	250 000,00	35 000,00	14,00%
47.	„Walcownia Rur JEDNOŚĆ” Sp. z o.o.	220 590 000,00	18 310 000,00	8,30%
48.	PI GAZOTECH Sp. z o.o.	1 203 800,00	65 000,00	69,44%
49.	Polskie Konsorcjum Energetyczne Sp. z o.o.	100 000,00	9 500,00	9,50%

* wartości podane w walutach obcych

Łączna wartość nominalna zaangażowania kapitałowego PGNiG S.A. w spółkach prawa handlowego według stanu na 30 czerwca 2006 roku wynosiła 6.555,3 mln zł.

3. Zatrudnienie

W PGNiG S.A. 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.

Od 2003 roku PGNiG S.A. realizuje „Programu restrukturyzacji zatrudnienia... II etap”, którego zakończenie jest planowane w 2007 roku.

W okresie od 1 stycznia 2004 roku do 30 czerwca 2006 roku Programem w różnych formach objęto 1.157 pracowników oddziałów Spółki PGNiG S.A. oraz 107 osób w ROP-ach (do 30 czerwca 2005 roku). W I półroczu 2006 roku restrukturyzacją objęto 102 osoby, a poniesione z tego tytułu koszty restrukturyzacji wyniosły 1,3 mln zł.

Struktura i stan zatrudnienia (w osobach) w PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2006 roku zostały przedstawione w poniższym zestawieniu.

Nazwa jednostki	Zatrudnienie
Centrala Spółki	767
Oddział w Sanoku	1.960
Oddział w Zielonej Górze	1.860
Oddział w Odolanowie	133
Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo Badawcze	36
Oddział Operatorski w Pakistanie	1
Razem:	4.757

Rozdział II: Organy Spółki PGNiG S.A.

1. Zarząd

Zgodnie ze Statutem Spółki, Zarząd PGNiG S.A. składa się z dwóch do siedmiu osób. Liczbę członków Zarządu określa organ powołujący Zarząd. Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje Rada Nadzorcza. Każdy z członków Zarządu może być odwołany lub zawieszony w czynnościach przez Radę Nadzorczą lub Walne Zgromadzenie. Do czasu, gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Spółki, a Spółka zatrudnia średniorocznie powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorcza powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników Spółki na okres kadencji Zarządu.

1.1. Zmiany w Zarządzie

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2006 roku wchodziły dwie osoby:

- Jan Anysz –Wiceprezes Zarządu
- Franciszek Krok –Wiceprezes Zarządu.

W dniu 17 lutego 2006 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała Stanisława Niedbalca na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Techniczno– Inwestycyjnych oraz Bogusława Marca na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Ekonomiczno– Finansowych.

W dniu 3 marca 2006 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. odwołała ze składu Zarządu Franciszka Kroka – Wiceprezesa Zarządu.

W dniu 6 kwietnia 2006 roku Rada Nadzorcza powołała Bartłomieja Pawlaka na stanowisko Wiceprezesa ds. Projektów Strategicznych, a 7 kwietnia 2006 roku na stanowisko Wiceprezesa ds. Handlu i Marketingu został powołany Zenon Kuchciak.

W dniu 25 kwietnia 2006 roku Rada Nadzorcza powołała Bogusława Marca na stanowisko Prezesa Zarządu.

W dniu 21 czerwca 2006 roku Bogusław Marzec złożył rezygnację z funkcji Prezesa Zarządu PGNiG S.A.

Rada Nadzorcza z dniem 24 czerwca oddelegowała Mieczysława Puławskiego do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu PGNiG S.A.

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2006 roku wchodziły następujące osoby:

- Jan Anysz
- Zenon Kuchciak
- Stanisław Niedbalec
- Bartłomiej Pawlak
- Mieczysław Puławski.

Bartłomiej Pawlak złożył rezygnację z funkcji Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A. z dniem 21 lipca 2006 roku.

1.2. Prokurenci

Na dzień 1 stycznia 2006 roku w Spółce było ustanowionych trzech prokurentów:

- Maria Teresa Mikosz
- Zenon Kuchciak
- Bartłomiej Pawlak

przy czym ostatni dwaj prokurenci zostali powołani Uchwałą Nr 849/2005 Zarządu PGNiG S.A. z dnia 29 listopada 2005 roku. Udzielona prokura była prokurą łączną, a dla skuteczności czynności prawnych konieczne było współdziałanie dwóch prokurentów lub prokurenta łącznie z członkiem Zarządu.

W związku z powołaniem Zenona Kuchciaka oraz Bartłomieja Pawlaka w skład Zarządu PGNiG S.A., udzielona im prokura została odwołana w dniu 11 kwietnia 2006 roku.

W dniu 23 czerwca 2006 roku Zarząd PGNiG S.A. Uchwałą nr 403/2006 powołał prokurenta Bogusława Marca.

Na dzień 30 czerwca 2006 roku prokurentami PGNiG S.A. byli Maria Teresa Mikosz i Bogusław Marzec.

W dniu 24 lipca 2006 roku Zarząd PGNiG S.A. Uchwałą nr 504/2006 powołał prokurenta Tadeusza Zwierzyńskiego.

4. Rada Nadzorcza

Zgodnie ze Statutem Spółki Rada Nadzorcza PGNiG S.A. składa się z pięciu do dziewięciu członków, powoływanych przez Walne Zgromadzenie na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Tak długo, jak Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Spółki, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa, działającego w tym zakresie w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej.

Na dzień 1 stycznia 2006 roku Rada Nadzorcza składała się z 9 członków, zaś jej skład przedstawiał się następująco:

- Wojciech Arkuszewski
- Magdalena Bąkowska
- Kazimierz Chrobak
- Krzysztof Głogowski
- Mieczysław Kawecki
- Mieczysław Puławski
- Andrzej Rościszewski

- Mirosław Szałuba
- Piotr Szwarc.

Magdalena Bąkowska złożyła rezygnację z funkcji członka Rady Nadzorczej ze skutkiem na dzień 19 czerwca 2006 roku.

W dniu 19 czerwca 2006 roku Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. powołało w skład Rady Nadzorczej Marcina Morynia.

Skład Rady Nadzorczej na dzień 30 czerwca 2006 roku był następujący:

- Wojciech Arkuszewski
- Kazimierz Chrobak
- Krzysztof Głogowski
- Mieczysław Kawecki
- Marcin Moryń
- Mieczysław Puławski
- Andrzej Rościszewski
- Mirosław Szałuba
- Piotr Szwarc.

Mieczysław Puławski z dniem 24 czerwca 2006 roku został delegowany do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu PGNiG S.A.

Rozdział III: Polityka taryfowa

1. Koncesje

W I półroczu 2006 roku prowadzona przez PGNiG S.A. działalność obejmowała realizację zadań i wykonywanie czynności zgodnie z udzielonymi przez Prezesa URE koncesjami na:

- Przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych nr PPG/4/652/U/1/2/99/PK z dnia 30 kwietnia 1999 roku
- Obrót paliwami gazowymi nr OPG/4/652/U/1/2/99/PK z dnia 30 kwietnia 1999 roku
- Obrót gazem ziemnym z zagranicą nr OGZ/1/652/W/1/2/2001/AS z dnia 17 kwietnia 2001 roku
- Magazynowanie paliw gazowych nr MPG/2/652/W/2/2005/2006/BT z dnia 1 lutego 2006 roku.

PGNiG S.A., jako przedsiębiorstwo realizujące wyżej wymienione zadania podlega obowiązkowi ustalania taryf, które wymagają zatwierdzenia przez Prezesa URE. Zasady ustalania taryf określone są w Prawie energetycznym i Rozporządzeniu Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 15 grudnia 2004 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi. Zgodnie z przepisami taryfa powinna zapewniać pokrycie uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstwa gazowniczego oraz chronić odbiorcę przed nieuzasadnionym poziomem cen.

2. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.

W I kwartale 2006 roku w rozliczeniach z odbiorcami, z którymi PGNiG S.A. miała zawarte umowy sprzedaży na dostarczanie paliw gazowych loco brama odbiorcy, obowiązywały zasady rozliczeń oraz ceny i stawki opłat ustalone w Taryfie dla paliw gazowych nr 1/2003 zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 16 września 2003 roku, w której dokonywane były korekty cen za paliwa gazowe. Ostatnia decyzja Prezesa URE przedłużająca okres obowiązywania powyższej taryfy do 31 marca 2006 roku oraz zatwierdzająca nowe ceny za paliwa gazowe, została wydana 14 grudnia 2005 roku.

Dnia 17 marca 2006 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał decyzje w sprawie wprowadzenia nowych taryf uwzględniających zmiany na rynku gazu spowodowane rozdzieleniem działalności w zakresie przesyłania paliw gazowych (realizowanych przez OGP Gaz-System Sp. z o.o.) a sprzedażą gazu ziemnego (realizowaną przez PGNiG S.A.), a także zmiany cen i kosztów pozyskania paliw gazowych. Okres obowiązywania taryfy PGNiG S.A. został ustalony na okres 9 miesięcy, zaś taryfy OGP Gaz-System Sp. z o.o. na 12 miesięcy. Taryfy zaczęły obowiązywać od 1 kwietnia 2006 roku.

Zgodnie ze znowelizowaną ustawą Prawo energetyczne dokonano funkcjonalnego podziału odpowiedzialności za realizowane usługi przez poszczególne przedsiębiorstwa uczestniczące w procesie dostarczania gazu odbiorcom. W związku z tym zostały ustalone nowe zasady rozliczeń i wysokość opłat dla:

- przesyłu gazu sieciami wysokiego ciśnienia – rozliczenia na podstawie Taryfy OGP Gaz-System Sp. z o.o.
- przesyłu gazu sieciami tranzytowymi – rozliczenia na podstawie kosztów zakupu usługi przesyłowej od przedsiębiorstwa System Gazociągów Tranzytowych „EUROPOL GAZ” S.A. według taryfy PGNiG S.A.
- magazynowania gazu wysokometanowego – według taryfy PGNiG S.A.
- paliwa gazowego – według taryfy PGNiG S.A.
- opłat abonamentowych – według taryfy PGNiG S.A.

Zmiany wprowadzone w Taryfie dla paliw gazowych Nr 4- PGNiG S.A. obejmują:

- zmianę cen paliw gazowych

Rodzaj gazu	Cena obowiązująca w rozliczeniach od 1.01.2006 ¹	Cena obowiązująca w rozliczeniach od 1.04.2006 ²	Zmiana ceny w stosunku do ceny poprzedniej
	zł/m ³	zł/m ³	%
Gaz wysokometanowy E	0,6513	0,7086	8,8
Gaz zaazotowany Ls	0,4127	0,4490	8,8
Gaz zaazotowany Lw	0,4815	0,5240	8,8

Ceny zatwierdzono decyzjami Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki:

¹ decyzja Prezesa URE znak DTA-4212-164(21)/2005/652/IV/TK z dnia 14 grudnia 2005 roku

² decyzja Prezesa URE znak DTA-4212-3(11)/2006/652/IV/TK z dnia 17 marca 2006 roku

- wprowadzenie stawki opłaty za przesłanie gazu wysokometanowego wynikającej z kosztów zakupu usługi przesyłowej od przedsiębiorstwa System Gazociągów Tranzytowych „EUROPOL GAZ” S.A., która stanowi rekompensatę kosztów przesyłu gazu sieciami tranzytowymi od granicy do punktu wejścia do systemu krajowego

Grupa taryfowa	Stawka opłaty wynikająca z kosztów zakupu usługi przesyłowej od przedsiębiorstwa SGT „EUROPOL GAZ” S.A.
	zł/ m ³
Dla odbiorców gazu wysokometanowego (GZ 50) E	
E 1- E 4	0,0068

- wprowadzenie stawki opłat za magazynowanie gazu wysokometanowego

Grupa taryfowa	Stawki opłat za magazynowanie
	zł/ m ³
Dla odbiorców gazu wysokometanowego (GZ 50) E	
E 1	0,0215
E 2	0,0174
E 3	0,0157
E 4	0,0098

W dniu 10 maja 2006 roku PGNiG S.A. przedłożyła Prezesowi URE do zatwierdzenia wnioszek w sprawie zmiany Taryfy dla Paliw Gazowych nr 4, 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 (będących konsekwencją wzrostu cen w zakupie gazu z importu wyrażonych w walutach dokonywanych transakcji oraz wyższych kosztów zakupu walut) oraz wzrostu ilości zakupowanego z importu gazu.

Decyzją znak DTA-4212-3(24)/2006/652/IV/RT z dnia 20 czerwca 2006 roku Prezes URE odmówił zatwierdzenia wnioskowanej przez PGNiG S.A. zmiany taryfy. Odmowa zatwierdzenia taryfy została uzasadniona m.in. strukturą własnościową PGNiG S.A. Zgodnie z uzasadnieniem odmowy, spółki z udziałem Skarbu Państwa nie powinny kierować się w swym działaniu kryterium zwiększania swojej wartości.

Zdaniem PGNiG S.A. decyzja Prezesa URE była sprzeczna z prawem, w związku z powyższymi 4 lipca 2006 roku PGNiG S.A. złożyła odwołanie od decyzji Prezesa URE odmawiającej zatwierdzenia wnioskowanej przez spółkę zmiany taryfy dla odbiorców hurtowych. Decyzja Prezesa URE nie uwzględniła istotnej zmiany warunków prowadzenia działalności przez Spółkę i zmusiła ją do prowadzenia podstawowej działalności, czyli obrotu gazem, ze stratą. PGNiG S.A. uważa, że w uzasadnieniu decyzji Prezesa URE błędnie zastosowano § 30 Rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z 15 grudnia 2004 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz nieprawidłowo zinterpretowano interes społeczny i „słuszny” interes strony przypisując spółce konieczność wypełniania „misji publicznej”.

Zgodnie z prawem odwołanie zostało złożone przez PGNiG S.A. do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów za pośrednictwem Prezesa URE. Sąd może uwzględnić odwołanie PGNiG S.A. i uchylić zaskarżoną decyzję. Może także zmienić decyzję w całości lub w części, jak również przekazać sprawę do ponownego rozpatrzenia albo oddalić odwołanie, jeśli uzna, że nie ma podstaw do jego uwzględnienia.

Brak możliwości wprowadzenia zmiany Taryfy od 1 lipca 2006 roku, o którą PGNiG S.A. wnioskowała 14 maja 2006 roku, spowodował dalsze pogorszenie rentowności sprzedaży gazu przez Spółkę. Jedynym sposobem na zminimalizowanie negatywnych skutków braku zmiany Taryfy było wystąpienie w dniu 14 lipca 2006 roku z kolejnym wnioskiem o zmianę Taryfy dla odbiorców hurtowych. PGNiG S.A. wnioskowała o korektę cen gazu o 10,2% między innymi ze względu na wzrost kosztów zakupu gazu z importu oraz wyższy koszt zakupu walut. W ramach korekty wniosku nastąpiło ograniczenie skali planowanej podwyżki

do 4,9%. Ograniczenie to wynikało ze znacznego umocnienia złotówki w stosunku do dolara w ostatnim miesiącu. Do dnia 31 sierpnia 2006 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki nie wydał decyzji zatwierdzającej nowe ceny gazu.

3. Ryzyka taryfowe

Podstawowym ryzykiem w działalności regulowanej Grupy Kapitałowej PGNiG jest uzależnienie przychodów Grupy od taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE. Poziom taryf decyduje o możliwości uzyskania przychodów pokrywających ponoszone koszty uzasadnione wraz ze zwrotem z zaangażowanego kapitału. W obecnych warunkach wielkość tych przychodów jest zależna od cen sprzedaży gazu, które podlegają regulacji. Poziom cen sprzedaży gazu jest bezpośrednio związany ze stosowaną metodologią kształtowania taryf.

Zasady ustalania taryf określone są przez przepisy wykonawcze do Prawa Energetycznego. Stosowana metodologia kształtowania taryf bazuje na określaniu cen i stawek opłat przy prognozowanych kosztach oraz planowanych wielkościach sprzedaży gazu ziemnego. Zgodnie z wytycznymi regulatora do kalkulacji cen w obrocie paliwami gazowymi uwzględniane były koszty pozyskania gazu ze wszystkich możliwych kierunków dostaw paliw gazowych zarówno z importu, jak i z wydobycia krajowego. W praktyce oznacza to, iż regulacji cen podlegała zarówno działalność obrotu z zagranicą, jak i wydobycia krajowego. Uwzględnienie kosztów wydobycia gazu ze źródeł krajowych w koszyku kosztów stanowiących podstawę kalkulacji taryf, przy aktualnych wyższych poziomach cen zakupu gazu z importu, skutkowało ustaleniem ceny taryfowej stosowanej w rozliczeniach z odbiorcami na poziomie niższym niż wynikałoby z kosztów jego zakupu z importu.

Wprowadzone od 2005 roku zmiany cen w taryfach miały na celu odzwierciedlenie w cenach sprzedaży paliw gazowych zmian cen gazu importowanego. Taki kierunek zmian umożliwił Spółce osiągnięcie wyższego poziomu przychodów oraz w części poprawę rentowności sprzedaży pochodzącego z wydobycia krajowego gazu zaazotowanego. Pomimo wprowadzania zmian cen sprzedaży gazu, akceptowane taryfy nie rekompensowały w pełni wzrostu kosztów pozyskania gazu oraz kosztów uwzględniających zmianę warunków prowadzenia działalności.

Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo od przedstawiania taryfy do zatwierdzenia w przypadku gdy uzna, że działa ono na rynku konkurencyjnym. Ze względu na dominującą pozycję PGNiG S.A. na rynku sprzedaży hurtowej paliw gazowych i jednocześnie Spółek Gazownictwa GK PGNiG na rynku sprzedaży detalicznej, brak przesłanek do uznania, że działają one na rynku konkurencyjnym.

Ryzyko kalkulacyjne

Według stosowanych zasad regulacji cen Urząd Regulacji Energetyki, ustalając taryfy na dany okres, bierze pod uwagę inne, niezależne od PGNiG S.A. czynniki zewnętrzne. Dążąc do ochrony słabszych odbiorców, przy weryfikacji kosztów prowadzonej działalności, nie uznaje ich części za uzasadnione lub nie uznaje przyjmowanych przez PGNiG S.A. założeń dotyczących 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 oszacowań zapotrzebowań przez odbiorców 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 kontraktów importowych.

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 i ceny ciągle się zmieniają. Te 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, znaczący 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 regulacyjne

Istotnym elementem ryzyka jest sytuacja prawna w zakresie regulacji obrotu taryfowego. Dotychczas nie zakończono prac w zakresie nowelizacji przepisów wykonawczych do znowelizowanej Ustawy Prawo energetyczne, w tym Rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.

Brak jest jednoznacznych zasad dla zmiany metodologii ustalania taryf w zakresie:

- możliwości uwzględnienia zysku z zaangażowanego w daną działalność kapitału, oraz marży na sprzedaży uwzględniającej ryzyko prowadzonej działalności

- uwzględnienia w opłatach kosztów związanych z utrzymywaniem i zapewnieniem dostępności zapasów
- zasad rozliczeń pomiędzy przedsiębiorstwami w tym między innymi z tytułu świadczonych usług kompleksowych.

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 spółek sektora gazowniczego. Zmiany prawa rodzą ryzyka związane z dostosowaniem się do tych przepisów, co może mieć negatywny wpływ na działalność Grupy Kapitałowej PGNiG jej wyniki finansowe i perspektywy rozwoju.

Rozdział IV: Obrót

1. Struktura sprzedaży i zakupów

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez PGNiG S.A. są gaz ziemny i ropa naftowa. Sprzedaż gazu oraz ropy naftowej stanowi około 97% przychodów ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów PGNiG S.A. Struktura sprzedaży podstawowych produktów PGNiG S.A. w pierwszej połowie 2006 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura sprzedaży podstawowych produktów

Produkt		Jednostka	Ilość	Wartość netto (w mln zł)
1.	Gaz ziemny**	mln m ³ *	7 621,1	6 029,3
2.	Ropa naftowa	tys. t	233,6	345,3
3.	Kondensat	tys. t	2,5	3,8
4.	Hel, LPG, azot, siarka	-	-	31,3

* mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

**łącznie z LNG

Głównymi odbiorcami gazu są Spółki Gazownictwa, które wchodzą w skład Grupy Kapitałowej PGNiG. Pozostałymi odbiorcami, do których sprzedaż odbywa się z sieci przesyłowej są głównie zakłady azotowe, hutnictwo i energetyka. W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego w podziale na najważniejszych odbiorców.

Struktura sprzedaży gazu według odbiorców

Sprzedaż gazu		Jednostka*	Ilość	%
1.	Do Spółek Gazownictwa, w tym:	mln m ³	4 821,0	63,2%
	- Dolnośląska Spółka Gazownictwa	mln m ³	515,7	6,8%
	- Górnośląska Spółka Gazownictwa	mln m ³	786,7	10,3%
	- Karpacka Spółka Gazownictwa	mln m ³	1 118,3	14,7%
	- Mazowiecka Spółka Gazownictwa	mln m ³	1 047,7	13,7%
	- Pomorska Spółka Gazownictwa	mln m ³	514,9	6,8%
	- Wielkopolska Spółka Gazownictwa	mln m ³	837,7	10,9%
2.	Do odbiorców końcowych z sieci przesyłowej	mln m ³	2 511,9	33,0%
3.	Do odbiorców bezpośrednio ze złóż	mln m ³	288,2	3,8%
Razem:		mln m ³	7 621,1	100,0%

* mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

W czerwcu 2006 roku rozpoczęły się dostawy gazu do firmy Arctic Paper Kostrzyń S.A. w ramach kontraktu bezpośredniego (złożowego) zawartego w 2003 roku. Docelowe roczne ilości w ramach tego kontraktu wynoszą 125 mln m³ od lipca 2007 roku.

PGNiG S.A. jest importerem gazu ziemnego. W I półroczu 2006 roku gaz ziemny sprowadzany był z Rosji, krajów Azji Środkowej, Norwegii oraz Niemiec. Zakup gazu z importu w wysokości 5,3 mld m³ stanowi około 70% całkowitej sprzedaży gazu PGNiG S.A. w I półroczu 2006 roku. Poniższa tabela przedstawia strukturę zaopatrzenia w gaz ziemny według kierunków dostaw.

Struktura zaopatrzenia w gaz ziemny według dostawców

Zakup gazu		Jednostka	Ilość	%
1.	Rosja – OOO Gazexport	mln m ³	3 677,6	69,1%
2.	Niemcy	mln m ³	195,4	3,7%
3.	Norwegia	mln m ³	242,9	4,6%
4.	Azja Środkowa – RosUkrEnergo AG	mln m ³	1 202,8	22,6%
5.	Ukraina	mln m ³	2,5	0,0%
6.	Czechy	mln m ³	0,2	0,0%
Razem:		mln m ³	5 321,4	100,0%

W styczniu 2006 roku miały miejsce zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego. Dzięki uruchomionym procedurom, pomimo rekordowo wysokiego zużycia gazu wynikającego z długotrwałych niskich temperatur oraz obniżonych dostaw z kierunku wschodniego, wyłączenia gazu ograniczone zostały tylko do kręgu odbiorców przemysłowych przy zachowaniu pełnych dostaw dla odbiorców indywidualnych. Doświadczenia zdobyte w pierwszych tygodniach 2006 roku potwierdziły właściwe funkcjonowanie odpowiedzialnych służb i będą wykorzystane do usprawniania dalszego ich działania. Zakłócenia w dostawach gazu ustały po kilku dniach i dostawy zostały ustabilizowane na poziomie określonym w kontraktach handlowych.

2. Podstawowe umowy handlowe

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. importuje gaz w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego kontraktu importowego z Rosji oraz trzech kontraktów średnioterminowych na dostawy odpowiednio z krajów Azji Środkowej, Norwegii oraz Niemiec:

- wieloletniego kontraktu na dostawy gazu rosyjskiego z dnia 25 września 1996 roku z OOO Gazexport, obowiązującego do 2022 roku
- umowy na import gazu niemieckiego z dnia 15 września 2004 roku z VNG-Verbundnetz GAS AG/ E.ON Ruhrgas AG, obowiązującej do dnia 30 września 2008 roku
- umowy na import gazu norweskiego z dnia 5 maja 1999 roku ze Statoil ASA, Norsk Hydro Produksjon AS oraz Total E&P Norge AS, obowiązującej do dnia 30 września 2006 roku
- umowy na import gazu środkowoazjatyckiego z dnia 10 sierpnia 2005 roku z RosUkrEnergo AG, obowiązującej do dnia 31 grudnia 2006 roku.

W dniu 6 czerwca 2006 roku została podpisana Umowa Ramowa pomiędzy PGNiG S.A. oraz Statoil ASA. Umowa ta jest bazą dla zawierania poszczególnych transakcji na dostawę gazu ziemnego. Umowa ramowa określa ogólne zasady, w oparciu o które będzie realizowana współpraca w zakresie dostaw gazu, natomiast szczegóły dotyczące poszczególnych dostaw, np. ilość i cena, będą każdorazowo doprecyzowywane w zawieranych w przyszłości Umowach Gazowych. W umowie zawarte zostały postanowienia umożliwiające PGNiG S.A. dostęp do punktów dostaw gazu norweskiego na terenie Europy, w tym do hub-ów TTF i BEB/VEP. Pozwoli to PGNiG S.A. dokonywać zakupu gazu w okresach zwiększonego zapotrzebowania oraz odsprzedać jego ewentualne nadwyżki. Umowa Ramowa zawarta została na czas nieokreślony.

W dniu 7 czerwca 2006 roku został podpisany aneks nr 5 do Umowy Sprzedaży Gazu pomiędzy PGNiG S.A. i DONG Naturgas A/S z dnia 2 lipca 2001 roku, na mocy którego zostały przedłużone do 31 grudnia 2006 roku wszystkie terminy dotyczące warunków zawartych w Art. 12.7 niniejszej Umowy. Jednakże na żądanie jednej ze Stron Umowy Sprzedaży Gazu każda strona, za wypowiedzeniem z wyprzedzeniem jednego miesiąca, zostanie zwolniona ze wszystkich praw i obowiązków w ramach umowy, a umowa zostanie anulowana.

W dniu 7 czerwca 2006 roku został podpisany aneks nr 5 do Umowy Konsorcjum BalticPipe pomiędzy PGNiG S.A. i DONG Naturgas A/S z dnia 2 lipca 2001 roku, na mocy którego zostały przedłużone do 31 grudnia 2006 roku wszystkie terminy dotyczące warunków

zawartych w Art. 17 niniejszej Umowy. Jednakże na żądanie jednej ze Stron Umowy Konsorcjum BalticPipe każda strona, za wypowiedzeniem z wyprzedzeniem jednego miesiąca, zostanie zwolniona ze wszystkich praw i obowiązków w ramach umowy, a umowa zostanie anulowana.

W dniu 17 sierpnia 2006 roku została podpisana Umowa sprzedaży gazu Lasów pomiędzy PGNiG S.A. i niemieckim dostawcą gazu VNG – Verbundnetz Gas AG. Dostawy gazu ziemnego do punktu Lasów rozpoczną się 1 października 2006 roku. W ciągu pierwszych dwóch lat dostawy wyniosą do 500 mln m³ rocznie, natomiast w okresie od 1 października 2008 roku do 1 października 2016 roku dostawy gazu będą realizowane w ilości 400 mln m³ rocznie. Tym samym od 1 października 2008 roku niniejsza umowa zastąpi dotychczasową Umowę sprzedaży gazu z firmami E.ON Ruhrgas AG i VNG. Formuła cenowa kontraktu oparta jest na notowaniach produktów ropopochodnych podobnie jak w większości umów gazowych. Gaz ziemny będzie pochodził z portfolio dostawcy, a więc dostawy będą znacznie bezpieczniejsze niż dostawy z jednego źródła.

3. Rozdzielenie obrotu i dystrybucji

W I półroczu 2006 roku PGNiG S.A. i Spółki Gazownictwa prowadziły prace nad dostosowaniem struktur organizacyjnych do wymogów dyrektywy Unii Europejskiej (2003/55/EC), która nakłada obowiązek prawnego rozdzielenia dystrybucji gazu od działalności handlowej oraz wydzielenia Operatorów Systemu Dystrybucyjnego (OSD) w terminie do 1 lipca 2007 roku. Obowiązek ten obejmuje funkcjonujące w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG Spółki Gazownictwa.

W dniu 11 kwietnia 2006 roku Zarząd PGNiG S.A. Uchwałą Nr 256/2006 przyjął koncepcję wdrożenia modelu rozdzielenia funkcji obrotu od dystrybucji w wariantcie zakładającym:

- integrację w PGNiG działalności handlowej hurtowej i detalicznej
- pozostawienie działalności dystrybucyjnej w gestii powstałych na bazie Spółek Gazownictwa – Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.

Program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A. zakłada, że spółki prawa handlowego świadczące wyłącznie usługi technicznej dystrybucji gazu wyposażone będą we wszystkie składniki majątkowe, niezbędne do pełnienia funkcji operatora systemu dystrybucyjnego. Przekształcenie Spółek Gazownictwa w Operatorów Systemu Dystrybucyjnego przeprowadzone zostanie w oparciu o posiadany przez Spółki majątek sieciowy, który stanowi obecnie ok. 95% majątku Spółek Gazownictwa.

W dniu 12 maja 2006 roku zostało przyjęte przez zarząd PGNiG S.A. a w dniu 22 czerwca 2006 roku pozytywnie zaopiniowane przez Radę Nadzorczą opracowanie – „Projekt rozdzielenia działalności handlowej i technicznej dystrybucji gazu w Grupie Kapitałowej PGNiG”. Projekt został skierowany do szerokiej konsultacji, m.in. do Ministerstwa Skarbu Państwa, Ministerstwa Gospodarki, Urzędu Regulacji Energetyki oraz organizacji związkowych działających w Grupie Kapitałowej PGNiG.

4. Planowane działania w obszarze obrotu

Sprzedaż gazu ziemnego i ropy naftowej

Przewidywany wzrost sprzedaży gazu związany jest z inwestycjami rozwojowymi strategicznych odbiorców PGNiG S.A. Działalność rozpoczęli opiekunowie kluczowych klientów, których główną rolą będzie budowanie relacji z klientami m.in. poprzez regularne, bezpośrednie kontakty, usprawnianie procesów obsługi klientów wewnątrz firmy, a także budowanie pozytywnego wizerunku PGNiG S.A.

Znaczny wzrost cen ropy naftowej na rynkach światowych wpłynął na wzrost rentowności tego produktu. Wyższa rentowność sprzedaży ropy z kopalń południowo-wschodniej Polski spowodowała znaczne ograniczenie likwidowanych odwiertów o niskiej wydajności. Z uwagi na zaprzestanie przerobu ropy naftowej przez Rafinerie Trzebinia S.A. (w czerwcu 2005 roku) i Rafinerie Czechowice S.A. (w marcu 2006 roku), naszych dotychczas największych krajowych odbiorców, Spółka wprowadziła zmiany w logistyce sprzedaży tego produktu pozwalające na jego dalszą sprzedaż. Obecnie PGNiG S.A. prowadzi negocjacje mające na celu zawarcie długoterminowych kontraktów na sprzedaż ropy naftowej.

Zakup gazu ziemnego

Dla zapewnienia w roku 2007 ciągłości dostaw gazu ziemnego PGNiG S.A. przewiduje utrzymanie dotychczasowego poziomu dostaw gazu z kierunków, z których gaz obecnie jest importowany. Aktualnie trwają negocjacje z partnerami zagranicznymi w zakresie warunków dostaw do punktów zdawczo – odbiorczych zarówno na zachodniej jak i wschodniej granicy Polski. PGNiG S.A. nie przewiduje wprowadzenia zmian w obecnie realizowanych umowach i kontraktach na dostawy gazu ziemnego.

LNG

Dywersyfikacja źródeł i sposobów zaopatrzenia kraju w gaz ziemny oraz pokrycie deficytu dostaw gazu ziemnego w przyszłości może zostać osiągnięte poprzez wykorzystanie innych niż sieciowe dróg zaopatrywania kraju w gaz ziemny, co jednak wymaga zbudowania odpowiedniej infrastruktury technicznej, w tym magazynowej i sieciowej, umożliwiającej import gazu w postaci skroplonej (LNG) drogą morską.

W dniu 11 kwietnia 2006 roku PGNiG S.A. zawarła Umowę o wykonanie Studium wykonalności i założeń techniczno-ekonomicznych importu LNG do Polski z Konsorcjum firm w składzie: PWC Polska Sp. z o.o., PricewaterhouseCoopers LLP, ILF Consulting Engineers Polska Sp. z o.o., ILF Beratende Ingenieure GmbH, Kancelarią Prawną Radzikowski, Szubielska i Wspólnicy Sp. K.

Jednym z istotnych elementów Studium Wykonalności jest sprawdzenie opłacalności budowy terminala LNG zlokalizowanego na polskim Wybrzeżu (Gdańsk bądź Świnoujście), który rozpocząłby działalność na przełomie 2010 i 2011 roku. W tym celu w lutym 2006 roku PGNiG S.A. podpisała listy intencyjne o współpracy przy analizach lokalizacyjnych z portami w Gdańsku i Świnoujściu.

5. Ryzyka w obszarze obrotu

Wysokie ceny gazu

Zasadniczym czynnikiem stanowiącym zagrożenie dla rozwoju rynku gazu jest wysoka cena gazu będąca skutkiem wysokich cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych. Sytuacja ta w połączeniu z minimalnym wzrostem cen energii elektrycznej i ciepła oraz brakiem zachęt ekonomicznych, które byłyby generowane przez zaostrzone normy emisji stanowi istotną barierę dla rozwoju elektroenergetyki gazowej, która miała się w dużej mierze przyczyniać do rozwoju rynku gazu.

Zmiany na rynku ropy naftowej

Konsolidacja krajowego rynku przerobu ropy naftowej oraz likwidacja ulg związanych z przerobem ropy naftowej w rafineriach zlokalizowanych na południu kraju ograniczają ilość potencjalnych odbiorców ropy naftowej na rynku wewnętrznym.

Ryzyko konkurencji

W chwili obecnej PGNiG S.A. jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku energetycznym. Większość przedsiębiorstw posiadających koncesje na obrót, przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych sprzedaje gaz na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terenie swojego zakładu oraz w obiektach bezpośrednio przylegających. Jedynie 11 firm spoza GK PGNiG prowadzi działalność polegającą na obrocie i dystrybucji gazu ziemnego do klientów indywidualnych oraz niewielkich klientów instytucjonalnych. Są to podmioty gospodarcze zarówno o kapitale polskim, jak i zagranicznym (głównie niemieckim). Ich działalność koncentruje się głównie na obszarze północnej i zachodniej Polski. Ekspansja firm konkurencyjnych jest ukierunkowana na obszary jeszcze nie zgazyfikowane, ale zdarzają się także inwestycje polegające na budowie gazociągów dublujących gazociągi Spółek Gazownictwa, co może doprowadzić do przejęcia odbiorców PGNiG S.A.

Dnia 27 marca 2006 roku firma Emfesz NG Polska Sp. z o.o. podpisała warunkową umowę na dostawy gazu z Zakładami Azotowymi w Puławach, zgodnie z którą w 2006 roku spółka dostarczy do Zakładów Azotowych w Puławach 150 mln m³ gazu, co stanowi około 17% dotychczas realizowanych dostaw przez PGNiG S.A. Warunkiem wejścia w życie tej umowy jest podpisanie przez Emfesz NG Polska Sp. z o.o. stosowanej umowy na przesył gazu z OGP Gaz System Sp. z o.o. Emfesz NG Polska Sp. z o.o. złożyła również konkurencyjną cenowo ofertę dostaw gazu innym odbiorcom PGNiG SA, a także odbiorcom Spółek Gazownictwa, w tym m.in. dla DGS S.A. (znaczącego odbiorcy Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.).

Ryzyko związane z rozdzieleniem umów na dostawy gazu i przesył

Do chwili obecnej GK PGNiG jest jedynym odbiorcą usługi przesyłowej, a tym samym jedynym podmiotem na rynku gazowym ponoszącym skutki wyodrębnienia operatora systemu przesyłowego. W związku ze zbliżającym się terminem zakończenia obowiązywania umowy o świadczenie usługi przesyłowej i wprowadzeniem nowej taryfy konieczne jest określenie zasady kontynuacji zawartych umów sprzedaży paliwa gazowego. Aby proces ten zakończył się pomyślnie dla wszystkich uczestników rynku, konieczne jest ich współdziałanie. Kontynuacja umów na dotychczasowych zasadach stanowi bowiem ryzyko

dla prawidłowego funkcjonowania PGNiG S.A. Ryzyko to związane jest z możliwością ponoszenia wymiernych kosztów przez PGNiG S.A. wynikających z prowadzenia przez odbiorców działalności na podstawie umów sprzedaży zawartych przed wyodrębnieniem OGP Gaz-System Sp. z o.o.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego

W wyniku zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego konieczne jest przeprowadzenie w najbliższym okresie zmian umów z klientami, tak aby dostosować je do aktualnych warunków sprzedażowych. Opisane w IRiESP zasady zamawiania mocy, bilansowania oraz składania nominacji wraz z towarzyszącymi im opłatami za niebilansowanie i nieznominowanie są bardzo rygorystyczne i w konsekwencji mogą doprowadzić do drastycznego zwiększenia kosztów usługi przesyłowej.

Rozdział V: Poszukiwania złóż

1. Prace poszukiwawcze w I półroczu 2006 roku

W I półroczu 2006 roku PGNiG S.A. prowadziła prace poszukiwawczo-rozpoznawcze w Polsce na terenie Karpat, Przedgórze Karpat oraz na Niżu Polskim. W ramach prac poszukiwawczych wykonano łącznie 31.620 m wierceń. Prace wiertnicze były prowadzone w 18 otworach, z czego w 11 otworach prace zostały zakończone (6 otworów poszukiwawczych i 5 otworów rozpoznawczych).

Opróbowanie otworów pozwoliło zakwalifikować 5 otworów jako pozytywne, a w 3 otworach nadal prowadzone są próby złożowe. Wyniki złożowe otworów w postaci przemysłowych przyływów gazu ziemnego pozwoliły zakwalifikować 2 otwory gazowe na Przedgórzu Karpat i 3 na Niżu Polskim jako produktywne i przekazać je do eksploatacji.

W I półroczu 2006 roku PGNiG S.A. prowadziła prace geofizyczne w Karpatach, na Przedgórzu Karpat i na Niżu Polskim. Spółka wykonała 737,6 km badań sejsmicznych 2D oraz 332,3 km² badań 3D.

PGNiG S.A. nie prowadziła prac poszukiwawczych i rozpoznawczych za granicą.

W I półroczu 2006 roku na prace poszukiwawczo- rozpoznawcze PGNiG S.A. wydatkowała ogółem 225,8 mln zł.

2. Wspólne przedsięwzięcia

W I półroczu 2006 roku PGNiG S.A. kontynuowała wspólne prace z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. na obszarach:

- „Płotki” (Umowa o Wspólnych Operacjach z dnia 12 maja 2000 roku, z późniejszymi zmianami)
- „Poznań” (Umowa o Wspólnych Operacjach z dnia 1 stycznia 2004 roku)
- „Płotki” – „PTZ” (tzw. Powiększony Teren Zaniemyśla), gdzie trwają prace związane z zagospodarowaniem złoża gazu ziemnego Zaniemyśl (Umowa Operacyjna Użytkowników Górniczych z dnia 26 października 2005 roku).

W I półroczu 2006 roku trwały prace związane z odwierceniem badawczego otworu Huwniki-1. Pracę rozpoczęto na podstawie zawartej w dniu 3 listopada 2005 roku między Ministrem Środowiska, Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej a Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem S.A. Otwór ten został odwiercony zgodnie z projektem do głębokości 5 000 m. Efektem rzeczowym tego przedsięwzięcia będzie "Dokumentacja geologiczna otworu wiertniczego".

3. Planowane kierunki prac poszukiwawczych

Prace poszukiwawcze w kraju

W II półroczu 2006 roku, po przeprowadzeniu procedur przetargowych, planowane jest zawarcie umów na realizację 7 otworów wiertniczych na łączną wartość netto około 117,5 mln zł i trzech tematów sejsmicznych na łączną wartość netto około 56,1 mln zł.

W 2006 roku planowane są prace poszukiwawczych w rejonach:

- Międzychód-Gorzów Wielkopolski
- Nowy Tomyśl
- Środa Wielkopolska-Jarocin (współpraca z FX Energy)
- Górowo Iławeckie
- Przedgórze Karpat i Karpaty.

W ramach planowanych zadań wykonane będą prace dotyczące:

- wykrycia i udokumentowania pracami sejsmicznymi nowych obiektów perspektywicznych dla poszukiwania węglowodorów
- zbadania gazonośności i roponośności nowych obiektów perspektywicznych
- kontynuowania prac poszukiwawczych na perspektywicznych lub nowo odkrytych obiektach
- przygotowania do eksploatacji już odkrytych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.

Prace poszukiwawcze celem udokumentowania nowych obszarów perspektywicznych w celu odkrycia złóż ropy naftowej i gazu ziemnego prowadzone będą również na terenach słabiej rozpoznanych geologicznie.

Prace poszukiwawcze za granicą

W pierwszym półroczu 2006 roku, działając na podstawie trzyletniej umowy na realizację poszukiwań węglowodorów w obszarze koncesji Kirthar zawartej pomiędzy PGNiG S.A. a Rządem Pakistanu, wykonano interpretację archiwalnych profili sejsmicznych po reprocessingu. Na bazie kompleksowych danych geologiczno-geofizycznych, opracowano „Projekt Prac Sejsmicznych w obszarze bloku Kirthar”, przewidziany do realizacji w okresie od września do listopada 2006 roku. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone będą wspólnie z firmą Pakistan Petroleum Ltd.

Podział udziałów jest następujący:

- PGNiG S.A. – 70%
- PPL – 30%.

Nakłady inwestycyjne będą ponoszone zgodnie z posiadanymi przez firmy udziałami.

4. Ryzyka i zagrożenia w działalności poszukiwawczej

Ryzyko związane z odkrywaniem nowych złóż i spadkiem wydobywania ze złóż eksploatowanych

W sytuacji gdy wyniki zakończonej sukcesem działalności poszukiwawczej w postaci udokumentowanych nowych zasobów nie zrównoważą wydobywania obecnych złóż, udokumentowane złoża PGNiG S.A. będą zmniejszać się wraz z ich postępującą eksploatacją.

Ryzyko konkurencji na rynku poszukiwań

Ryzyko wystąpienia konkurencji na polskim rynku ze strony innych firm, w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż, czy realizowania strategii uzyskiwania dostępu do własnych złóż węglowodorów, w świetle wzrostu światowego zainteresowania nowymi obszarami poszukiwań i ekspansji gospodarczej wydaje się być wysokie. Niektórzy konkurenci PGNiG S.A. zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową oraz większe niż PGNiG S.A. zasoby finansowe. W rezultacie istnieje duże 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 koncesję, aniżeli pozwalają na to zasoby finansowe i ludzkie PGNiG S.A. Przewaga ta wydaje się być szczególnie istotna na arenie międzynarodowej.

Ryzyko zmian obszarów koncesyjnych

Ministerstwo Środowiska opracowało "Mapę obszarów koncesyjnych przeznaczonych do przetargów na nabycie prawa użytkowania górniczego na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego". Obszary te obejmują około 90 % obszarów koncesyjnych PGNiG S.A. W rezultacie istnieje ryzyko utraty obszarów koncesyjnych, a tym samym uszczuplenia prawa użytkowania górniczego na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na rzecz firm trzecich przystępujących do przetargów i posiadających większe niż PGNiG S.A. zasoby finansowe.

Ryzyko związane z oceną zasobów ekonomicznie opłacalnych do eksploatacji

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.

Ryzyko związane z kosztami dostosowania do przepisów dotyczących bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia ludzi

Dostosowanie do regulacji ochrony środowiska w Polsce i za granicą może znacząco zwiększyć koszty działalności PGNiG S.A. Aktualnie PGNiG S.A. ponosi i spodziewa się kontynuować w przyszłości ponoszenie znacznych nakładów kapitałowych i kosztów w celu dostosowania swojej działalności do coraz bardziej skomplikowanych i wymagających regulacji odnoszących się do ochrony ludzkiego 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 wymusiła gwałtowny wzrost wymagań w dziedzinie ochrony środowiska naturalnego w zakresie wchodzenia na tereny występowania chronionych gatunków roślin oraz siedlisk chronionych ptaków i zwierząt. Dostosowanie się do tych wymagań powoduje, że Spółka zmuszona jest do wydłużania czasu planowanych działań na danym terenie i może narazić się na opóźnienia realizowanych prac.

Ryzyko wzrostu cen 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 cen prac poszukiwawczych.

Ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych

W celu zabezpieczenia terminowych dostaw rur do prac wiertniczych konieczne jest uruchomienie procedur przetargowych na ich dostawę z minimum rocznym wyprzedzeniem. Wynika to z czasu niezbędnego na:

- przygotowanie procedury przetargowej
- przeprowadzenie procedury przetargowej zgodnie z Ustawą Prawo zamówień publicznych
- realizację dostaw rur, biorąc pod uwagę specyfikę asortymentu.

Brak zabezpieczenia z odpowiednim wyprzedzeniem dostaw rur do prac wiertniczych pociąga za sobą konieczność poniesienia dodatkowych kosztów. Ponadto opóźnienia prac poszukiwawczych mogą mieć negatywny wpływ na osiągnięcie celów strategicznych Grupy Kapitałowej PGNiG.

Rozdział VI: Eksploatacja złóż

1. Prace w obszarze eksploatacji złóż w I półroczu 2006 roku

Eksploatacja złóż gazu ziemnego na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG S.A., Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku. Ogółem w PGNiG S.A. w I półroczu 2006 roku wydobyto 2.147,0 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy).

Oddział w Zielonej Górze wydobywa gaz zaazotowany w 27 kopalniach (17 gazowych, 10 ropno-gazowych), natomiast gaz wydobywany przez Oddział w Sanoku zasila system gazu ziemnego wysokometanowego i jest pozyskiwany w 44 kopalniach (24 gazowych i 20 ropno-gazowych).

Oddziały PGNiG S.A. w Zielonej Górze i w Sanoku prowadzą również eksploatację złóż ropy naftowej. Łączna produkcja ropy naftowej PGNiG S.A. w I półroczu 2006 roku osiągnęła poziom 248,1 tys. ton.

Oddział PGNiG S.A. w Zielonej Górze posiada 10 kopalń ropno-gazowych zgrupowanych w 3 Ośrodkach Kopalń, a Oddział PGNiG S.A. w Sanoku posiada łącznie 22 kopalnie ropne i ropno-gazowe zgrupowane w 4 Ośrodkach Kopalń.

Wielkość produkcji PGNiG S.A. w I półroczu 2006 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura produkcji

Produkt		Jednostka	Ilość
1.	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	2 147,0
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³ *	1 214,2
	- Oddział w Sanoku	mln m ³	932,8
2.	Ropa naftowa, w tym:	tys. ton	248,1
	- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	223,9
	- Oddział w Sanoku	tys. ton	24,2
3.	Kondensat	tys. ton	6,3
4.	Siarka	tys. ton	9,4
5.	LPG	tys. ton	7,8
6.	Hel	mln m ³	1,1
7.	LNG	mln m ³	9,6

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

W styczniu 2006 roku nastąpił bardzo duży wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny spowodowany ekstremalnymi warunkami atmosferycznymi. Dobowe dostawy i zużycie gazu ziemnego wzrosło do rekordowego poziomu 63,5 mln m³. W powyższym okresie krajowe wydobycie wyniosło 17,7 mln m³/dobę, natomiast dostawy z Podziemnych Magazynów Gazu osiągnęły poziom 28,2 mln m³/dobę.

PGNiG S.A. posiada 7 Podziemnych Magazynów Gazu, z których 6 jest eksploatowanych. Celem funkcjonowania PMG jest wyrównywanie sezonowych nierównomierności zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny.

Magazyny gazu ziemnego

	Nazwa Podziemnego Magazynu Gazu	Pojemność czynna (mln m ³)	Ilość gazu pobrana z magazynu (mln m ³)	Ilość gazu oddana do systemu (mln m ³)	Ilość gazu zatłoczona do magazynu (mln m ³)	Ilość gazu pobrana z systemu (mln m ³)
1.	Wierzchowice	500,00	335,80	335,30	241,60	243,37
2.	Brzeźnica	65,00	24,09	24,09	53,58	53,58
3.	Strachocina	150,00	66,42	66,36	50,03	50,05
4.	Swarzów	90,00	38,97	38,91	55,95	55,97
5.	Husów	400,00	283,06	282,82	174,17	174,19
6.	Jaśniny	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7.	Mogilno	416,73	301,52	301,52	242,52	242,55
	Razem	1 631,73	1 049,86	1 049,00	817,86	819,71

W I półroczu 2006 roku w PGNiG S.A. przeprowadzono remonty 25 odwiertów oraz likwidację 37 odwiertów. W poniższych tabelach przedstawiono zestawienia prac remontowych oraz likwidacji odwiertów wykonanych przez Oddziały w I półroczu 2006 roku.

Zestawienie prac remontowych

Oddział	Kwota remontów (mln zł)	Odwierty niezakończone	Odwierty zakończone	Odwierty ogółem
Zielona Góra	10,7	5	7	12
Sanok	2,8	8	5	13
RAZEM	13,5	13	12	25

Zestawienie zlikwidowanych odwiertów

Oddział	Koszty likwidacji (mln zł)	Ilość odwiertów (szt.)
Zielona Góra	0,0	0
Sanok	9,3	37
RAZEM	9,3	37

Utrzymanie zdolności wydobywczych odwiertów eksploatacyjnych oraz poprawa chłonności w odwiertach do zatłaczania wód złożowych były głównym celem prac w I półroczu 2006 roku w ramach intensyfikacji wydobywania węglowodorów.

W I półroczu 2006 roku w PGNiG S.A. - Oddział w Sanoku podłączono do eksploatacji łącznie 8 odwiertów na złożach: Stobierna, Terliczka i Trzebowisko. Przewidywana wielkość wydobywania gazu ziemnego z powyższych złóż w 2006 roku wyniesie około 109,9 mln m³.

2. Perspektywy rozwoju działalności PGNiG S.A.

Perspektywy wydobywania gazu ziemnego

W PGNiG S.A. realizowany jest program wzrostu wydobywania zakładający w 2008 roku osiągnięcie zdolności wydobywczych na poziomie 5,5 mld m³. Dla zabezpieczenia realizacji tego programu i utrzymania założonego poziomu produkcji w najbliższych latach wymagane będą inwestycje w górnictwie naftowym polegające na:

- budowie nowej odazotowni
- budowie nowych podziemnych magazynów gazu
- zagospodarowaniu nowych złóż
- rozbudowie istniejącej infrastruktury (instalacja sprężarek, modernizacja kopalń itp.).

Realizacja tego programu wymagać będzie dużej dyscypliny, przestrzegania harmonogramu podłączania poszczególnych nowych złóż i odwiertów, znacznych nakładów finansowych, a także dużej sprawności zarządczej realizujących go osób. Prognozy wydobywania na lata 2006 – 2008 uwzględniają aktualny poziom wydobywania gazu ziemnego oraz plany inwestycyjne na lata 2006 – 2008, które mają na celu zwiększenie wydobywania ze złóż krajowych w stosunku do lat ubiegłych.

Aktualna prognoza zakładająca osiągnięcie w roku 2006 zdolności wydobywczych na poziomie 5 mld m³ uwzględnia również opóźnienia inwestycyjne spowodowane przyczynami formalno-prawnymi np. takimi jak:

- opóźnienia w rozstrzygnięciu przetargu na wykonawcę Odazotowni Grodzisk
- problemy z lokalnymi planami zagospodarowania przestrzennego na złożach LMG (Lubiatów-Międzychód-Grotów).

Decyzja OGP Gaz-System Sp. z o.o. o podwyższeniu ciśnień w punktach zdawczo-odbiorczych do systemu przesyłowego przełożyła się na zmianę zdolności wydobywania w Oddziale w Sanoku. W związku z powyższym zaistniała konieczność zainstalowania na niektórych złożach sprężarek, w celu zapewnienia odpowiedniego poziomu wydobywania i oddania gazu do systemu przesyłowego. Dokonano niezbędnych korekt w planie inwestycyjnym, rozstrzygnięto procedurę zakupu i instalacji ośmiu sprężarek. Przedsięwzięcie jest w trakcie realizacji.

Nowe podłączenia

W latach 2006 – 2008 PGNiG S.A. planuje zagospodarowanie 17 nowych złóż, z których produkcja gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³) w 2008 roku wyniesie około 870 mln m³.

Oddział w Sanoku planuje zagospodarowanie 7 nowych złóż (Żołynia W, Sarzyna, Jasionka, Cierpisz, Łukowa, Jeżowe, Kupno), z których sumaryczna produkcja (wraz z podłączonymi w I półroczu 2006 roku złożami: Stobierna, Terliczka oraz Trzebownik) w 2008 roku wyniesie około 430 mln m³. Wydobyty gaz zostanie skierowany do systemu przesyłowego gazu wysokometanowego.

W Oddziale w Zielonej Górze do zagospodarowania przewidziano 10 złóż (Kaleje, Kaleje E, Zaniemyśl, Paproć W, Nowy Tomyśl, Wysocko Małe E, Pakosław, Wielichowo, Ruchocice, Elżbieciny), sumaryczna produkcja (w gazie przeliczeniowym) w 2008 roku wyniesie około 440 mln m³ (około 630 mln m³ w gazie naturalnym).

Gaz z Oddziału w Zielonej Górze wydobyty ze złóż Wielichowo, Ruchocice, Paproć, Nowy Tomyśl, Jabłonna i Elżbieciny zostanie skierowany do projektowanej odazotowni w Grodzisku, natomiast gaz ze złóż Kaleje-Zaniemyśl częściowo trafi do odazotowni w Odolanowie, a część zasili podsystem gazu zaazotowanego L_w.

W październiku 2005 roku pomiędzy PGNiG S.A. (51% udziałów) a FX Energy (24,5% udziałów) i CalEnergy (24,5% udziałów) zawarta została Umowa o wspólnych operacjach na powiększenie terenu Zaniemyśla. Aktualnie odwiert Zaniemyśl 3 jest w trakcie zagospodarowania przez firmę BN Naftomontaż Sp. z o.o. Przewidywany termin zakończenia inwestycji zaplanowano na drugie półrocze 2006 roku. Całkowity koszt prac szacuje się na około 10,2 mln zł. Równocześnie zawarto umowę na sprzedaż gazu z odwiertu.

Odazotownia Grodzisk

W rejonie zachodniej Polski PGNiG S.A. włączyła do eksploatacji duże złoża gazu ziemnego zaazotowanego Kościan – Brońsko. Kolejne odkrycia w tym rejonie złóż gazu zaazotowanego o różnorodnym składzie (złoża: Paproć, Paproć W, Wielichowo, Ruchocice, Jabłonna oraz Lubiatów – Międzychód – Grotów) spowodowały, że Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję o budowie odazotowni w rejonie Grodziska Wielkopolskiego.

Rozpoczęcie działalności Odazotowni Grodzisk o mocy przerobowej do 500 mln m³ gazu wsadowego rocznie planowane jest w 2008 roku. Celem jej budowy będzie możliwość zagospodarowania złóż rejonu Nowy Tomyśl – Grodzisk (Paproć, Paproć W, Wielichowo, Ruchocice oraz Jabłonna) i gazu ze złóż LMG oraz utworzenie drugiego regulatora łączącego system wydobywczy gazu zaazotowanego z wysokometanowym systemem przesyłowym. Gaz z tego obiektu będzie mógł być kierowany zarówno do systemu gazu E (GZ-50), jak i L_w (GZ-41,5) umożliwiając znaczną elastyczność tych systemów. Jeśli z jakichś powodów wieloletnie umowy z dużymi odbiorcami gazu L_w (GZ-41,5) nie weszłyby w życie, przewiduje się możliwość rozbudowy instalacji odazotowania gazu w Grodzisku o następny moduł o analogicznej zdolności przerobowej.

Podziemne magazyny gazu

Aktualny program rozbudowy PMG w Polsce przewiduje, zgodnie z uzgodnionym z Prezesem URE „Planem rozwoju PGNiG S.A. na lata 2003 – 2006”, rozbudowę pojemności magazynowych do 2006 roku do wielkości rzędu 1,65 mld m³. Planuje się rozbudowę już istniejących magazynów gazu oraz budowę 3 nowych. PMG Bonikowo i PMG Daszewo będą pierwszymi w Polsce magazynami przewidzianymi dla magazynowania gazu zaazotowanego L z podgrupy L_w i L_s, natomiast PMG Kosakowo przeznaczony będzie dla magazynowania gazu grupy E.

Dla dwóch pierwszych magazynów została opracowana wstępna koncepcja budowy. PMG Bonikowo spełniać będzie rolę regulatora systemu gazu L_w i pozwoli na bezpieczne pokrywanie szczytowych zapotrzebowań odbiorców. Eksploatacja złoża została zakończona z dniem 1 kwietnia 2006 roku i po uzyskaniu koncesji na bezzbiornikowe magazynowanie gazu w górotworze, rozpoczęcie pracy magazynu przewidywane jest na przełomie 2006/2007 roku. Budowa magazynu PMG Daszewo planowana jest w częściowo wyeksploatowanym złożu ropy naftowej Daszewo. Magazyn wykorzystany będzie do zasilania gazem podgrupy L_s rejonu Przemyśla w szczytowych okresach zapotrzebowania. W 2008 roku przewiduje się otrzymanie pojemności czynnej w wysokości 20 mln m³ gazu.

Planowany PMG Kosakowo w złożu soli kamiennej Machelinki będzie magazynem typowo szczytowym realizującym kilka cykli napełniania i odbioru gazu w ciągu roku. Przewiduje się budowę magazynu do pojemności czynnej 45 mln m³ w I etapie (2 kawerny – możliwy termin realizacji – 2012 rok). Obecnie rozważana jest ewentualna przydatność PMG Kosakowo w realizacji importu gazu drogą morską z wykorzystaniem technologii LNG. W marcu 2006 roku zakończono procedury formalno-prawne mające na celu wprowadzenie inwestycji do miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Lokalizacja inwestycji została zaakceptowana przez Radę Gminy Kosakowo i umieszczona w planie zagospodarowania przestrzennego tego terenu. Obecnie kontynuowany jest wykup terenu pod inwestycję.

Prognoza możliwości wydobycia ropy naftowej

Aktualna prognoza przewiduje wydobycie w 2006 roku 564 tys. ton ropy naftowej, przy uwzględnieniu wydobycia ropy z testów produkcyjnych na LMG. W roku 2007 planuje się wydobycie 652 tys. ton ropy naftowej, a w 2008 – 1,1 mln ton.

Prognoza wydobycia na złożu LMG uwzględnia również zdolności wydobywcze poszczególnych odwiertów, które są sukcesywnie ustalane w wyniku przeprowadzania testów produkcyjnych. W celu utrzymania poziomu produkcji i zapobieżenia naturalnemu spadkowi wydobycia (w wyniku obniżania się ciśnienia złożowego) ze złóż już eksploatowanych, planowane są prace intensyfikujące wydobycie na złożu Barnówko-Mostno-Buszewo, w tym odwiercenie 5 odwiertów eksploatacyjnych w latach 2007-2008. Prace te powinny pozwolić na utrzymanie w najbliższych latach wydobycia ze złóż już eksploatowanych na obecnym poziomie i zagwarantować przyrost wydobycia z włączanych do eksploatacji nowych zasobów.

3. Ryzyka i zagrożenia

Ryzyko konkurencji w obszarze wydobycia węglowodorów

Dotychczas konkurencja na rynku krajowym jest ograniczona. W przyszłości po uzyskaniu stosownych koncesji na rynku polskim 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.

Ryzyka związane z nieprzewidywalnymi zdarzeniami

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

Ryzyko związane z prognozą produkcji i dokładnością dokumentowania zasobów

Wiele z czynników i założeń przyjętych do określania wielkości zasobów i prognoz produkcji może być obarczona błędami wynikającymi z niedoskonałości metod i sprzętu pomiarowego używanych w trakcie badań geofizycznych, wierceń i testów produkcyjnych. Określone w trakcie dokumentowania parametry złóż są weryfikowane w trakcie eksploatacji. Każda ujemna korekta wielkości zasobów czy programów wydobycia może prowadzić do zmniejszenia przychodów finansowych, a przez to wpłynąć negatywnie na wyniki ekonomiczne PGNiG S.A.

4. Ochrona środowiska naturalnego

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

PGNiG S.A., jako uczestnik systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (SHUE), od początku 2006 roku wprowadza w ramach swojej działalności zarządzanie uprawnieniami do emisji CO₂.

W ramach realizacji zobowiązań PGNiG S.A. dokonała następujących działań:

- uzyskała przydziały uprawnień na pierwszy okres rozliczeniowy 2005-2007
- przekazała informację o wielkości emisji do Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji CO₂ w celu opracowania Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień na kolejny okres rozliczeniowy 2008-2012
- określiła wielkości emisji CO₂ za 2005 rok
- wprowadziła monitoring wielkości emisji, poprzez wdrożenie procedur monitorowania i raportowania emisji CO₂ w ramach systemu zarządzania środowiskowego
- dokonała zbilansowania wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami, a także zarchiwizowania danych źródłowych, które posłużyły do opracowania raportów z rocznej emisji.

Badania stanu środowiska oraz prowadzone prace rekultywacyjne

W pierwszej połowie 2006 roku zostały zakończone prace polegające na identyfikacji stanu zanieczyszczenia środowiska gruntowo-wodnego na terenach po byłych gazowniach klasycznych, administrowanych przez PGNiG S.A., a także określono wielkość zobowiązań na istniejące zagrożenia stanu środowiska spowodowane przeszłą działalnością gazowni klasycznych. Spośród przebadanych 31 nieruchomości tylko na dwóch nie zaobserwowano przekroczeń dopuszczalnych standardów jakości gleb i ziemi oraz stanu wód podziemnych. Na 29 nieruchomościach, stwierdzono zróżnicowane pod względem obszarowym jak i głębokości występowanie zanieczyszczeń związanych z mającą miejsce w przeszłości na tych terenach produkcją gazu ziemnego. Na wielu z przebadanych nieruchomości występują dość poważne zanieczyszczenia wód podziemnych pierwszego zwiędadła. Wynikiem prowadzonych prac będzie opracowywany raport z badań, mający na celu wytypowanie miejsc najbardziej zanieczyszczonych i w pierwszej kolejności wymagających podjęcia działań rekultywacyjnych. W 2006 roku przewiduje się przeprowadzenie testów pilotażowych w celu wyboru metody rekultywacji gruntu na terenie byłej gazowni klasycznej przy ulicy Kasprzaka 25 w Warszawie.

W pierwszej połowie 2006 roku PGNiG S.A. rozpoczęła postępowanie przetargowe mające na celu wyłonienie wykonawcy prac rekultywacyjnych dla byłej gazowni klasycznej w Sławnie. Rozpoczęta została przez Oddział w Zielonej Górze rekultywacja zanieczyszczonej gleby i ziemi substancjami ropopochodnymi na terenie Ekspedytu Ropy Jaroszewo. Równolegle kontynuowano rekultywację gleb zanieczyszczonych substancjami ropopochodnymi na terenie KGZ Grodzisk – Ujazd – Bukowiec (Ośrodek Grupowy Grodzisk i na terenie zlikwidowanego ośrodka Granowo). W styczniu 2006 roku PGNiG S.A. zakończyła prace polegające na utylizacji odpadów pochodzących z odsiarczania gazu koksowniczego na przetłoczniku gazu w Radlinie.

Inwentaryzacja emisji metanu

W czerwcu i w maju 2006 roku PGNiG S.A. przeprowadziła wstępny inwentaryzację źródeł i wielkości emisji metanu. Celem inwentaryzacji była identyfikacja źródeł i wielkości emisji gazu, który zostanie włączony do systemu handlu uprawnieniami do emisji. Emisje metanu są ściśle związane z działalnością PGNiG S.A., a realizacja przepisów środowiskowych wymusza ponoszenie opłat za korzystanie ze środowiska i za wprowadzanie zanieczyszczeń do atmosfery.

Systemy Zarządzania Środowiskowego

Wszystkie Oddziały PGNiG S.A. posiadają wdrożone i certyfikowane Systemy Zarządzania Środowiskowego wg normy PN-EN ISO 14001. W marcu 2006 roku przeprowadzono w Oddziale w Zielonej Górze zewnętrzny audyt kontrolny Zintegrowanych Systemów Zarządzania, w tym także pod kątem spełnienia wymagań znowelizowanej normy środowiskowej PN-EN ISO 14001:2005. Niezgodności z zakresu ochrony środowiska nie stwierdzono. Oddział w Sanoku przygotowuje się do takiego audytu, który zostanie przeprowadzony w drugiej połowie 2006 roku.

Rozdział VII: Sytuacja finansowa

1. Zasady sporządzania sprawozdania finansowego za I półrocze 2006 roku

Sprawozdanie finansowe zostało przygotowane zgodnie z Polskimi Zasadami Rachunkowości (PZR) określonymi:

- Ustawą z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (tekst jednolity Dz. U. Nr 76, poz. 694, 2002 r.)
- Ustawą z dnia 29 lipca 2005 roku o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych (Dz. U. Nr 184, poz. 1539)
- Rozporządzeniem Ministra Finansów z dnia 18 października 2005 roku w sprawie zakresu informacji wykazywanych w sprawozdaniach finansowych i skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych, wymaganych w prospekcie emisyjnym dla emitentów z siedzibą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, dla których właściwe są polskie zasady rachunkowości (Dz. U. Nr 209, poz. 1743)
- Rozporządzeniem Ministra Finansów z dnia 19 października 2005 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów (Dz. U. Nr 209, poz. 1744).

Sprawozdanie finansowe zostało przygotowane zgodnie z konwencją kosztu historycznego, z wyłączeniem wyceny pochodnych instrumentów finansowych, jak opisano w punkcie 11.18 wprowadzenia do sprawozdania finansowego.

2. Sytuacja finansowa w I półroczu 2006 roku

W I półroczu 2006 roku PGNiG S.A. wykazała poprawę wyniku finansowego. W stosunku do I półrocza 2005 roku wynik finansowy brutto wzrósł o 141,5 mln zł (20%), natomiast wynik finansowy netto o 197,4 mln zł (42%). Poprawa wyniku nastąpiła pomimo wystąpienia szeregu niekorzystnych zjawisk gospodarczych.

Najistotniejszym czynnikiem mającym niekorzystny wpływ na sytuację finansową PGNiG S.A. był wzrost cen produktów ropopochodnych na rynkach międzynarodowych, od których uzależnione są ceny gazu. Około 70 % sprzedawanego gazu pochodzi z zakupów importowych i dlatego też wzrost cen niekorzystnie wpływa na wyniki finansowe PGNiG S.A. Od początku stycznia 2006 roku jednostkowe koszty zakupu gazu z importu wzrosły o 15%, natomiast w porównaniu do czerwca roku ubiegłego o 44%, co w głównej mierze skutkuje znacznym wzrostem kosztów operacyjnych w pozycji zużycie surowców i materiałów wzrost o 1.382,8 mln zł tj. (48%).

Kolejnym czynnikiem, mającym kluczowe znaczenie dla wyników PGNiG S.A. jest stanowisko Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie ustalania poziomu opłat taryfowych na paliwa gazowe. W I połowie 2006 roku dwukrotnie zatwierdzane były nowe taryfy na paliwa gazowe. Pierwsza podwyżka cen gazu miała miejsce na początku stycznia 2006 roku (12%),

kolejna zaś w kwietniu (9%). Wzrost opłat taryfowych nie pokrywa jednak wzrostu kosztów zakupu gazu z importu, średnia cena zakupu gazu w I półroczu 2006 roku wyrażona w walutach kontraktu zmieniała się o 44% w stosunku do I półrocza 2005 roku. W tym samym czasie ceny taryfowe zmieniły się o tylko o 36%, w konsekwencji czego nastąpił spadek rentowności sprzedaży gazu.

We wprowadzonej od kwietnia 2006 roku taryfie PGNiG S.A. stosowane są między innymi nowe stawki opłat za świadczenie usługi magazynowania gazu. Umożliwi to pełny zwrot kosztów ponoszonych na utrzymywanie podziemnych magazynów gazu. Dotychczas koszty PMG były wkalkulowane w taryfę przesyłową stosowaną przez Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. oraz stanowiły nieuzasadniony przychód realizowany przez spółkę przesyłową. Zapisy umowy pomiędzy OGP Gaz-System Sp. z o.o. a PGNiG S.A. przewidywały zwrot nieuzasadnionych korzyści z tytułu stosowania taryf, lecz jednak tylko do wyznaczonej kwoty limitu. Obarczało to PGNiG S.A. ryzykiem ponoszenia strat na działalności magazynowej.

Kolejnym czynnikiem mającym negatywny wpływ na działalność PGNiG S.A. była zmiana struktury pozyskania paliw gazowych. W I półroczu 2006 roku w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego nastąpiło zmniejszenie pozyskania gazu ziemnego ze źródeł własnych łącznie o 4%, w tym o 36 mln m³ zmniejszeniu uległo wydobywanie gazu wysokometanowego, o 16 mln m³ gazu zaazotowanego oraz spadła wielkość przetwarzania gazu w Odolanowie o 65 mln m³. Spadek wydobywania gazu jest efektem naturalnego spadku wydobywania eksploatowanych kopalń oraz wzrostu ciśnienia w gazociągach przesyłowych. Planowane nowe inwestycje, w tym głównie budowa odazotowni w Grodzisku Wielkopolskim umożliwi w najbliższej przyszłości zwiększenie możliwości produkcyjnych kopalń gazu zaazotowanego. Spadek produkcji gazu wysokometanowego w odazotowni w Odolanowie nastąpił głównie w rezultacie skierowania gazu wsadowego bezpośrednio do sprzedaży, co było następstwem zwiększonego zapotrzebowania na zużycie gazu w okresie zimowym. Zmniejszenie wydobywania gazu ziemnego wpływa na obniżenie rentowności sprzedaży ponieważ koszty jego pozyskania są kilkakrotnie niższe od kosztów zakupu gazu z importu. W przypadku rosnącego krajowego zapotrzebowania na gaz, niedobór musi być pokrywany poprzez zwiększenie dostaw z importu.

Syntetyczne dane dotyczące sytuacji finansowej PGNiG S.A. w I półroczu 2006 roku w porównaniu do danych za I półrocze 2005 roku zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej sprawozdaniach sporządzonych zgodnie z Ustawą o Rachunkowości:

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

Bilans (mln zł)

AKTYWA	30 czerwca 2006	31 grudnia 2005	30 czerwca 2005
Aktywa trwałe (długoterminowe)	13 806,5	13 884,7	11 717,1
Wartości niematerialne i prawne	8,1	12,4	17,0
Rzeczowe aktywa trwałe	4 498,1	4 465,5	6 388,9
Należności długoterminowe	3 983,0	4 106,3	0,1
Inwestycje długoterminowe	5 001,2	5 006,2	4 983,2
Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe	316,1	294,3	327,9
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	5 826,3	5 319,2	2 759,1
Zapasy	787,1	722,1	616,3
Należności krótkoterminowe	1 018,6	1 678,0	633,6
Inwestycje krótkoterminowe	3 899,0	2 916,5	1 496,5
Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe	121,6	2,6	12,7
Suma aktywów	19 632,8	19 203,9	14 476,2

PASYWA	30 czerwca 2006	30 czerwca 2005	30 czerwca 2005
Kapitał własny	11 106,9	11 367,0	8 065,1
Kapitał (fundusz) podstawowy	5 900,0	5 900,0	5 000,0
Kapitał (fundusz) zapasowy	4 537,7	4 333,3	2 593,2
Kapitał (fundusz) z aktualizacji wyceny	1,5	1,5	1,5
Zysk (strata) netto	667,7	1 132,2	470,4
Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	8 525,9	7 836,9	6 411,1
Rezerwy na zobowiązania	1 172,4	1 045,2	1 031,0
Zobowiązania długoterminowe	2 426,1	2 317,1	171,3
Zobowiązania krótkoterminowe	2 382,5	1 852,7	5 156,8
Rozliczenia międzyokresowe	2 544,9	2 621,9	52,0
Suma pasywów	19 632,8	19 203,9	14 476,2

Rachunek zysków i strat - wariant kalkulacyjny (mln zł)

	I półrocze 2006	I półrocze 2005
Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów	6 565,4	4 824,0
Koszty sprzedanych produktów, towarów i materiałów	5 822,4	3 724,5
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	72,4	157,4
Zysk (strata) na sprzedaży	670,6	942,1
Pozostałe przychody operacyjne	133,3	105,7
Pozostałe koszty operacyjne	164,6	54,5
Zysk (strata) na działalności operacyjnej	639,3	993,3
Przychody finansowe	522,0	314,5
Koszty finansowe	316,0	603,8
Zysk (strata) na działalności gospodarczej	845,3	704,1
Wyniki zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	-0,3
Zysk (strata) brutto	845,3	703,8
Zysk (strata) netto	667,7	470,3

Rachunek przepływów pieniężnych (mln zł)

	I półrocze 2006	I półrocze 2005
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	919,1	1 412,4
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-138,1	-13,8
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	-118,4	-841,4
Przepływy pieniężne netto	662,7	557,3
Środki pieniężne na początek okresu	2 750,4	523,9
Środki pieniężne na koniec okresu	3 413,0	1 081,2

Wskaźniki finansowe

RENTOWNOŚĆ	I półrocze 2006	I półrocze 2005
EBIT w mln zł zysk operacyjny	639,3	993,3
EBITDA w mln zł zysk operacyjny plus amortyzacja	828,0	1 285,1
ROE (Rentowność kapitałów własnych) zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	6,0%	5,8%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto odniesiony do przychodów netto ze sprzedaży	10,2%	9,8%
ROA (Rentowność aktywów) zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	3,4%	3,2%
PLYNNOŚĆ	I półrocze 2006	I półrocze 2005
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PLYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) do zobowiązań krótkoterminowych	2,4	0,5
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PLYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	2,1	0,4
ZADŁUŻENIE	I półrocze 2006	I półrocze 2005
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	24,5%	36,8%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego	43,3%	66,1%

Analiza dynamiki wyniku na działalności operacyjnej jest utrudniona ze względu na zmiany strukturalne PGNiG S.A. w omawianym okresie. Najistotniejszym wydarzeniem mającym wpływ na strukturę PGNiG S.A. było wydzielenie w lipcu 2005 roku działalności przesyłowej oraz zawarcie umowy leasingu aktywów przesyłowych, w rezultacie czego świadczenie usług przesyłowych przejęła Spółka OGP Gaz-System Sp. z o.o. W związku z wydzieleniem działalności przesyłowej PGNiG S.A. przestała wykazywać marżę z tego tytułu, a spowodowany tym spadek wyniku na sprzedaży za I półrocze 2006 roku w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego wyniósł około 300 mln zł. Efekt wydzielenia działalności przesyłowej, poza utratą marży na sprzedaży usługi przesyłowej widoczny jest również w zmianie struktury kosztów operacyjnych. Wzrost usług obcych o 805,3 mln zł (230%) wynika głównie z ujmowania w 2006 roku kosztów zakupu usług przesyłowych od OGP Gaz-System Sp. z o.o. Kolejnymi efektami wydzielenia działalności przesyłowej jest spadek amortyzacji o 103,0 mln zł (35%) oraz kosztów pracy o 51,1 mln zł (26%).

Wzrost jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu o 44 % oraz wzrost wolumenu zakupu tego gazu o 4% w głównej mierze wpłynął na zwiększenie kosztów wytworzenia sprzedanych produktów o 2.114,7 mln zł (57%). Dwukrotne w omawianym okresie podwyżki cen sprzedaży gazu nie zrekomensowały wzrostu kosztu jego nabycia, w porównaniu do roku ubiegłego wzrost stawek taryfowych na paliwa gazowe wyniósł zaledwie 36%,

Wymienione wyżej zjawiska wpłynęły na spadek wyniku na sprzedaży podstawowego produktu jakim jest gaz wysokometanowy o 78 mln zł (37%). Należy podkreślić, iż zrealizowany w I półroczu 2005 roku dodatni wynik na sprzedaży gazu wysokometanowego w wysokości 131,3 mln zł uzyskany został wyłącznie dzięki subsydiowaniu deficytowego gazu importowanego sprzedażą gazu wysokometanowego z wydobycia własnego i sprzedażą gazu zgromadzonego w magazynach.

Ponadto ewentualne wzrosty cen pozyskania gazu, tak długo jak PGNiG S.A. jest zobowiązana stosować taryfy na paliwa gazowe zatwierdzone przez Prezesa URE, obarczają Spółkę istotnym ryzykiem wynikającym z ograniczonych możliwości odzwierciedlenia rynkowych cen zakupu gazu w cenach sprzedaży określonych w taryfie.

Zasadnicze znaczenie dla utrzymania zysku z działalności operacyjnej na względnie stałym poziomie miał wzrost rentowności działalności wydobywczej. Sprzedaż gazu ziemnego zaazotowanego oraz ropy naftowej ze źródeł własnych, których koszty pozyskania charakteryzują się niewielką dynamiką wzrostu, przy silnym wzroście cen sprzedaży, uzależnionych od poziomu produktów ropopochodnych na rynkach światowych, generowała dodatkowe marże zapobiegające drastycznemu spadkowi rentowności sprzedaży.

Szczególnie istotne znaczenie dla kształtowania się poziomu wyniku operacyjnego PGNiG S.A. miała stale rosnąca rentowność sprzedaży ropy naftowej. W porównaniu do roku ubiegłego wynik na sprzedaży ropy naftowej wzrósł o 41,5 mln zł (23%), przy czym wzrost ten nastąpił przy spadku wolumenu sprzedaży o 43 tys. ton (16%) w wyniku zaprzestania odbioru ropy przez Rafinerię Trzebinia S.A. i Rafinerię Czechowice S.A. Wartość sprzedaży ropy naftowej, stanowiąca zaledwie 5% łącznych przychodów ze sprzedaży wygenerowała około 33% wyniku operacyjnego.

Brak sprzedaży ropy naftowej do Rafinerii w Trzebini i Czechowicach częściowo jest rekompensowany wzrostem sprzedaży ropy naftowej do PKN ORLEN S.A. Sprzedaż ropy

naftowej do PKN ORLEN S.A. w chwili obecnej realizowana jest na podstawie krótkoterminowych, miesięcznych kontraktów na dostawy ropy naftowej. Podpisanie długoterminowego kontraktu z PKN ORLEN S.A., który obecnie jest w trakcie negocjacji, pozwoli PGNiG S.A. na istotne zwiększenie płynności sprzedaży wolumenów ropy naftowej, porównywalne do wielkości realizowanych w roku ubiegłym.

Na uwagę zasługuje również znaczna poprawa wyniku na działalności finansowej o 495,3 mln zł, która nastąpiła przede wszystkim w rezultacie spadku kosztów finansowych o 287,8 mln zł. Niższy poziom kosztów w bieżącym okresie wynika głównie z przeprowadzonej w 2005 roku operacji restrukturyzacji zadłużenia, która polegała na spłacie zaciągniętych w 2001 roku euroobligacji. Kolejny element, który miał istotne znaczenie dla sytuacji finansowej to uzyskanie środków z publicznej emisji akcji w 2005 roku. Publiczna emisja akcji Spółki skutkowała znaczną poprawą wskaźników płynności, w efekcie czego wykazywane w bilansie inwestycje krótkoterminowe wzrosły o kwotę 2.402,5 mln zł (161%). Nadpłynność PGNiG S.A. umożliwiła bieżące inwestowanie nadwyżek finansowych w instrumenty o minimalnym ryzyku kredytowym, tj. przede wszystkim w warunkowe transakcje kupna/sprzedaży papierów wartościowych emitowanych przez Skarb Państwa - bony i obligacje skarbowe. Osiągnięty wynik na tej działalności w I półroczu 2006 roku wyniósł 54,1 mln zł.

W wyniku przeprowadzonej prywatyzacji w październiku 2005 roku PGNiG S.A. utraciła status jednoosobowej spółki Skarbu Państwa, w związku z czym ustał obowiązek dokonywania 15% obowiązkowej wypłaty z zysku na rzecz właściciela. Zmniejszenie obciążeń podatkowych z tego tytułu w I połowie 2006 roku wyniosło 89,8 mln zł.

Analiza zmian w bilansie PGNiG S.A. wskazuje, iż suma bilansowa na koniec I półrocza 2006 roku zwiększyła się o 5.156,6 mln zł (36%) w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego. W strukturze bilansu widoczne są istotne zmiany, na powstanie których decydujący wpływ miały następujące :

- uzyskanie przez Grupę Kapitałową PGNiG wpływów z podwyższenia kapitału w ramach przeprowadzonej publicznej emisji akcji
- przeprowadzenie w 2005 roku operacji restrukturyzacji zadłużenia, polegającej na przedterminowym wykupie zaciągniętych w 2001 roku euroobligacji oraz zawarcie w drugiej połowie 2005 roku nowej umowy kredytowej z konsorcjum banków na kwotę 900 mln EUR
- wydzielenie w lipcu 2005 roku działalności przesyłowej oraz zawarcie ze Spółką OGP Gaz-System Sp. z o.o. umowy leasingu aktywów przesyłowych.

Podwyższenie kapitału znajduje swoje odzwierciedlenie w bilansie we wzroście krótkoterminowych aktywów finansowych o kwotę 2.402,5 mln zł (161%) oraz zwiększeniem nakładów na działalność inwestycyjną, natomiast w pasywach zwiększeniu uległ kapitał podstawowy Spółki o 900 mln zł oraz kapitał zapasowy o wpływy stanowiące nadwyżkę ze sprzedaży akcji powyżej ich ceny nominalnej o 1.740,1 mln zł.

Przeprowadzona restrukturyzacja zadłużenia widoczna jest w zmianie struktury pasywów. W wyniku zaciągnięcia nowego kredytu konsorcjalnego zwiększeniu uległy zobowiązania długoterminowe o kwotę 2.254,8 mln zł, natomiast spłata euroobligacji w głównej mierze wpłynęła na spadek zobowiązań krótkoterminowych w pozycji kredyty, pożyczki i papiery dłużne o 3.468,5 mln zł.

Zawarcie ze Spółką OGP Gaz-System Sp. z o.o. umowy leasingu aktywów przesyłowych skutkowało następującymi zmianami w bilansie PGNiG S.A.:

- wartość rzeczowych środków trwałych została pomniejszona o wartość księgową netto majątku w wysokości 1.890,8 mln zł, który został wyleasingowany na rzecz OGP Gaz-System Sp. z o.o.
- w ramach należności długoterminowych wprowadzona została wartość odpowiadająca części kapitałowej długoterminowych należności PGNiG S.A., z tytułu umowy leasingu w wysokości 3.982,9 mln zł wartość ta podlega rozliczeniu w czasie z uwzględnieniem spłat kolejnych rat kapitałowych
- w pasywach w pozycji rozliczenia międzyokresowe pojawiła się wartość różnicy pomiędzy wartością części kapitałowej należności PGNiG S.A. z tytułu umowy leasingu a wartością księgową netto leasingowanego majątku w wysokości 2.394,9 mln zł.

Efekt wydzielenia sektora przesyłu widoczny jest również w zwiększeniu należności krótkoterminowych, stanowiących wierzytelności z tytułu leasingu majątku przesyłowego z terminem zapadalności poniżej jednego roku.

Spadek wartości aktywów trwałych spowodowany jest sukcesywną spłatą rat leasingowych przez OGP Gaz-System Sp. z o.o., a także wypłatą z zysku dywidendy na rzecz Skarbu Państwa w formie rzeczowej. Wypłata dywidendy z zysku wypracowanego w 2004 roku wyniosła 500 mln zł, natomiast za 2005 rok wyniesie 885 mln zł.

Stan zapasów zwiększył się o 170,8 mln zł (28%) w stosunku do I półrocza poprzedniego roku. Wykazywane w bilansie zapasy stanowi przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach gazu. Wzrost wartości magazynowanego gazu wynika głównie ze wzrostu jednostkowych kosztów nabycia gazu z importu. Dodatkowo na wzrost wartości zapasów wpłynęła konieczność utrzymywania zwiększonych zapasów ropy naftowej, co było spowodowane utratą dwóch znaczących odbiorców - Rafinerię Trzebinia S.A. oraz Rafinerię Czechowice S.A. Wolumeny niezrealizowanych dostaw do wymienionych odbiorców zostały zmagazynowane w wynajętych od Rafinerii Trzebinia S.A. zbiornikach magazynowych w celu zapewnienia odpowiednich parametrów jakościowo-ilościowych.

Podsumowując w I półroczu 2006 roku działalność PGNiG S.A. w dalszym ciągu charakteryzuje się wzrostem efektywności gospodarowania, a zrealizowany przez PGNiG S.A. wzrost podstawowych wskaźników ekonomicznych nastąpił pomimo utraty wysokiej marży z działalności przesyłowej.

3. Przewidywana sytuacja finansowa

Kluczowy wpływ na wyniki PGNiG S.A. będzie miała sytuacja w zakresie kształtowania się cen produktów ropopochodnych, a tym samym cen gazu z importu. Globalny rynek w zakresie tych produktów cechuje się dużą niepewnością i zmiennością. Zgodnie jednak z występującymi w kontraktach importowych formułami cenowymi w najbliższych okresach należy spodziewać się dalszego wzrostu cen pozyskania gazu z importu.

Podstawowe znacznie dla wyników w drugiej połowie 2006 roku będzie miało stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie akceptacji podwyżek cen gazu. Aktualnie

Urząd Regulacji Energetyki rozpatruje wniosek o wzrost taryfy na gaz dla odbiorców hurtowych o 4,9%. Nowa taryfa mogłaby wejść w życie w połowie albo pod koniec września 2006 roku.

Wysokie notowania cen produktów ropopochodnych prowadzą równocześnie do zwiększenia rentowności działalności wydobywczej PGNiG S.A. Najważniejsze znaczenie ma ropa naftowa, która w pierwszej połowie 2006 roku przyniosła spółce ponad 345 mln zł przychodów (wzrost o 5,1% w stosunku do pierwszego półrocza 2005 roku). W drugiej połowie 2006 roku zakłada się utrzymanie wysokiej rentowności działalności wydobywczej i intensyfikację inwestycji w celu zwiększenia krajowego wydobycia gazu i ropy naftowej.

Dodatkowo na sytuację finansową PGNiG S.A. istotny wpływ ma sytuacja na rynkach walutowych. Rynek walutowy charakteryzuje się dużą niepewnością i zmiennością. W 2005 roku różnica pomiędzy kursem minimalnym a maksymalnym USD wyniosła ponad 18,6%. W pierwszym półroczu 2006 roku różnica ta wyniosła 10,3%. Natomiast w przypadku EUR różnice w 2005 roku wynosiły ponad 11,8%, a w pierwszym półroczu 2006 roku różnice te wyniosły 9,3%. Należy zaznaczyć, że w przypadku wzrostu cen pozyskania gazu z importu (w tym także kursów walutowych) w rozmiarze do 5% od założeń wniosku taryfowego, PGNiG S.A. nie ma formalnych podstaw prawnych do wystąpienia do URE o zmianę taryfy i przeniesienia tego wzrostu na odbiorców. Ryzyko związane ze znacznym wzrostem kursów walutowych, a co za tym idzie kosztów pozyskania gazu z importu, jest ograniczane poprzez prowadzenie aktywnej polityki zabezpieczeń.

Na sytuację finansową PGNiG S.A. pozytywny wpływ będzie również miała kontynuacja programu restrukturyzacji zatrudnienia, wzmocnienie dyscypliny budżetowej oraz wdrożenie zintegrowanego systemu zarządzania.

Rozdział VIII: Pozostałe wydarzenia

Podział zysku za rok 2005

W dniu 27 czerwca 2006 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwałę o podziale zysku netto za 2005 rok w wysokości 1.132.2 mln zł. Zysk został podzielony w następujący sposób:

- kwotę 885 mln zł przeznaczono na wypłatę dywidendy (co oznacza, że na jedną akcję przypada 0,15 zł), z czego:
 - kwotę 750 mln zł w formie dywidendy pieniężnej lub niepieniężnej dla Skarbu Państwa, której przedmiot i sposób wyceny określi odrębna uchwała Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia podjęta na podstawie § 63 ust. 7 statutu Spółki
 - kwotę 135 mln zł w formie dywidendy pieniężnej dla pozostałych akcjonariuszy
- kwotę 7,3 mln zł przeznaczono na zwiększenie zakładowego funduszu świadczeń socjalnych
- kwotę 27,6 mln zł przeznaczono na nagrody dla pracowników
- kwotę 8 mln zł przeznaczono na fundusz restrukturyzacji zatrudnienia
- kwotę 204,3 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki.

Jednocześnie Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. postanowiło ustalić dzień dywidendy na dzień 27 lipca 2006 roku oraz ustaliło termin wypłaty dywidendy na dzień 2 października 2006 roku.

Redukcja zadłużenia Spółki

W dniu 12 lipca 2006 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję o tymczasowym wykorzystaniu posiadanych przez Spółkę środków pieniężnych, w tym środków uzyskanych z podwyższenia kapitału zakładowego we wrześniu 2005 roku na redukcję zadłużenia Spółki o 600 mln EUR. Spłata zadłużenia nastąpi po zapewnieniu przez Spółkę dostępności środków przynajmniej w tej samej wysokości w formie odnawialnej linii kredytowej. Obecny stan płynnych środków pieniężnych na rachunkach bankowych i powierniczych oraz prognoza przepływów pieniężnych w horyzoncie do końca bieżącego roku wskazują, iż Spółka będzie dysponować wystarczającą ilością własnych zasobów gotówkowych do obsługi bieżącej działalności operacyjnej i inwestycyjnej.

Współpraca z PKN Orlen

Dnia 14 lipca 2006 roku PGNiG S.A. i PKN Orlen podpisały list intencyjny o współpracy. Obie firmy zamierzają rozpocząć prace w ramach wspólnych przedsięwzięć w zakresie poszukiwania oraz wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego w kraju i na świecie. Firmy deklarują też intencję prowadzenia dyskusji w zakresie działań mających na celu zwiększenie sprzedaży sprężonego gazu ziemnego (CNG) do zasilania pojazdów. Spółki zbadają również możliwości współpracy w związku z projektem importu skroplonego gazu ziemnego (LNG) do Polski.

Niepubliczna emisja obligacji dla podmiotów GK PGNiG

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. w dniu 28 lipca 2006 roku podjęło decyzję o niepublicznych emisjach obligacji dla podmiotów Grupy Kapitałowej PGNiG w ramach programu emisji obligacji. Emisja wewnętrzna pozwoli na bardziej efektywne wykorzystanie środków w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG Spółki posiadające nadpłynność będą mogły inwestować swoje nadwyżki w obligacje emitowane przez PGNiG S.A., natomiast spółki potrzebujące środków pieniężnych będą mogły zaciągać pożyczki od PGNiG S.A. Maksymalna wartość nominalna wyemitowanych i nie wykupionych obligacji nie przekroczy 500 milionów złotych. Program będzie ustanowiony na 3 lata. Jednostkowa wartość nominalna nie będzie niższa niż 10.000 zł. Obligacje będą emitowane na warunkach rynkowych. Program dopuszcza emisje o oprocentowaniu stałym, zmiennym oraz emisje po cenie z dyskontem.

Umowy przesyłowe z OGP Gaz-System Sp. z o.o.

31 sierpnia 2006 roku PGNiG S.A. podpisała z Operatorem Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. dwie umowy przesyłowe. Przedmiotem umów jest świadczenie usług przesyłu gazu wysokometanowego oraz zaazotowanego wraz z określeniem warunków dostarczania paliwa gazowego do systemu przesyłowego i odbierania go z systemu przesyłowego. Umowy obowiązują od 1 września 2006 roku do 30 września 2007 roku.

Umowa z Energetyka Sp. z o.o.

Aktualnie prowadzone są rozmowy pomiędzy Energetyka Sp. z o.o. i PGNiG S.A. przy udziale KGHM Polska Miedź S.A., dotyczące weryfikacji kontraktów na dostawę gazu zawartych w dniu 1 grudnia 2003 roku, w zakresie warunków i wielkości dostaw.