

POLSKIE GÓRNICCTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO S.A.



**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ZA ROK 2005**

WARSZAWA, 30 kwietnia 2006

Spis rozdziałów

Spis rozdziałów	1
Rozdział I: Podstawowe dane o Grupie Kapitałowej PGNiG.....	4
1. Powstanie PGNiG S.A.	4
2. Struktura organizacyjna Grupy Kapitałowej PGNiG.....	5
3. Zmiany struktury GK PGNiG w 2005 roku	9
4. Zatrudnienie	9
Rozdział II: Organy Spółki PGNiG S.A.	9
1. Zarząd.....	9
1.1. Zmiany w Zarządzie.....	9
1.2. Podział kompetencji członków Zarządu	9
1.3. Umowy z członkami Zarządu	9
1.4. Prokurenci	9
2. Rada nadzorcza	9
Rozdział III: Zmiany w zasadach zarządzania.....	9
Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne	9
1. Prawo Energetyczne.....	9
1.1. Koncesje.....	9
1.2. Polityka taryfowa	9
1.3. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.	9
1.4. Zmiany w taryfach Spółek Gazownictwa	9
1.5. Ryzyka taryfowe	9
2. Prawo geologiczne i górnicze.....	9
Rozdział V: Publiczna emisja akcji.....	9
Rozdział VI: Struktura akcjonariatu.....	9
Rozdział VII: Obrót.....	9
1. Struktura sprzedaży i zakupów.....	9
2. Podstawowe umowy handlowe	9
3. Planowane działania w obszarze obrotu.....	9
4. Ryzyka w obszarze obrotu	9

Rozdział VIII: Dystrybucja	9
1. Działalność Spółek Gazownictwa w 2005 roku.....	9
2. Planowane kierunki rozwoju Spółek Gazownictwa.....	9
3. Ryzyka w obszarze dystrybucji.....	9
Rozdział IX: Poszukiwania złóż	9
1. Prace poszukiwawcze w 2005 roku.....	9
2. Działalność Spółek sektora poszukiwań	9
3. Wspólne przedsięwzięcia	9
4. Planowane kierunki prac poszukiwawczych.....	9
5. Ryzyka działalności poszukiwawczej	9
Rozdział X: Eksploatacja złóż.....	9
1. Prace w obszarze eksploatacji złóż w 2005 roku	9
2. Inwestycje w obszarze górnictwa naftowego.....	9
3. Perspektywy rozwoju działalności PGNiG S.A.	9
4. Ryzyka i zagrożenia	9
5. Ochrona środowiska naturalnego	9
Rozdział XI: Przesył.....	9
Rozdział XII: Pozostałe wydarzenia	9
1. Wyniki finansowe w 2005 roku	9
1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe	9
1.2. Omówienie sytuacji finansowej	9
1.3. Transakcje z podmiotami powiązаныmi.....	9
2. Zarządzanie finansowe	9
2.1. Inwestycje krótkoterminowe	9
2.2. Zaciągnięte kredyty i pożyczki	9
2.3. Udzielone pożyczki i gwarancje	9
2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym	9
3. Przewidywana sytuacja finansowa.....	9

Rozdział I: Podstawowe dane o Grupie Kapitałowej PGNiG

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.

Podpisanie przez Ministra Skarbu aktu przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego w spółkę akcyjną stanowiło wykonanie rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 30 września 1996 roku w sprawie przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa.

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 została wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem 0000059492.

W wyniku realizacji zobowiązań przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 5 października 2004 roku „Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.” w dniu 24 maja 2005 roku decyzją Komisji Papierów Wartościowych i Giełd akcje PGNiG S.A. zostały dopuszczone do obrotu publicznego.

W dniu 6 października 2005 roku postanowieniem Sądu Rejonowego dla m. st. Warszawy zarejestrowane zostało podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG S.A. W wyniku podwyższenia kapitał zakładowy Spółki wynosi obecnie 5.900 mln zł i dzieli się na 5.900.000.000 akcji, w tym:

- akcje na okaziciela serii „A” w liczbie 4.250.000.000 o łącznej wartości nominalnej 4.250 mln złotych,
- akcje na okaziciela serii „A1” w liczbie 750.000.000 o łącznej wartości nominalnej 750 mln złotych
- akcje na okaziciela serii „B” w liczbie 900.000.000 o łącznej wartości nominalnej 900 mln złotych.

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

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

Obszar działalności Grupy Kapitałowej PGNiG obejmuje poszukiwanie złóż, import gazu ziemnego, wydobycie z krajowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, magazynowanie paliw gazowych oraz obrót i dystrybucję gazu ziemnego. Grupa Kapitałowa PGNiG jest głównym importerem gazu z Rosji, krajów Azji Środkowej, Norwegii, Niemiec, jak i głównym producentem gazu ziemnego ze złóż krajowych. Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej jest jednym z kluczowych czynników zapewniających Spółce konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu. Obrót detaliczny i dystrybucja gazu ziemnego stanowią integralny obszar działalności gospodarczej Grupy Kapitałowej PGNiG. Działalność ta prowadzona jest przez Spółki Gazownictwa, które są strategicznymi podmiotami w Grupie Kapitałowej PGNiG. Spółki Gazownictwa prowadzą również działalność w obszarze eksploatacji, remontów oraz rozbudowy systemu dystrybucyjnego.

Obrót i dystrybucja gazu ziemnego stanowiące, obok wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, podstawową działalność Grupy Kapitałowej PGNiG są regulowane przez Prawo Energetyczne, czego konsekwencją jest koncesjonowanie działalności oraz uzależnienie przychodów Grupy Kapitałowej od poziomu taryf dla paliw gazowych zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Działalność poszukiwawczo-wydobywcza regulowana jest przez Prawo geologiczne i górnicze i zgodnie z nim prowadzona jest na podstawie posiadanych koncesji.

2. Struktura organizacyjna Grupy Kapitałowej PGNiG

Grupa Kapitałowa PGNiG składa się ze spółek prawa handlowego o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym. Podmiotem dominującym Grupy jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2005 roku Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. posiadała udziały lub akcje w 56 spółkach prawa handlowego, w tym:

- 25 spółek, w których PGNiG S.A. posiadała ponad 50% akcji/udziałów
- 17 spółek, w których PGNiG S.A. posiadała od 20% - 50% akcji/udziałów
- 14 spółek z udziałem kapitałowym PGNiG S.A. poniżej 20%.

Łączna wartość nominalna zaangażowania kapitałowego PGNiG S.A. w spółkach prawa handlowego według stanu na 31 grudnia 2005 roku wynosiła 6.543,4 mln zł.

Wykaz spółek, w których PGNiG S.A. posiada co najmniej 5% akcji/udziałów, na dzień 31 grudnia 2005 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)	3 780 000,00	1 515 000,00	40,08%
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

W ramach Grupy Kapitałowej ze względu na obszar działalności oraz istotność dla funkcjonowania Grupy spółki podzielono na następujące grupy:

- spółki strategiczne
- spółki podstawowe
- spółki celowe
- spółki pozostałe (istotne i nieistotne).

Spółki strategiczne

Spółkami strategicznymi w Grupie Kapitałowej PGNiG są Spółki Gazownictwa. Spółki prowadzą działalność w zakresie obrotu detalicznego i dystrybucji gazu ziemnego, obsługi handlowej a także działalność w obszarze eksploatacji, remontów oraz rozbudowy systemu dystrybucyjnego. Spółki zostały utworzone na bazie 23 Zakładów Gazowniczych, poprzez wniesienie aportem majątku. Obszar działalności Spółek Gazownictwa pokrywa całe terytorium Polski. Spółki te dostarczają gaz do ponad 6 milionów odbiorców, w tym przedsiębiorców i gospodarstw domowych. Najliczniejszymi klientami Spółek Gazownictwa są odbiorcy indywidualni (powyżej 95%).

Do Spółek strategicznych należą:

- Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Spółki podstawowe

Spółki podstawowe są spółkami o istotnym znaczeniu dla Grupy Kapitałowej PGNiG, których przedmiot działania i faktycznie wykonywane funkcje zabezpieczają realizację podstawowych zadań PGNiG S.A. oraz ułatwiają rozszerzenie źródeł pozyskiwania gazu i rynku sprzedaży gazu. Większość podmiotów zaklasyfikowana do tej grupy utworzona została na bazie oddziałów PGNiG S.A. Są to spółki działające w obszarze poszukiwania złóż, badań geofizycznych, serwisów, usług tranzytu gazu oraz usług projektowych.

Do spółek podstawowych zaliczane są:

- 3 spółki poszukiwawcze (PNiG Kraków Sp. z o.o., PNiG Jasło Sp. z o.o., PNiG NAFTA Sp. z o.o. w Pile) - spółki te wykonują przede wszystkim prace wiertnicze w kraju i za granicą; mają one kluczowy wpływ na osiągnięcie celów strategicznych GK PGNiG w zakresie zwiększania wydobycia krajowego gazu ziemnego i ropy naftowej oraz utrzymywania wskaźnika odnawialności zasobów na pożądanym poziomie
- 2 spółki serwisowe (PN „Diament” Sp. z o.o., Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.) - zadaniem tej grupy spółek jest świadczenie usług specjalistycznych serwisów niezbędnych do realizacji zadań poszukiwawczych i eksploatacyjnych oraz na potrzeby górnictwa otworowego
- 2 spółki geofizyczne (GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o., GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.) - spółki geofizyki są ważnymi spółkami podstawowymi w obszarze poszukiwania złóż; spółki świadczą usługi w kraju i za granicą w zakresie sejsmiki polowej, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych, pomiarów geofizycznych i itp.
- 2 spółki obsługujące System Gazociągów Tranzytowych (SGT „EUROPOL GAZ” S.A., GAS-TRADING S.A.) - spółki tej grupy udostępniają moce przesyłowe w pierwszej nitce polskiego odcinka systemu gazociągów tranzytowych oraz realizują usługę przesyłu gazu ziemnego w ramach udostępnionych mocy od granicy Republiki Białoruskiej z Rzeczpospolitą Polską, do końcowych punktów zdawczo-odbiorczych gazu we Włocławku oraz Lwówku, jak również od granicy Republiki Federalnej Niemiec z Rzeczpospolitą Polską do wyżej wymienionych punktów zdawczo-odbiorczych. Z tego punktu widzenia Spółki pozostają ważnym ogniwem spółek podstawowych mających wpływ na dostawy gazu dla całej Grupy Kapitałowej
- spółka projektowa (BSiPG „Gazoprojekt” S.A.) – spółka ze względu na prowadzone prace doradcze i projektowe oraz specjalizację związaną z problemami funkcjonowania gazownictwa, została zaliczona do spółek podstawowych jako spółka wspomagająca procesy funkcjonowania całej Grupy Kapitałowej.

Spółki celowe

Spółki celowe są spółkami powołanymi do realizacji długoterminowych celów strategicznych Grupy Kapitałowej PGNiG, po analizie osiągniętych efektów (stopień realizacji celu, poziom przychodów) i perspektyw na przyszłość zostają przesunięte do grupy spółek podstawowych lub rozwiązane/sprzedane, jeśli nie spełniły oczekiwań.

Do grupy spółek celowych należą:

- PGNiG Finance B.V. – Spółka zawiązana do obsługi emisji obligacji PGNiG S.A. denominowanych w EUR
- Górnictwo Naftowe Sp. z o.o. – zawiązana w dniu 22 grudnia 2000 roku; przesłanką jej utworzenia była realizacja przyjętej przez Radę Ministrów w dniu 23 maja 2000 roku „Zmiany programu restrukturyzacji organizacyjnej państwowego przedsiębiorstwa użyteczności publicznej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo”; kapitał zakładowy Spółki wynosi 50.000 zł. Spółka nie prowadzi działalności operacyjnej
- InterTransGas GmbH – przedmiotem działalności Spółki jest projektowanie, budowa, eksploatacja i sprzedaż mocy przesyłowych infrastruktury służącej do przesyłu gazu na zlecenie osób trzecich i na własną rzecz oraz świadczenie usług związanych z przesyłem gazu w sieciach osób trzecich; pełna realizacja powyższych przedsięwzięć wymaga wcześniejszego podwyższenia kapitału przez wspólników; jednym z celów zawiązania Spółki jest budowa i eksploatacja interkonektora Börnicke – Police łączącego polski i europejski system przesyłowy oraz umożliwienie prowadzenia poza granicami Polski działalności związanej z przesyłem gazu
- InterGasTrade GmbH – celem powołania Spółki jest obrót gazem ziemnym, a działalność Spółki koncentrować się ma na handlu gazem i innymi nośnikami energii na terenie Europy
- „Dewon” Z.S.A. – celem przystąpienia PGNiG S.A. do Spółki było uzyskanie dostępu do zagranicznych złóż surowców naturalnych, ich eksploatacja oraz import do Polski
- INVESTGAS S.A. – Spółka powstała w celu prowadzenia obsługi operatorskiej KPMG Mogilno
- NYSAGAZ Sp. z o.o. – celem zawiązania spółki było prowadzenie modernizacji (pod kątem wykorzystania gazu ziemnego) i eksploatacja elektrociepłowni oraz świadczenie usług w dziedzinie zaopatrzenia w energię i jej wytwarzanie
- „Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o. – spółka powstała do realizacji projektów inwestycyjnych w zakresie produkcji energii elektrycznej i ciepłej z wykorzystaniem gazu ziemnego, w tym eksploatacja i serwis tzw. agregatów kogeneracyjnych.

Pozostałe istotne spółki

Pozostałymi istotnymi spółkami działającymi w Grupie Kapitałowej PGNiG są spółki wspomagające procesy działania Grupy, przynoszące wartość dodaną w postaci unikalnych usług. Do spółek tej grupy zaliczone zostały „BUD-GAZ” PPUH Sp. z o.o., BUG Gazobudowa Sp. z o.o., ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli, ZUN Naftomet Sp. z o.o. oraz Geovita Sp. z o.o.

Pozostałe nieistotne spółki

Pozostałe nieistotne spółki działające w Grupie Kapitałowej PGNiG są spółkami nie związanymi bezpośrednio z przedmiotem działania PGNiG S.A. lub nie wspomagającymi z zasadniczy sposób działalności Grupy Kapitałowej. Do tej grupy należą spółki, które

prowadzą budowę, remonty i renowację gazociągów oraz spółki, których akcje i udziały objęte zostały w wyniku bankowego postępowania ugodowego, a także spółki, w których PGNiG S.A. nie posiada znaczącego pakietu udziałów / akcji lub których cel nie uzasadnia dalszego pozostawiania w związkach kapitałowych z PGNiG S.A.

Wykaz jednostek podlegających konsolidacji w 2005 roku

Spółki konsolidowane metodą pełną

- Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.
- GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.
- Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.
- Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.
- Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.
- Poszukiwania Naftowe „Diament” Sp. z o.o.
- Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.
- Budownictwo Urządzeń Gazowniczych Gazobudowa Sp. z o.o.
- Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o.
- Geovita Sp. z o.o.
- PGNiG Finance B.V.
- Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o. w upadłości
- NAFT – STAL Sp. z o.o. (podmiot pośrednio zależny przez BN Naftomontaż Sp. z o.o.)
- BSiPG „Gazoprojekt” S.A.

Spółki konsolidowane metodą praw własności

- SGT „EUROPOL GAZ” S.A.
- GAS – TRADING S.A.
- INVESTGAS S.A.

3. Zmiany struktury GK PGNiG w 2005 roku

Najistotniejszym wydarzeniem mającym wpływ na strukturę Grupy Kapitałowej PGNiG było zawarcie w dniu 28 kwietnia 2005 roku pomiędzy PGNiG S.A. a Skarbem Państwa Umowy darowizny 100% udziałów spółki PGNiG – Przesył Sp. z o.o., które to udziały z chwilą podpisania Umowy stały się własnością Skarbu Państwa. Dokonanie tej operacji było jednym z koniecznych elementów, od którego spełnienia uzależniono wyrażenie zgody na publiczną emisję nowej serii akcji PGNiG S.A.

W trakcie 2005 roku sprzedano akcje oraz udziały pięciu spółek, tj.: GAZSTAL S.A., Huta Ostrowiec S.A. w upadłości, Huta Łaziska S.A., BOŚ S.A. oraz WS IGLOOMEAT - SOKOŁÓW Sp. z o.o. Podstawowym argumentem, który zdecydował o podjęciu decyzji w zakresie zbycia wyżej wymienionych jednostek był brak zgodności prowadzonej działalności

tych Spółek z podstawowym przedmiotem działania PGNiG S.A. lub PGNiG S.A. była mniejszościowym akcjonariuszem/udziałowcem tych podmiotów.

Zmiany zaangażowania PGNiG S.A. w spółkach prawa handlowego wynikały również z zakończenia postępowań likwidacyjnych oraz upadłościowych w stosunku do niektórych spółek i w rezultacie wykreślenia tych podmiotów z rejestru przedsiębiorców w Krajowym Rejestrze Sądowym. Dotyczyło to spółki Gaztec Sp. z o.o. w likwidacji, HSW – Zakład Hutniczy Sp. z o.o. w upadłości. Ponadto PGNiG S.A. uzyskała zaświadczenia z KRS z dnia 21 kwietnia 2006 roku o wykreśleniu z rejestru przedsiębiorców następujących podmiotów: HSW – Zakład Mechaniczny Sp. z o.o. w upadłości oraz PZUO WARMA S.A. w upadłości.

W 2005 roku PGNiG S.A. wyodrębniała nowe podmioty, obejmowała udziały w zawiązywanych spółkach oraz zwiększała dotychczasowe poziomy zaangażowania kapitałowego w spółkach. Zmiany w strukturze Grupy Kapitałowej PGNiG wynikające z tych działań zostały przedstawione poniżej.

1. Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. z siedzibą w Krośnie, został zarejestrowany w dniu 6 lipca 2005 roku. PGNiG S.A. wniosła do nowej Spółki wkład niepieniężny w postaci składników majątkowych stanowiących zorganizowaną część przedsiębiorstwa PGNiG S.A. w rozumieniu art. 55 Kodeksu cywilnego, na którą składał się Oddział PGNiG S.A. Zakład Robót Górniczych z siedzibą w Krośnie. Na skutek tego oddział PGNiG S.A. pod tą nazwą zaprzestał prowadzenia działalności, a w dniu 2 lutego 2006 roku został wykreślony z rejestru przedsiębiorców w Krajowym Rejestrze Sądowym. Wartość objętych przez PGNiG S.A. wszystkich udziałów osiągnęła łączną kwotę 26.802.000 zł.
2. W pierwszej połowie 2005 roku PGNiG S.A. wspólnie z partnerem niemieckim VNG AG utworzyła spółki joint venture w celu zaprojektowania i realizacji budowy połączenia (interconnectora) zlokalizowanego w północno zachodniej części Polski. W dniu 30 czerwca 2005 roku Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał zgody na utworzenie spółek InterGasTrade GmbH i InterTransGas GmbH. W dniu 1 lipca 2005 roku w Poczdamie PGNiG S.A. oraz niemiecka spółka VNG-Verbundnetz Gas AG podpisały dwie umowy założycielskie spółek na prawie niemieckim.

Powstałe spółki to :

- InterTransGas GmbH (ITG GmbH) – zajmująca się przesyłem gazu ziemnego
- InterGasTrade GmbH (IGT GmbH) – zajmująca się obrotem gazem ziemnym.

Obaj partnerzy objęli po 50 % udziałów w każdej ze spółek. Kapitał zakładowy założonych spółek wynosi po 200.000 EUR. Siedzibą obu spółek jest Poczdam. Rejestracja spółki InterTransGas GmbH miała miejsce w dniu 9 sierpnia 2005 roku. Nie dokonano dotychczas rejestracji spółki InterGasTrade GmbH. Powodem wstrzymania rejestracji są zastrzeżenia partnera niemieckiego do uzasadnienia decyzji Prezesa UOKiK wyrażającej zgodę na dokonanie koncentracji. Wspólnicy (VNG AG i PGNiG S.A.) zdecydowali się wstrzymać rejestrację spółki do czasu uzyskania ponownej decyzji UOKiK. W związku z powyższym partnerzy nie opłacili kapitału zakładowego, a dokumenty założycielskie spółki są przechowywane u notariusza. Ponowna decyzja Prezesa UOKiK została uzyskana w dniu 18 stycznia 2006 roku.

3. Dokonane zostały podwyższenia kapitału zakładowego w Spółkach Gazownictwa w formie aportu rzeczowego, Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 4.627.000 zł do poziomu 1.570.832.000 zł, Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 1.793.000 zł do poziomu 999.634.000 zł, Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 1.654.000 zł do poziomu 552.762.000 zł oraz Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 341.000 zł do poziomu 563.031.000 zł.
4. Zwiększeniu uległo zaangażowanie kapitałowe PGNiG S.A. w spółce BN Naftomontaż Sp. z o.o. w upadłości. Zgodnie z zawartym przez wierzycieli układem PGNiG S.A. objęła w podwyższonym kapitale zakładowym 14.000 udziałów o łącznej wartości 14.000.000 zł. W wyniku zatwierdzonego przez Sąd Rejonowy w Krośnie układu upadłościowego spółki BN Naftomontaż Sp. z o.o. z wierzycielami, w dniu 4 lipca 2005 roku zarejestrowane zostało podwyższenie kapitału zakładowego spółki, będące elementem układu. W związku z powyższym udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym spółki obniżył się do poziomu 88,83%. Rezultatem realizowanego programu naprawczego na koniec 2005 roku spółka BN Naftomontaż Sp. z o.o. osiągnęła 864.000 zł zysku brutto.
5. PGNiG S.A. zwiększyła zaangażowanie kapitałowe w spółce NYSAGAZ Sp. z o.o. do kwoty 1.887.000 zł poprzez objęcie w podwyższonym kapitale zakładowym 8.670 udziałów o łącznej wartości 867.000 zł.
6. PGNiG S.A. zwiększyła zaangażowanie kapitałowe w spółce Geovita Sp. z o.o. poprzez objęcie w podwyższonym kapitale zakładowym 275 udziałów o łącznej wartości 275.000 zł.
7. PGNiG S.A. zwiększyła zaangażowanie kapitałowe w spółce BUD – GAZ Sp. z o.o. do kwoty 51.760 zł poprzez objęcie całości podwyższanego kapitału zakładowego o łącznej wartości 48.525 zł.

W 2005 roku były prowadzone działania prywatyzacyjne w stosunku do następujących spółek zależnych:

- ZUN Naftomet Sp. z o.o.
- BUG Gazobudowa Sp. z o.o.
- Zakład Remontowy Urządzeń Gazowniczych Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli.

4. Zatrudnienie

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

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

W latach 2004-2005 Programem w różnych formach objęto 3.260 pracowników w tym:

- w oddziałach Spółki PGNiG S.A. - 1.055 osób
- w Spółkach Gazownictwa - 1.385 osób
- w pozostałych spółkach zależnych - 713 osób
- w ROP-ach (do 30 czerwca 2005 roku) - 107 osób.

W wyniku realizacji Programu, w zakresie wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych w powyższym okresie, oszczędności wyniosły 144 mln zł, zaś efekt restrukturyzacji, po uwzględnieniu kosztów restrukturyzacji i konsekwencji finansowych wynikających z niezbędnych przyjęć do pracy, osiągnął wielkość 61 mln zł. Bezwzględny stan zatrudnienia w podmiotach objętych Programem w okresie od 1 stycznia 2003 roku do 31 grudnia 2005 roku zmniejszył się o 5.511 osób (uwzględniając transfer 2.181 osób związany z wydzieleniem OGP Gaz-System Sp. z o.o. poza GK PGNiG).

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 31 grudnia 2005 roku wchodziły cztery osoby:

- Jan Anysz – Wiceprezes Zarządu
- Marek Foltynowicz – Wiceprezes Zarządu
- Mieczysław Jakiel – Wiceprezes Zarządu
- Franciszek Krok – Wiceprezes Zarządu

przy czym Rada Nadzorcza PGNiG S.A. w dniu 25 listopada 2005 roku zawiesiła w czynnościach Marka Foltynowicza.

W roku 2005 miały miejsce następujące zmiany w składzie Zarządu PGNiG S.A.:

W dniu 10 stycznia 2005 roku Rada Nadzorcza powołała w skład Zarządu PGNiG S.A. Jana Anysza wybranego przez pracowników Spółki.

W dniu 29 kwietnia 2005 roku, w związku z wygaśnięciem mandatu, funkcję członka Zarządu PGNiG S.A. przestał pełnić Jerzy Staniewski – Wiceprezes Zarządu.

W dniu 25 listopada 2005 roku z funkcji członków Zarządu PGNiG S.A. zrezygnowali Marek Kossowski – Prezes Zarządu oraz Paweł Kamiński – Wiceprezes Zarządu.

Uchwałą Walnego Zgromadzenia z dnia 12 grudnia 2005 roku Marek Foltynowicz oraz Mieczysław Jakiel zostali odwołani z funkcji członków Zarządu ze skutkiem na dzień 1 stycznia 2006 roku.

W dniu 17 lutego 2006 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała w skład Zarządu 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.

Bogusław Marzec został powołany przez Radę Nadzorczą PGNiG S.A. na stanowisko Prezesa Zarządu w dniu 25 kwietnia 2006 roku.

Zarząd działa na podstawie przepisów prawa, ze szczególnym uwzględnieniem przepisów Kodeksu spółek handlowych, oraz postanowień Statutu Spółki i Regulaminu Zarządu PGNiG S.A. Regulamin jest uchwalany przez Zarząd i zatwierdzany przez Radę Nadzorczą. W 2005 roku dokonano zmiany Regulaminu Zarządu, polegającej przede wszystkim na dostosowaniu postanowień regulujących zakres spraw wymagających uchwały Zarządu do treści Statutu PGNiG S.A. Zgodnie ze zmienionym punktem 2 w części III tego Regulaminu, uchwały Zarządu wymagają w szczególności:

1. przyjęcie regulaminu Zarządu
2. przyjęcie regulaminu organizacyjnego przedsiębiorstwa Spółki
3. tworzenie i likwidacja oddziałów
4. powołanie prokurenta
5. zaciąganie i udzielanie pożyczek oraz zaciąganie kredytów, z zastrzeżeniem § 33 ust. 2 pkt 4 Statutu Spółki
6. przyjęcie rocznych planów działalności gospodarczej (planów rzeczowo-finansowych), planów inwestycyjnych, strategicznych planów wieloletnich oraz planów inwestycyjnych związanych z rozwojem systemu przesyłowego z zastrzeżeniem § 33 ust. 1 pkt 6 Statutu Spółki
7. zaciąganie zobowiązań warunkowych, w tym udzielanie przez Spółkę gwarancji, poręczeń oraz wystawianie weksli, z zastrzeżeniem § 33 ust. 2 pkt 3 Statutu Spółki
8. zbycie i nabycie składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości lub udziałów w nieruchomości, o wartości równej lub przekraczającej równowartość kwoty 50.000 EUR w złotych polskich, z zastrzeżeniem postanowień § 33 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz § 56 ust. 3 pkt 2 i 3 Statutu Spółki
9. sprawy, o których rozpatrzenie Zarząd zwraca się do Rady Nadzorczej lub Walnego Zgromadzenia
10. dokonywanie czynności prawnych, których wartość przekracza 100.000 EUR, w szczególności zaciąganie kredytów i pożyczek, udzielanie gwarancji kredytowych i poręczeń majątkowych, zbywanie i nabywanie majątku trwałego z zastrzeżeniem wymogu art.5 ust.3 ustawy z dnia 8 sierpnia 1996 roku o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa (Dz.U. Nr 106 poz. 493 z późniejszymi zmianami).

1.2. Podział kompetencji członków Zarządu

Do Regulaminu Zarządu wprowadzone zostały również postanowienia regulujące kwestie związane z podziałem kompetencji pomiędzy członkami Zarządu, dotychczas uregulowane jedynie w Regulaminie organizacyjnym PGNiG S.A. Zgodnie z dodanym punktem 6 w części III Regulaminu Zarządu, Zarząd dokonuje w formie uchwały, podziału kompetencji pomiędzy poszczególnych swoich członków, co do obszarów zarządzania i nadzoru, za które dany członek Zarządu jest odpowiedzialny. Nowym elementem zapisów dotyczących uchwały kompetencyjnej jest postanowienie punktu 7 części III Regulaminu Zarządu, który stanowi, iż

uchwała Zarządu, w sprawie podziału kompetencji pomiędzy członkami Zarządu zatwierdzana jest przez Radę Nadzorczą i wchodzi w życie z dniem podjęcia przez Radę Nadzorczą stosownej uchwały w tej sprawie.

1.3. Umowy z członkami Zarządu

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. na dzień 31 grudnia 2005 roku zatrudniała wymienionych poniżej Członków Zarządu na podstawie umowy o pracę (na czas nieokreślony), którym może być przyznana odprawa w wysokości nie wyższej niż trzykrotność wynagrodzenia miesięcznego:

- Marek Kossowski – rozwiązanie umowy o pracę nastąpiło 30 kwietnia 2006 roku
- Paweł Kamiński – rozwiązanie umowy o pracę nastąpiło 31 stycznia 2006 roku
- Marek Foltynowicz – rozwiązanie umowy o pracę nastąpiło 31 marca 2006 roku
- Mieczysław Jakiel – rozwiązanie umowy o pracę nastąpiło 3 stycznia 2006 roku
- Jan Anysz – zatrudniony
- Franciszek Krok – rozwiązanie umowy o pracę nastąpi 30 czerwca 2006 roku

Zarządowi nie przysługuje prawo do emisji lub wykupu akcji. Zgodnie z § 56 ust. 3 pkt 5 oraz 8 Statutu Spółki uprawnienia takie przysługują Walnemu Zgromadzeniu.

1.4. Prokurenci

Na dzień 31 grudnia 2005 roku w Spółce było ustanowionych trzech prokurentów:

- Maria Teresa Mikosz
- Zenon Kuchciak
- Bartłomiej Pawlak

przy czym ostatni dwaj prokurenci z wymienionych 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.

2. 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, działający w tym zakresie w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej.

Uchwałą Walnego Zgromadzenia PGNiG S.A. z dnia 5 maja 2005 roku, w sprawie zmiany Statutu PGNiG S.A., do Statutu zostały wprowadzone postanowienia dotyczące tzw. niezależnego członka Rady Nadzorczej.

W związku z powyższym, jeden z członków Rady Nadzorczej powoływany przez Walne Zgromadzenie powinien spełniać następujące warunki:

1. zostać wybrany w trybie, o którym mowa w § 36 ust. 3 Statutu PGNiG S.A.
2. nie może być Podmiotem Powiązany ze Spółką lub podmiotem zależnym od Spółki
3. nie może być Podmiotem Powiązany z podmiotem dominującym lub innym podmiotem zależnym od podmiotu dominującego lub
4. nie może być osobą, która pozostaje w jakimkolwiek związku ze Spółką lub z którymkolwiek z podmiotów wymienionych w pkt 2 i 3, który mógłby istotnie wpłynąć na zdolność takiej osoby jako członka Rady Nadzorczej do podejmowania bezstronnych decyzji.

Zgodnie z § 36 ust. 3 Statutu PGNiG S.A., wybór członka Rady Nadzorczej, który ma spełniać warunki opisane powyżej, następuje w oddzielnym głosowaniu. Prawo pisemnego zgłaszania na ręce Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia kandydatów na członka Rady Nadzorczej spełniającego te warunki, przysługuje akcjonariuszom obecnym na Walnym Zgromadzeniu, którego przedmiotem jest jego wybór. Jeżeli kandydatury nie zostaną zgłoszone przez akcjonariuszy, kandydatów do Rady Nadzorczej spełniających opisane wyżej warunki zgłasza Rada Nadzorcza.

Dwie piąte składu Rady Nadzorczej powoływane jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki.

Na dzień 31 grudnia 2005 roku Rada Nadzorcza składała się z ośmiu członków, zaś jej skład przedstawiał się następująco:

- Krzysztof Głogowski – Przewodniczący Rady Nadzorczej
- Andrzej Rościszewski – Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
- Kazimierz Chrobak – Sekretarz Rady Nadzorczej
- Magdalena Bąkowska – Członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Kawecki – Członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Puławski - Członek Rady Nadzorczej
- Mirosław Szałuba - Członek Rady Nadzorczej
- Piotr Szwarec - Członek Rady Nadzorczej.

Stanisław Speczik dnia 16 lutego 2005 roku złożył rezygnację z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej. Przyczyną rezygnacji było objęcie stanowiska w administracji rządowej.

Walne Zgromadzenie w dniu 18 lutego 2005 roku powołało w skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. Zbigniewa Macioszka.

W dniu 25 marca 2005 roku ze składu Rady Nadzorczej zostali odwołani Stanisław Perek oraz Zbigniew Macioszek, a w ich miejsce Walne Zgromadzenie powołało Bogusława Kasprzyka i Dawida Sukacza.

Zwyczajne Walne Zgromadzenie, które odbyło się 29 kwietnia 2005 roku podjęło uchwałę o odwołaniu ze składu Rady Nadzorczej Magdaleny Bąkowskiej, Bogusława Kasprzyka oraz Dawida Sukacza, jednocześnie powołując ww. osoby wraz z Tadeuszem Soroką, Zbigniewem Kamińskim i Andrzejem Arendarskim na nową wspólną trzyletnią kadencję.

Bogusław Kasprzyk złożył rezygnację z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej z dniem 17 października 2005 roku.

W dniu 27 października 2005 roku Walne Zgromadzenie powołało w skład Rady Nadzorczej osoby wybrane przez pracowników Spółki: Kazimierza Chrobaka, Mieczysława Kaweckiego oraz Mirosława Szałubę.

Mieczysław Puławski został powołany w skład Rady Nadzorczej w dniu 18 listopada 2005 roku w trybie § 36 ust. 3 Statutu PGNiG S.A.

Tadeusz Soroka złożył rezygnację z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej w dniu 8 grudnia 2005 roku.

W dniu 12 grudnia 2005 roku Walne Zgromadzenie odwołało ze składu Rady Nadzorczej Andrzeja Arendarskiego, Zbigniewa Kamińskiego i Dawida Sukacza, jednocześnie powołując Krzysztofa Głogowskiego, Piotra Szwarca, Andrzeja Rościszewskiego oraz Wojciecha Arkuszewskiego, z tym, że ostatniego z wyżej wymienionych ze skutkiem na dzień 1 stycznia 2006 roku.

Wynagrodzenia Osób Zarządzających i Nadzorujących

Wynagrodzenia wypłacone osobom Zarządzającym i Nadzorującym Jednostki Dominującej zostały wykazane w dodatkowych notach objaśniających do sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG za 2005 rok.

Rozdział III: Zmiany w zasadach zarządzania

Zgodnie ze Statutem PGNiG S.A., Spółka PGNiG działa w szczególności na podstawie:

- ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 roku o komercjalizacji i prywatyzacji (Dz. U. z 2002 roku Nr 171, poz. 1397 ze zm.)
- ustawy z dnia 15 września 2000 roku - Kodeks spółek handlowych (Dz. U. Nr 94, poz. 1037, ze zm.) oraz
- Statutu PGNiG S.A.

W dniu 5 maja 2005 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwałę w sprawie zmiany Statutu Spółki oraz przyjęcia jednolitego tekstu Statutu, wprowadzając, m.in., zmiany dotyczące kompetencji Rady Nadzorczej oraz Walnego Zgromadzenia w zakresie udzielania Zarządowi zgody na dokonywanie czynności związanych z dysponowaniem majątkiem Spółki. Zmiany polegają na podniesieniu progów wartości czynności, do dokonania których Zarząd zobowiązany jest uzyskać zgodę odpowiedniego organu Spółki.

Zgodnie z nowym brzmieniem § 33 ust. 2 pkt 1 - 4 Statutu PGNiG S.A., Rada Nadzorcza udziela Zarządowi zgody na:

- nabycie składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości lub udziałów w nieruchomości, o wartości równej lub przekraczającej równowartość 500.000 EUR w złotych, z zastrzeżeniem ust. 4 oraz § 56 ust. 3 pkt.2 Statutu
- zbycie składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości lub udziałów w nieruchomości, o wartości równej lub przekraczającej równowartość 500.000 EUR w złotych z zastrzeżeniem ust. 4 oraz § 56 ust. 3 pkt.3 Statutu
- zaciąganie zobowiązań warunkowych, w tym udzielanie przez Spółkę gwarancji i poręczeń oraz wystawianie weksli, o wartości przekraczającej równowartość 1.000.000 EUR w złotych
- zawarcie umowy kredytu lub/i pożyczki, jeżeli jej wartość przekracza równowartość 20.000.000 EUR w złotych.

Uchwały Walnego Zgromadzenia, stosownie do nowego brzmienia § 56 ust. 3 pkt 2 i 3 Statutu PGNiG S.A., wymagają następujące sprawy:

- nabycie składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości lub udziałów w nieruchomości, o wartości równej lub przekraczającej równowartość 2.000.000 EUR w złotych
- zbycie składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości lub udziałów w nieruchomości, o wartości równej lub przekraczającej równowartość 1.000.000 EUR w złotych.

Kompetencje Walnego Zgromadzenia PGNiG S.A. zostały ponadto uzupełnione o uprawnienia do wyrażania zgody na:

- zawarcie umowy leasingu, na mocy której Spółka odda składniki aktywów trwałych w postaci sieci przesyłowej do korzystania innemu podmiotowi oraz

- wypowiedzenie, rozwiązanie, istotną zmianę przedmiotu, okresu trwania lub postanowień dotyczących wypowiedzenia i rozwiązania umowy leasingu zawartej z operatorem systemu przesyłowego w związku z § 6 pkt 47 Statutu.

Powołaną powyżej Uchwałą Walnego Zgromadzenia z dnia 5 maja 2005 roku w sprawie zmiany Statutu Spółki w treści Statutu dodano nowe postanowienia dotyczące wypłaty dywidendy w latach 2005 – 2009 (§ 63 ust. 6, 7 i 8 Statutu). Zgodnie z powyższym wypłata dywidendy za lata 2005 – 2009 może nastąpić także w formie niepieniężnej. Zwyczajne Walne Zgromadzenie ustala przedmiot dywidendy niepieniężnej określając sposób wyceny jej składników. Walne Zgromadzenie ustala politykę dywidendową PGNiG S.A. na lata 2005 – 2009. Walne Zgromadzenie może wskazać akcjonariusza, na rzecz którego może być wypłacona dywidenda niepieniężna.

W wyniku kolejnej zmiany Statutu PGNiG S.A. dokonanej uchwałą nr 1 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 8 sierpnia 2005 roku, do kompetencji Rady Nadzorczej należy:

- opiniowanie rekomendacji Zarządu Spółki dotyczącej wskazania przedstawicieli PGNiG S.A. do Zarządu i Rady Nadzorczej lub odwołania ze składu Zarządu i Rady Nadzorczej spółki pod firmą System Gazociągów Tranzytowych „EUROPOL GAZ” S.A. i przedstawienie jej do akceptacji Ministrowi Skarbu Państwa oraz
- opiniowanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta PGNiG S.A. na Walnym Zgromadzeniu spółki pod firmą System Gazociągów Tranzytowych „EUROPOL GAZ” S.A.

W 2005 roku nie wystąpiły zmiany w podstawowych zasadach zarządzania Grupą Kapitałową PGNiG.

Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne

Podstawowymi aktami prawnymi regulującymi działalność Grupy Kapitałowej PGNiG są:

- Ustawa Prawo Energetyczne (Dz.U. z 2003 roku, nr 153, poz.1504 z późniejszymi zmianami) z dnia 10 kwietnia 1997 roku wraz z rozporządzeniami wykonawczymi - w odniesieniu do działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi, przesyłu gazu, oraz magazynowania paliw gazowych
- Ustawa Prawo geologiczne i górnicze (Dz.U. z dnia 1 marca 1994 roku, nr 27 poz. 96 z późniejszymi zm.) z dnia 4 lutego 1994 roku - w odniesieniu do działalności wydobywczej i prowadzonej w jej ramach sprzedaży gazu.

1. Prawo Energetyczne

W dniu 3 maja 2005 roku weszły w życie zmiany do Prawa Energetycznego, które obejmowały implementację wytycznych Dyrektywy 2003/55/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego (tzw. „Dyrektywa Gazowa”). Wytyczne Dyrektywy stanowiły podstawę do wydzielenia z dniem 16 kwietnia 2004 roku spółki PGNiG-Prześył Sp. z o.o. pełniącej funkcję Operatora Systemu Przesyłowego. W dniu 13 maja 2005 roku nastąpiło nieodpłatne zbycie 100% udziałów PGNiG-Prześył Sp. z o.o. na rzecz Skarbu Państwa. Obecnie Spółka ta funkcjonuje pod firmą Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. W ten sposób PGNiG S.A. dokonała nie tylko wymaganego Dyrektywą Gazową wydzielenia prawnego OSP, ale również wydzielenia właścicielskiego.

Zgodnie z zapisami Prawa Energetycznego, implementującego Dyrektywę 2003/55/EC z dniem 1 lipca 2007 roku planowane jest prawne rozdzielenie działalności obrotu i dystrybucji. Z dniem 1 lipca 2004 roku wyodrębniono w ramach Spółek Gazownictwa operatorów systemów dystrybucyjnych (w formie oddziałów rejestrowych spółek). Realizowane aktualnie przez operatorów systemów dystrybucyjnych funkcje są zgodne z przyjętą 4 marca 2005 roku Ustawą Prawo Energetyczne w zakresie funkcjonalnego oddzielenia działalności dystrybucyjnej od innych działalności prowadzonych przez Spółki Gazownictwa. W roku 2005 prace zmierzające do prawnego rozdzielenia działalności handlowej i dystrybucyjnej (opracowanie „Projektu rozdzielenia działalności handlowej i technicznej dystrybucji gazu w Grupie Kapitałowej PGNiG”) przeszły etap końcowych analiz kilku możliwych zarówno z prawnego, jak i ekonomicznego punktu widzenia wariantów organizacji obrotu i dystrybucji. Analizy te uwzględniały najbardziej aktualne rozwiązania projektowane, jak i wdrażane w krajach UE. Wypracowana koncepcja zostanie poddana konsultacjom i opiniowaniu przez organy Spółki oraz przez właściwe instytucje (w tym MSP, MG, URE).

Działalność Grupy Kapitałowej PGNiG w zakresie obrotu paliwami gazowymi podlega regulacji Prawa Energetycznego i na jej prowadzenie konieczne jest uzyskanie koncesji od Prezesa URE oraz zatwierdzenie przez niego taryfy określającej m.in. cenę paliwa gazowego. Dyrektywa Gazowa nie porusza kwestii taryf w działalności obrotu.

Zgodnie z nowymi zapisami przyjętymi w ramach nowelizacji Prawa Energetycznego również świadczenie usług magazynowania podlega regulacji Prawa Energetycznego i

wymaga koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych.

1.1. Koncesje

W 2005 roku prowadzona przez PGNiG S.A. działalność obejmowała realizację zadań i wykonywanie czynności zgodnie z udzielonymi przez Prezesa URE koncesjami na:

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

W ramach nowych regulacji przyjętych w nowelizacji Prawa Energetycznego, Spółka PGNiG S.A. podjęła działania w celu umożliwienia dostępu osób trzecich do usług magazynowania. Zgodnie z decyzją z dnia 1 lutego 2006 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki udzielił PGNiG S.A. koncesji na magazynowanie paliw gazowych na okres od 10 lutego 2006 roku do 31 grudnia 2025.

Stosownie do obszaru działania Spółki Gazownictwa GK PGNiG prowadziły działalność w ramach posiadanych koncesji na obrót paliwami gazowymi oraz przesyłanie i dystrybucję.

1.2. Polityka taryfowa

Przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem, przesyłem i dystrybucją paliw gazowych podlegają 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.

W 2005 roku w ramach prowadzonych działalności w zakresie sprzedaży paliw gazowych przez GK PGNiG proces ustalania taryf podlegał dwustopniowej ich regulacji:

1. w zakresie cen w obrocie hurtowym paliwami gazowymi i opłat za usługi w zakresie przesyłania dla odbiorców korzystających z sieci przesyłowych (Taryfa PGNiG S.A.)
2. w zakresie dostarczania dla klientów końcowych zasilanych z sieci dystrybucyjnych i odpowiednio w zakresie obrotu paliwami gazowymi oraz przesyłaniu sieciami regionalnymi i dystrybucyjnymi (Taryfy Spółek Gazownictwa należących do GK PGNiG).

W roku obrotowym 2005 przychody ze sprzedaży paliw gazowych oraz usług związanych z przesyłaniem zdeterminowane były warunkami umownymi, w których:

1. w okresie do 7 lipca 2005 roku dostarczanie paliw gazowych realizowane było przez PGNiG S.A. zarówno w zakresie obrotu jak i świadczonych usług przesyłania paliw

gazowych do ustalonych w umowie sprzedaży miejsc odbioru gazu przez odbiorców. Umowne zasady rozliczeń za paliwa gazowe obowiązywały zarówno w odniesieniu do odbiorców końcowych jak i do Spółek Gazownictwa GK PGNiG

2. począwszy od 8 lipca 2005 roku została zawarta umowa pomiędzy PGNiG S.A. a OGP Gaz-System Sp. z o.o. na usługi przesyłania gazu wysokometanowego i zaazotowanego do miejsc odbioru gazu przez odbiorców PGNiG S.A. zasilanych z sieci przesyłowej. Spółka PGNiG S.A. występowała w podwójnej roli, a mianowicie dostarczała paliwa gazowe do odbiorców i jednocześnie przejmowała zobowiązanie zamawiającego usługę przesyłania.

W 2005 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. Głównymi powodami, które w roku obrotowym 2005, wpływały na przedłużenie okresu obowiązywania taryfy 1/2003 i korekty cen za paliwa gazowe w tej taryfie, zgodnie z decyzjami Prezesa URE, były:

1. finalizowanie procesu związanego z realizacją Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG S.A., przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 5 października 2004 roku, dotyczącego rozpoczęcia samodzielnej działalności przesyłowej przez Spółkę PGNiG – Przesył Sp. z o.o. (OGP Gaz-System Sp. z o.o.) w zakresie przesyłania, w oparciu o ukształtowane relacje umowne z PGNiG S.A. oraz z innymi uczestnikami rynku.
2. konieczność zmiany cen w obrocie paliwami gazowymi ze względu na dostosowanie cen w taryfie do zmiany kosztów pozyskania gazu, w tym w szczególności zmiany kosztów zakupu gazu z importu oraz zmiany warunków prowadzenia działalności przez PGNiG S.A. Wzrosty cen w zakupie gazu z importu w poszczególnych kwartałach były skutkiem zmian cen paliw na rynku międzynarodowym. Wzrost cen zakupu z importu w znaczący sposób przekraczał dopuszczalny, 5% poziom określony w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki i Pracy w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.
3. konieczność dostosowania zasad funkcjonowania sektora gazowego do przepisów Ustawy z dnia 4 marca 2005 roku o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz.U. nr 62 poz. 552). Oczekiwane było, że wejdą w życie nowelizacje aktów wykonawczych do tego prawa, w tym w szczególności regulujących uwarunkowania funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych oraz zasady kształtowania cen i opłat na liberalizowanym rynku gazu, wydane zgodnie z delegacją zmienionej ustawy.
4. prawnie dopuszczona możliwość, na podstawie § 31 Rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi z dnia 15 grudnia 2004 roku, prowadzenia rozliczeń z odbiorcami w oparciu o dotychczasową taryfę (taryfę 1/2003) zarówno przez PGNiG S.A. jak i przez powstałe w wyniku przekształceń własnościowych przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem (OGP Gaz-System Sp. z o.o.).

1.3. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.

W 2005 roku z wyżej wymienionych powodów w taryfie 1/2003 wprowadzane były następujące zmiany:

- decyzją z 16 grudnia 2004 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 marca 2005 roku oraz zostały zatwierdzone zmienione ceny za paliwa gazowe
- decyzją z 1 marca 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do dnia 30 czerwca 2005 roku zarówno w zakresie obrotu jak i przesyłania paliw gazowych. Ceny i stawki opłat pozostały na niezmienionym poziomie jak dla I kw. 2005 roku
- decyzją z 16 czerwca 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 30 września 2005 roku oraz zostały zatwierdzone nowe ceny za paliwa gazowe
- decyzją z 12 września 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 grudnia 2005 roku oraz zostały zatwierdzone nowe ceny za paliwa gazowe
- decyzją z 14 grudnia 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 marca 2006 roku oraz zostały zatwierdzone nowe ceny za paliwa gazowe.

Zmiany taryfy zostały wprowadzone zgodnie z art. 47 ust. 3 pkt 1 oraz art. 47 ust. 4 Prawa energetycznego.

Zmiany cen paliw gazowych wprowadzone w 2005 w przedstawiają się następująco:

Grupa taryfowa	Cena za paliwo gazowe							
	I-II kw. 2005		III kw. 2005		IV kw. 2005		I kw. 2006	
	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %
Dla odbiorców gazu wysokometanowego GZ 50 (E)								
E1-E4	0,4925	6,5	0,5410	9,8	0,5815	7,5	0,6513	12,0
Dla odbiorców gazu zaazotowanego GZ 35 (Ls)								
Ls 1- Ls 4	0,3120	6,5	0,3430	9,9	0,3685	7,4	0,4127	12,0
Dla odbiorców gazu zaazotowanego GZ 41,5 (Lw)								
Lw 1-Lw 4	0,3640	6,4	0,4000	9,9	0,4300	7,5	0,4815	12,0

Taryfa dla paliw gazowych nr 4 – PGNiG S.A.

Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 17 marca 2006 roku została wprowadzona Taryfa dla paliw gazowych nr 4 – PGNiG S.A. Okres obowiązywania taryfy został ustalony od 1 kwietnia 2006 roku do 31 grudnia 2006 roku. W Taryfie zostały uwzględnione 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.

Zgodnie ze znowelizowaną ustawą Prawo energetyczne dokonano funkcjonalnego podziału odpowiedzialności za realizowane usługi przez poszczególne przedsiębiorstwa uczestniczące w procesie dostarczania gazu odbiorcy. 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 1.04.2006 roku	Zmiana ceny w stosunku do ceny poprzedniej
	zł/m ³	%
Gaz wysokometanowy E	0,7086	8,8
Gaz zaazotowany Ls	0,4490	8,8
Gaz zaazotowany Lw	0,5240	8,8

- 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

1.4. Zmiany w taryfach Spółek Gazownictwa

W zakresie taryf dla Spółek Gazownictwa GK PGNiG w 2005 roku w rozliczeniach z odbiorcami tych spółek obowiązywały Taryfy dla paliw gazowych nr 1/2003 zatwierdzone decyzjami Prezesa URE z dnia 16 września 2003 roku. Przedłużany termin obowiązywania taryfy związany był m.in. z niezakończonym procesem dostosowującym akty wykonawcze do znowelizowanej ustawy Prawo energetyczne, który uniemożliwia jednoznaczne określenie zasad rozliczeń między Spółką a sprzedawcą gazu – PGNiG S.A. oraz sprzedawcą usług przesyłowych - OGP Gaz-System Sp. z o.o. Zmiany cen w taryfach opracowanych przez Spółki Gazownictwa wynikały ze zmiany kosztów zakupu paliw gazowych spowodowanych wprowadzonymi zmianami cen w taryfie PGNiG S.A. Zmiany tych taryf zostały przedstawione poniżej.

Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

- decyzją z 16 grudnia 2004 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 marca 2005 roku oraz zostały zatwierdzone zmienione stawki za paliwa gazowe
- decyzją z 1 marca 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do dnia 30 czerwca 2005 roku zarówno w zakresie obrotu jak i przesyłania paliw gazowych. Ceny i stawki opłat pozostały na niezmiennym poziomie jak dla I kw.
- decyzją z 16 czerwca 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 30 września 2005 roku oraz zostały zatwierdzone nowe stawki za paliwa gazowe
- decyzją z 15 września 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 grudnia 2005 roku oraz zostały zatwierdzone nowe stawki za paliwa gazowe
- decyzją z 16 grudnia 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 marca 2006 roku oraz zostały zatwierdzone nowe stawki za paliwa gazowe.

Zmiany cen paliw gazowych przedstawiają się następująco:

Grupa taryfowa	Cena za paliwo gazowe							
	I-II kw 2005		III kw 2005		IV kw 2005		I kw 2006	
	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %
Dla odbiorców gazu wysokometanowego GZ 50								
W 1	0,5354	6,5%	0,5881	9,8%	0,6325	7,5%	0,7089	12,1%
W 2	0,5354	6,5%	0,5881	9,8%	0,6325	7,5%	0,7089	12,1%
W 3	0,5091	6,5%	0,5592	9,8%	0,6010	7,5%	0,6731	12,0%
W 4	0,5091	6,5%	0,5592	9,8%	0,6010	7,5%	0,6731	12,0%
W 5	0,4969	6,5%	0,5458	9,8%	0,5863	7,4%	0,6561	11,9%
W 6	0,4969	6,5%	0,5458	9,8%	0,5863	7,4%	0,6561	11,9%
W 7	0,4969	6,5%	0,5458	9,8%	0,5863	7,4%	0,6561	11,9%
Dla odbiorców sprężonego gazu ziemnego zaopatrujących się na stacji tankowania								
T	0,6400	6,7%	0,6820	6,6%	0,7320	7,3%	0,8220	12,3%
Dla odbiorców gazu zaazotowanego GZ 41,5								
S 1	0,3780	6,4%	0,4154	9,9%	0,4482	7,9%	0,5033	12,3%
S 2	0,3780	6,4%	0,4154	9,9%	0,4482	7,9%	0,5033	12,3%
S 3	0,3695	6,4%	0,4060	9,9%	0,4364	7,5%	0,4891	12,1%
S 4	0,3695	6,4%	0,4060	9,9%	0,4364	7,5%	0,4891	12,1%
S 5	0,3669	6,4%	0,4032	9,9%	0,4332	7,4%	0,4847	11,9%
S 6	0,3669	6,4%	0,4032	9,9%	0,4332	7,4%	0,4847	11,9%
S 7	0,3669	6,4%	0,4032	9,9%	0,4332	7,4%	0,4847	11,9%
Dla odbiorców gazu zaazotowanego GZ 35								
Z 1	0,3491	6,5%	0,3838	9,9%	0,4105	7,0%	0,4592	11,9%
Z 2	0,3491	6,5%	0,3838	9,9%	0,4105	7,0%	0,4592	11,9%
Z 3	0,3447	6,5%	0,3789	9,9%	0,4052	6,9%	0,4531	11,8%
Z 4	0,3447	6,5%	0,3789	9,9%	0,4052	6,9%	0,4531	11,8%
Z 5	0,3259	6,5%	0,3583	9,9%	0,3833	7,0%	0,4278	11,6%
Z 6	0,3259	6,5%	0,3583	9,9%	0,3833	7,0%	0,4278	11,6%
Z 7	0,3259	6,5%	0,3583	9,9%	0,3833	7,0%	0,4278	11,6%

Taryfa dla paliw gazowych nr 2 – DSG Sp. z o.o.

Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 17 marca 2006 roku została wprowadzona Taryfa dla paliw gazowych nr 2. Okres obowiązywania taryfy został ustalony od 1 kwietnia 2006 roku do 31 grudnia 2006 roku. Zmianie uległy ceny i stawki opłat związane z dostarczaniem paliwa gazowego do odbiorcy, które są konsekwencją wprowadzenia nowej taryfy przez PGNiG S.A. (taryfa obrotowa) i OGP Gaz-System Sp. z o.o. (taryfa przesyłowa).

Wzrost średnich cen dla poszczególnych grup taryfowych przedstawia się następująco:

Grupa taryfowa	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %
Dla odbiorców gazu wysokometanowego GZ 50	
W 1	14,9 %
W 2	12,0 %
W 3	10,5 %
W 4	10,2 %
W 5	7,8 %
W 6	7,5 %
W 7A	2,6 %
W 7B	1,3 %
Dla odbiorców sprężonego gazu ziemnego zaopatrujących się na stacji tankowania	
T	15 %
Dla odbiorców gazu zaazotowanego GZ 41,5	
S 1	15,0 %
S 2	13,2 %
S 3	13,1 %
S 4	12,9 %
S 5	7,8 %
S 6	7,8 %
S 7	7,0 %
Dla odbiorców gazu zaazotowanego GZ 35	
Z 1	12,7 %
Z 2	11,4 %
Z 3	10,8 %
Z 4	10,7 %
Z 5	-
Z 6	6,9 %
Z 7	-

Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

- decyzją z 16 grudnia 2004 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 marca 2005 roku oraz zostały zatwierdzone zmienione stawki za paliwo gazowe
- decyzją z 1 marca 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do dnia 30 czerwca 2005 roku zarówno w zakresie obrotu jak i przesyłania paliw gazowych. Ceny i stawki opłat pozostały na niezmienionym poziomie jak dla I kw.
- decyzją z 16 czerwca 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 30 września 2005 roku oraz zostały zatwierdzone nowe stawki za paliwo gazowe
- decyzją z 15 września 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 grudnia 2005 roku oraz zostały zatwierdzone nowe stawki za paliwo gazowe
- decyzją z 16 grudnia 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 marca 2006 roku oraz zostały zatwierdzone nowe stawki za paliwo gazowe.

Zmiany cen paliwa gazowego przedstawiają się następująco:

Grupa taryfowa	Cena za paliwo gazowe							
	I-II kw 2005		III kw 2005		IV kw 2005		I kw 2006	
	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %
Dla odbiorców gazu wysokometanowego GZ 50								
W 1	0,5379	6,3%	0,5947	10,6%	0,6413	7,8%	0,7181	12,0%
W 2	0,5379	6,3%	0,5895	9,6%	0,6332	7,4%	0,7090	12,0%
W 3	0,5257	6,3%	0,5747	9,3%	0,6152	7,0%	0,6857	11,5%
W 4	0,5257	6,3%	0,5747	9,3%	0,6152	7,0%	0,6857	11,5%
W 5	0,5081	6,3%	0,5566	9,5%	0,5971	7,3%	0,6669	11,7%
W 6	0,5081	6,3%	0,5566	9,5%	0,5971	7,3%	0,6669	11,7%
W 7	0,5081	6,3%	0,5566	9,5%	0,5971	7,3%	0,6669	11,7%
W 8	0,5017	6,3%	0,5496	9,5%	0,5901	7,4%	0,6599	11,8%
W 9	0,5017	6,3%	0,5496	9,5%	0,5901	7,4%	0,6599	11,8%
Dla odbiorców sprężonego gazu ziemnego zaopatrujących się na stacji tankowania								
T	0,6400		0,7000	9,4%	0,7500	7,1%	0,8400	12,0%

Taryfa dla paliw gazowych nr 2 – GSG Sp. z o.o.

Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 17 marca 2006 roku została wprowadzona Taryfa dla paliw gazowych nr 2. Okres obowiązywania taryfy został ustalony od 1 kwietnia 2006 roku do 31 grudnia 2006 roku. Zmianie uległy ceny i stawki opłat związane z dostarczaniem paliwa gazowego do odbiorcy, które są konsekwencją wprowadzenia nowej taryfy przez PGNiG S.A. (taryfa obrotowa) i OGP Gaz-System Sp. z o.o. (taryfa przesyłowa).

Wzrost średnich cen dla poszczególnych grup taryfowych przedstawia się następująco:

Grupa taryfowa	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %
Dla odbiorców gazu wysokometanowego GZ 50	
W 1	15,0 %
W 2	14,1 %
W 3	6,1 %
W 4	8,5 %
W 5	3,8 %
W 6	3,8 %
W 7A	2,6 %
W 7B	2,6 %
W 8	2,4 %
W 9	2,4 %
W 10	-
Dla odbiorców gazu wysokometanowego GZ 50 przyłączonych do sieci OGP Gaz-System Sp. z o.o.	
E 1	8,3 %
Dla odbiorców sprężonego gazu ziemnego zaopatrujących się na stacji tankowania	
T	13,3 %

Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

- decyzją z 16 grudnia 2004 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 marca 2005 roku oraz zostały zatwierdzone zmienione stawki za paliwo gazowe
- decyzją z 1 marca 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do dnia 30 czerwca 2005 roku zarówno w zakresie obrotu jak i przesyłanie paliw gazowych. Ceny i stawki opłat pozostały na niezmiennym poziomie jak dla I kw.
- decyzją z 16 czerwca 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 30 września 2005 roku oraz zostały zatwierdzone nowe stawki za paliwo gazowe
- decyzją z 15 września 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 grudnia 2005 roku oraz zostały zatwierdzone nowe stawki za paliwo gazowe
- decyzją z 16 grudnia 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 marca 2006 roku oraz zostały zatwierdzone nowe stawki za paliwo gazowe.

Zmiany cen paliwa gazowego przedstawiają się następująco:

Grupa taryfowa	Cena za paliwo gazowe							
	I-II kw 2005		III kw 2005		IV kw 2005		I kw 2006	
	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %
Dla odbiorców gazu wysokometanowego GZ 50								
W 1	0,5531	6,3%	0,6288	13,7%	0,6729	7,0%	0,7517	11,7%
W 2	0,5392	6,3%	0,5964	10,6%	0,6389	7,1%	0,7138	11,7%
W 3	0,5218	6,3%	0,5693	9,1%	0,6103	7,2%	0,6819	11,7%
W 4	0,5085	6,3%	0,5538	8,9%	0,5943	7,3%	0,6641	11,7%
W 5	0,5022	6,3%	0,5480	9,1%	0,5885	7,4%	0,6583	11,9%
W 6	0,5022	6,3%	0,5480	9,1%	0,5885	7,4%	0,6583	11,9%
W 7	0,5022	6,3%	0,5480	9,1%	0,5885	7,4%	0,6583	11,9%
W 7 A	0,5022	6,3%	0,5480	9,1%	0,5885	7,4%	0,6583	11,9%
W 8	0,5011	6,3%	0,5430	8,4%	0,5835	7,5%	0,6533	12,0%
W 9	0,5011	6,3%	0,5430	8,4%	0,5835	7,5%	0,6533	12,0%
W 10	0,5011	6,3%	0,5430	8,4%	0,5835	7,5%	0,6533	12,0%
Dla odbiorców sprężonego gazu ziemnego zaopatrujących się na stacji tankowania								
T	0,6600	6,5%	0,7020	6,4%	0,7520	7,1%	0,8495	13,0%

Taryfa dla gazu ziemnego wysokometanowego nr 2 – KSG Sp. z o.o.

Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 17 marca 2006 roku została wprowadzona Taryfa dla paliw gazowych nr 2. Okres obowiązywania taryfy został ustalony od 1 kwietnia 2006 roku do 31 grudnia 2006 roku. Zmianie uległy ceny i stawki opłat związane z dostarczaniem paliwa gazowego do odbiorcy, które są konsekwencją wprowadzenia nowej taryfy przez PGNiG S.A. (taryfa obrotowa) i OGP Gaz-System Sp. z o.o. (taryfa przesyłowa).

Wzrost średnich cen dla poszczególnych grup taryfowych przedstawia się następująco:

Grupa taryfowa	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %
Dla odbiorców gazu wysokometanowego GZ 50	
W 1	15,0 %
W 2	10,0 %
W 3	7,4 %
W 4	7,3 %
W 5	7,8 %
W 6	6,8 %
W 7A	7,3 %
W 7B	6,4 %
W 8	8,5 %
W 9	8,9 %
W 10	10,7 %
Dla odbiorców gazu wysokometanowego GZ 50 przyłączonych do sieci OGP Gaz-System Sp. z o.o.	
E 1	8,9 %
E 2	9,6 %
Dla odbiorców sprężonego gazu ziemnego zaopatrujących się na stacji tankowania	
T	9,3 %

Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

- decyzją z 16 grudnia 2004 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 marca 2005 roku oraz zostały zatwierdzone zmienione stawki za paliwa gazowe
- decyzją z 1 marca 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do dnia 30 czerwca 2005 roku zarówno w zakresie obrotu jak i przesyłanie paliw gazowych. Ceny i stawki opłat pozostały na niezmienionym poziomie jak dla I kw.
- decyzją z 16 czerwca 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 30 września 2005 roku oraz zostały zatwierdzone nowe stawki za paliwa gazowe
- decyzją z 15 września 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 grudnia 2005 roku oraz zostały zatwierdzone nowe stawki za paliwa gazowe
- decyzją z 16 grudnia 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 marca 2006 roku oraz zostały zatwierdzone nowe stawki za paliwa gazowe.

Zmiany cen paliwa gazowego przedstawiają się następująco:

Grupa taryfowa	Cena za paliwo gazowe							
	I-II kw 2005		III kw 2005		IV kw 2005		I kw 2006	
	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %
Dla odbiorców gazu wysokometanowego GZ 50								
W 1	0,5327	6,3%	0,5900	10,8%	0,6345	7,5%	0,7100	11,9%
W 2	0,5327	6,3%	0,5860	10,0%	0,6305	7,6%	0,7060	12,0%
W 3	0,5178	6,3%	0,5680	9,7%	0,6100	7,4%	0,6830	12,0%
W 4	0,5178	6,3%	0,5670	9,5%	0,6090	7,4%	0,6810	11,8%
W 5	0,4955	6,3%	0,5450	10,0%	0,5855	7,4%	0,6553	11,9%
W 6	0,4955	6,3%	0,5440	9,8%	0,5845	7,4%	0,6543	11,9%
W 7	0,4955	6,3%	0,5430	9,6%	0,5835	7,5%	0,6533	12,0%
Dla odbiorców sprężonego gazu ziemnego zaopatrujących się na stacji tankowania								
T	0,6600	6,5%	0,7020	6,4%	0,7520	7,1%	0,8500	13,0%

Taryfa dla paliw gazowych nr 2 – MSG Sp. z o.o.

Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 17 marca 2006 roku została wprowadzona Taryfa dla paliw gazowych nr 2. Okres obowiązywania taryfy został ustalony od 1 kwietnia 2006 roku do 31 grudnia 2006 roku. Zmianie uległy ceny i stawki opłat związane z dostarczaniem paliwa gazowego do odbiorcy, które są konsekwencją wprowadzenia nowej taryfy przez PGNiG S.A. (taryfa obrotowa) i OGP Gaz-System Sp. z o.o. (taryfa przesyłowa).

Wzrost średnich cen dla poszczególnych grup taryfowych przedstawia się następująco:

Grupa taryfowa	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %
Dla odbiorców gazu wysokometanowego GZ 50	
W 1	15,0 %
W 2	12,3 %
W 3	6,9 %
W 4	5,9 %
W 5	5,2 %
W 6A	3,4 %
W 6B	1,2 %
W 7A	0,9 %
W 7B	6,4 %
W 8	8,5 %
W 9	8,9 %
W 10	10,7 %
Dla odbiorców sprężonego gazu ziemnego zaopatrujących się na stacji tankowania	
T	14,6 %

Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

- decyzją z 16 grudnia 2004 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 marca 2005 roku oraz zostały zatwierdzone zmienione stawki za paliwo gazowe
- decyzją z 1 marca 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do dnia 30 czerwca 2005 roku zarówno w zakresie obrotu jak i przesyłanie paliw gazowych. Ceny i stawki opłat pozostały na niezmiennym poziomie jak dla I kw.
- decyzją z 16 czerwca 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 30 września 2005 roku oraz zostały zatwierdzone nowe stawki za paliwo gazowe
- decyzją z 15 września 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 grudnia 2005 roku oraz zostały zatwierdzone nowe stawki za paliwo gazowe
- decyzją z 16 grudnia 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 marca 2006 roku oraz zostały zatwierdzone nowe stawki za paliwo gazowe.

Zmiany cen paliwa gazowego przedstawiają się następująco:

Grupa taryfowa	Cena za paliwo gazowe							
	I-II kw 2005		III kw 2005		IV kw 2005		I kw 2006	
	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %
Dla odbiorców gazu wysokometanowego GZ 50								
W 1	0,5490	6,2%	0,6020	9,7%	0,6450	7,1%	0,7190	11,5%
W 2	0,5490	6,2%	0,6020	9,7%	0,6450	7,1%	0,7190	11,5%
W 3	0,5370	6,1%	0,5880	9,5%	0,6300	7,1%	0,7020	11,4%
W 4	0,5370	6,1%	0,5880	9,5%	0,6300	7,1%	0,7020	11,4%
W 5	0,5140	6,2%	0,5650	9,9%	0,6055	7,2%	0,6753	11,5%
W 6	0,5140	6,2%	0,5620	9,3%	0,6025	7,2%	0,6723	11,6%
W 7	0,5140	6,2%	0,5570	8,4%	0,5975	7,3%	0,6673	11,7%
W 8	0,4950	6,5%	0,5430	9,7%	0,5835	7,5%	0,6533	12,0%
Dla odbiorców sprężonego gazu ziemnego zaopatrujących się na stacji tankowania								
T	0,6400	6,7%	0,7100	10,9%	0,7600	7,0%	0,8600	13,2%

Taryfa nr 2 dla gazu wysokometanowego – PSG Sp. z o.o.

Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 17 marca 2006 roku została wprowadzona Taryfa dla paliw gazowych nr 2. Okres obowiązywania taryfy został ustalony od 1 kwietnia 2006 roku do 31 grudnia 2006 roku. Zmianie uległy ceny i stawki opłat związane z dostarczaniem paliwa gazowego do odbiorcy, które są konsekwencją wprowadzenia nowej taryfy przez PGNiG S.A. (taryfa obrotowa) i OGP Gaz-System Sp. z o.o. (taryfa przesyłowa).

Wzrost średnich cen dla poszczególnych grup taryfowych przedstawia się następująco:

Grupa taryfowa	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %
Dla odbiorców gazu wysokometanowego GZ 50	
W 1	13,2 %
W 2	8,4 %
W 3	7,5 %
W 4	7,4 %
W 5	5,2 %
W 6	5,5 %
W 7	6,6 %
W 8	7,9 %
Dla odbiorców sprężonego gazu ziemnego zaopatrujących się na stacji tankowania	
T	14,6 %

Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

- decyzją z 16 grudnia 2004 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 marca 2005 roku oraz zostały zatwierdzone zmienione stawki za paliwa gazowe
- decyzją z 1 marca 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do dnia 30 czerwca 2005 roku zarówno w zakresie obrotu jak i przesyłanie paliw gazowych. Ceny i stawki opłat pozostały na niezmienionym poziomie jak dla I kw.
- decyzją z 16 czerwca 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 30 września 2005 roku oraz zostały zatwierdzone nowe stawki za paliwa gazowe
- decyzją z 15 września 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 grudnia 2005 roku oraz zostały zatwierdzone nowe stawki za paliwa gazowe
- decyzją z 16 grudnia 2005 roku został przedłużony okres obowiązywania taryfy do 31 marca 2006 roku oraz zostały zatwierdzone nowe stawki za paliwa gazowe.

Zmiany cen paliwa gazowego przedstawiają się następująco:

Grupa taryfowa	Cena za paliwo gazowe							
	I-II kw 2005		III kw 2005		IV kw 2005		I kw 2006	
	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %	zł/m ³	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %
Dla odbiorców gazu wysokometanowego GZ 50								
W 1	0,5083	6,3%	0,5642	11,0%	0,6080	7,8%	0,6864	12,9%
W 2	0,5083	6,3%	0,5642	11,0%	0,6080	7,8%	0,6864	12,9%
W 3	0,5083	6,3%	0,5580	9,8%	0,6000	7,5%	0,6716	11,9%
W 4	0,5083	6,3%	0,5580	9,8%	0,6000	7,5%	0,6716	11,9%
W 5	0,5058	6,3%	0,5535	9,4%	0,5941	7,3%	0,6639	11,7%
W 6	0,5058	6,3%	0,5535	9,4%	0,5941	7,3%	0,6639	11,7%
W 7	0,5058	6,3%	0,5535	9,4%	0,5941	7,3%	0,6639	11,7%
W 7 A	0,5047	6,4%	0,5520	9,4%	0,5925	7,3%	0,6621	11,7%
Dla odbiorców sprężonego gazu ziemnego zaopatrujących się na stacji tankowania								
T	0,6000		0,6800	13,3%	0,7300	7,4%	0,8200	12,3%
Dla odbiorców gazu zaazotowanego GZ 41,5								
S 1	0,3728	6,3%	0,4123	10,6%	0,4443	7,8%	0,5016	12,9%
S 2	0,3728	6,3%	0,4123	10,6%	0,4443	7,8%	0,5016	12,9%
S 3	0,3728	6,3%	0,4096	9,9%	0,4406	7,6%	0,4934	12,0%
S 4	0,3728	6,3%	0,4096	9,9%	0,4406	7,6%	0,4934	12,0%
S 5	0,3728	6,3%	0,4084	9,5%	0,4384	7,3%	0,4899	11,7%
S 6	0,3728	6,3%	0,4084	9,5%	0,4384	7,3%	0,4899	11,7%
S 7	0,3728	6,3%	0,4084	9,5%	0,4384	7,3%	0,4899	11,7%
S 7A	0,3721	6,3%	0,4075	9,5%	0,4375	7,4%	0,4889	11,7%
Dla odbiorców gazu zaazotowanego GZ 35								
Z 1	0,3280	6,5%	0,3665	11,7%	0,3950	7,8%	0,4472	13,2%
Z 2	0,3280	6,5%	0,3665	11,7%	0,3950	7,8%	0,4472	13,2%
Z 3	0,3280	6,5%	0,3605	9,9%	0,3878	7,6%	0,4350	12,2%
Z 4	0,3280	6,5%	0,3605	9,9%	0,3878	7,6%	0,4350	12,2%
Z 5	0,3211	6,4%	0,3518	9,6%	0,3777	7,4%	0,4219	11,7%
Z 6	0,3211	6,4%	0,3518	9,6%	0,3777	7,4%	0,4219	11,7%
Z 7	0,3211	6,4%	0,3518	9,6%	0,3777	7,4%	0,4219	11,7%
Z A	0,3190	6,4%	0,3494	9,5%	0,3752	7,4%	0,4191	11,7%

Taryfa dla paliw gazowych nr 2 – WSG Sp. z o.o.

Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 17 marca 2006 roku została wprowadzona Taryfa dla paliw gazowych nr 2. Okres obowiązywania taryfy został ustalony od 1 kwietnia 2006 roku do 31 grudnia 2006 roku. Zmianie uległy ceny i stawki opłat związane z dostarczaniem paliwa gazowego do odbiorcy, które są konsekwencją wprowadzenia nowej taryfy przez PGNiG S.A. (taryfa obrotowa) i OGP Gaz-System Sp. z o.o. (taryfa przesyłowa).

Wzrost średnich cen dla poszczególnych grup taryfowych przedstawia się następująco:

Grupa taryfowa	Wzrost w odniesieniu do poprzedniej ceny w %
Dla odbiorców gazu wysokometanowego GZ 50	
W 1	14,7 %
W 2	11,7 %
W 3	9,0 %
W 4	8,4 %
W 5	6,7 %
W 6	6,8 %
W 7A	6,8 %
W 7B	6,7 %
Dla odbiorców sprężonego gazu ziemnego zaopatrujących się na stacji tankowania	
T	15,6 %
Dla odbiorców gazu zaazotowanego GZ 41,5	
S 1	15,0 %
S 2	13,8 %
S 3	12,2 %
S 4	12,2 %
S 5	7,9 %
S 6	6,1 %
S 7A	-
S 7B	7,2 %
Dla odbiorców gazu zaazotowanego GZ 35	
Z 1	14,2 %
Z 2	11,2 %
Z 3	9,1 %
Z 4	8,5 %
Z 5	6,6 %
Z 6	5,2 %
Z 7A	6,5 %
Z 7B	6,5 %

1.5. 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 w 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 było w 2005 roku 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 (niejednokrotnie droższych) kontraktów.

Ryzyko rynkowe

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.

Zmiany światowych cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych wpływają na wzrost cen gazu importowanego, który z kolei przekłada się na wzrost taryf zarówno PGNiG S.A., jak i Spółek Gazownictwa. Podwyżki cen gazu mogą spowodować zmniejszenie zużycia na skutek działań oszczędnościowych u klientów i konwersji na paliwa alternatywne.

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 ryzyko związane z dostosowaniem się do tych przepisów, co może mieć negatywny wpływ na działalność Grupy Kapitałowej PGNiG jej wyniki finansowe i perspektywy rozwoju.

2. Prawo geologiczne i górnictwo

Prawo geologiczne i górnictwo z dnia 4 lutego 1994 roku (Dz.U. 05.228.1947) określa zasady i warunki:

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

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

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

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

Koncesje

W trakcie 2005 roku straciło ważność 14 posiadanych przez PGNiG S.A. koncesji poszukiwawczych, na których obszarach wystąpił brak możliwości prowadzenia prac wiertniczych w ciągu najbliższych 2-3 lat. 31 koncesji poszukiwawczych zostało przedłużonych. Dwie koncesje eksploatacyjne uległy wygaśnięciu. W jednym przypadku Spółka PGNiG S.A. wystąpiła z wnioskiem o koncesję na wydobywanie gazu ziemnego do 30 marca 2030 roku. Nie było zmian w koncesjach na PMG oraz składowanie odpadów.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2005 roku PGNiG S.A. była w posiadaniu:

- 70 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego
- 209 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż
- 8 koncesji na podziemne magazynowanie gazu (PMG)
- 4 koncesje na składowanie odpadów.

Do dnia sporządzenia sprawozdania nastąpiły kolejne zmiany w koncesjach wynikające z wygaśnięcia dalszych dwóch koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.

W połowie roku 2006 PGNiG S.A. zamierza przystąpić do przetargu na koncesje dla wybranych obszarów na Przedgórzu Karpat oraz na Monoklinie Przedsudeckiej. Obecnie trwają analizy tych obszarów pod kątem ich perspektywiczności i możliwości odkryć węglowodorów. Przetarg organizowany przez Ministerstwo Środowiska dotyczy nabycia użytkownika górnictwa dla poszukiwania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego dla obszarów wolnych, a objętych obowiązkowym przetargiem. Dla wydzielonych 42 obszarów

przetargowych najważniejszym kryterium oceny będą techniczne i finansowe możliwości oferenta zabezpieczające proponowany zakres prac.

Planowane na 2006 rok zmiany w ramach koncepcji eksploatacyjnych uzależnione będą od możliwości wykupu praw do informacji geologicznej należącej do Skarbu Państwa.

Ryzyko konkurencji

Wzrost cen paliw na rynkach światowych w ostatnich latach przełożył się w sposób bezpośredni na wzrost zainteresowania działalnością poszukiwawczą, spółkami poszukiwań a przede wszystkim nowymi obszarami poszukiwań i ekspansji gospodarczej. Ryzyko wystąpienia konkurencji na Polskim rynku ze strony innych firm, w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż czy realizowanie strategii uzyskiwania dostępu do własnych złóż węglowodorów, w świetle powyższych zapotrzebowań wydaje się być wysokie. Dotąd konkurencja na rynku krajowym jest ograniczona. Jednakże 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., a tym samym akceptujące wysokie ryzyko działalności poszukiwawczej w Polsce.

Rozdział V: Publiczna emisja akcji

Dnia 5 października 2004 roku Radę Ministrów przyjęła „Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG S.A.”. Uchwałą z dnia 18 października 2004 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie upoważniło Zarząd PGNiG S.A. do jego realizacji, a w szczególności do działań zmierzających do prywatyzacji Spółki poprzez giełdę:

- przygotowania w terminie do pierwszego półrocza 2005 roku emisji akcji w drodze publicznej oferty i wprowadzenia ich do obrotu na GPW lub na zagranicznych giełdach papierów wartościowych
- wyłonienia w tym celu doradców PGNiG ds. prywatyzacji i wykonania wszystkich niezbędnych analiz na potrzeby dokumentacji ofertowej w zakresie określonym przez odpowiednie przepisy prawa.

W 2005 roku prowadzono prace mające na celu przygotowanie i zrealizowanie I etapu prywatyzacji PGNiG S.A., obejmującego debiut giełdowy.

Z udziałem wcześniej wyłonionych doradców prywatyzacyjnych zostało przygotowanych szereg opracowań oraz analiz przedprywatyzacyjnych, w tym m.in.:

- analiza strategiczna
- analiza przedsiębiorstwa wraz z analizą środowiskową i oceną instalacji naziemnych PGNiG S.A. w Polsce
- rekomendacja struktury transakcji oraz analiza czynników wpływających na wartość PGNiG S.A.
- model finansowy oraz wycena Grupy Kapitałowej PGNiG
- analiza stanu prawnego przedsiębiorstwa wraz z załącznikami (analizą nieruchomości i tzw. roszczeń rurowych oraz raportem z analizy złóż i zgodności ich eksploatacji z prawem)
- analiza dla celów prospektu, przygotowano raport z oceny dóbr kultury znajdujących się na stanie majątku PGNiG S.A.

Spółka DeGolyer and MacNaughton, doradca PGNiG S.A. ds. weryfikacji zasobów i wyceny złóż przygotowała wymagane opracowanie w tym zakresie. Majątek, według zasad Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej (MSSF) i Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (MSR), został wyceniony i zweryfikowany przez doradców z zastosowaniem dwóch metodologii rynkowej (podstawową metodą była metoda porównawcza, zaś w stosunku do tych składników, dla których nie ma obrotu rynkowego w Polsce – metoda kosztów zastąpienia) oraz dochodowej (DCF).

Podstawę emisji stanowi uchwała Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 30 marca 2005 roku wraz z późniejszymi zmianami w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego PGNiG S.A. poprzez emisję Akcji Serii B, pozbawienia dotychczasowych akcjonariuszy prawa poboru i zmiany Statutu Spółki.

W dniu 31 marca 2005 roku PGNiG S.A. złożyła w Komisji Papierów Wartościowych i Giełd wniosek o dopuszczenie do publicznego obrotu akcji spółki oraz prospekt emisyjny za pośrednictwem oferującego Bankowego Domu Maklerskiego PKO Bank Polski S.A.

W dniu 24 maja 2005 roku Komisja Papierów Wartościowych i Giełd dopuściła do publicznego obrotu akcje Spółki.

W dniu 30 czerwca 2005 roku Zarząd KDPW uchwałą Nr 344/05 postanowił przyznać spółce PGNiG S.A. status uczestnika KDPW w typie EMITENT oraz przyjąć do KDPW 5.000.000.000 akcji zwykłych imiennych serii A spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.. Akcje zwykłe imienne serii A o wartości nominalnej 1,00 złoty każda zostały oznaczone kodem PLPGNIG00014.

W dniu 17 sierpnia 2005 roku Nadzwyczajny Walne Zgromadzenie Spółki PGNiG upoważniło Zarząd PGNiG S.A. do ustalenia następujących terminów otwarcia i zamknięcia subskrypcji Akcji Serii B:

- 31 sierpnia 2005 roku - podanie do publicznej wiadomości Przedziału Cenowego
- 1 września 2005 roku - otwarcie Oferty Publicznej
- od 1 do 12 września 2005 roku (12 września 2005 r. do godz. 12.00) – przyjmowanie Deklaracji Zainteresowania Nabyciem Akcji Serii B
- od 1 do 9 września 2005 roku - przyjmowanie zapisów w Transzy Inwestorów Indywidualnych, w tym od 1 do 7 września 2005 roku - Okres Pierwszy, oraz od 8 do 9 września 2005 roku - Okres Drugi
- 12 września 2005 roku - sporządzenie Listy Wstępnego Przydziału i ustalenie Ceny Emisyjnej
- 13 września 2005 roku - podanie do publicznej wiadomości Ceny Emisyjnej
- od 13 do 15 września 2005 roku - przyjmowanie zapisów w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oraz Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych
- Przydział Akcji Serii B w Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych nastąpi w ciągu trzech dni roboczych od dnia zakończenia przyjmowania zapisów w tej transzy
- Przydział Akcji Serii B w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych nastąpi w ciągu trzech dni roboczych od dnia zakończenia przyjmowania zapisów w tej transzy
- 17 września 2005 roku - przydział Akcji Serii B w Transzy Inwestorów Indywidualnych na sesji GPW w Warszawie S.A.

W dniu 31 sierpnia 2005 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. ustaliło przedział ceny emisyjnej akcji serii B od kwoty 2,46 zł do 2,98 zł.

W dniu 31 sierpnia 2005 roku PGNiG S.A. za pośrednictwem Bankowego Domu Maklerskiego PKO Bank Polski S.A. jako oferującego złożył wniosek o dopuszczenie do obrotu giełdowego akcji serii A i B w ilości odpowiednio 4.250.000.000 (cztery miliardy dwieście pięćdziesiąt milionów) oraz 900.000.000 (dziewięćset milionów) praw do akcji serii B. Zamiarem PGNiG S.A. było, aby Akcje Serii A i B były wprowadzone do obrotu na urzędowym rynku giełdowym tj. na rynku podstawowym.

W dniu 17 września 2005 roku dokonano ostatecznego przydziału Akcji Serii B zaoferowanych w ramach oferty publicznej w następujący sposób: 290.000.000 akcji przydzielono w ramach Transzy Inwestorów Indywidualnych; 350.000.000 akcji przydzielono w ramach Transzy Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych, oraz 260.000.000 w ramach Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych. W Transzy Inwestorów Indywidualnych średnia stopa redukcji dla zapisów złożonych w Okresie Pierwszym wyniosła 92,638% natomiast w Okresie Drugim wyniosła 96,319%. Cena emisyjna we wszystkich

transzach wyniosła 2,98 zł za jedną akcję serii B. Wartość przeprowadzonej subskrypcji wyniosła 2.682 mln złotych. Koszty emisji wyniosły 38,5 mln złotych.

Z uwagi na trudności techniczne związane z rozliczeniem transakcji w Transzy Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych dokonano przydziału 11.277.000 akcji serii B na rzecz inwestorów wskazanych przez HSBC Bank plc w trybie umowy o subemisję inwestycyjną zawartej przez Spółkę z BDM PKO BP S.A., HSBC Bank plc, HSBC Investment Services (Poland) sp. z o.o. oraz ING Bank N.V. (London Branch).

20 września 2005 roku Zarząd Krajowego Depozytu Papierów Wartościowych uchwalał nr 531 przyjął do Krajowego Depozytu Papierów Wartościowych 900.000.000 praw do akcji zwykłych na okaziciela serii B spółki PGNiG S.A. o wartości nominalnej 1,00 zł każda, oznaczonych kodem PLPGNIG S.A.00055. W dniu 23 września 2005 roku na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie odbyło się pierwsze notowanie powyższych praw do akcji.

W dniu 6 października 2005 roku Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego dokonał rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego PGNiG S.A. Dotychczasowy kapitał zakładowy PGNiG S.A. o wartości 5.000 mln zł został podwyższony o kwotę 900 mln zł, tj. do kwoty 5.900 mln zł, poprzez emisję 900.000.000 akcji serii B o wartości nominalnej 1,00 zł każda.

Zarząd Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. uchwalał z dnia 18 października 2005 roku wyznaczył na 19 października 2005 roku dzień ostatniego notowania 900.000.000 praw do akcji zwykłych na okaziciela serii B spółki PGNiG S.A. o wartości nominalnej 1,00 zł (jeden złoty) każda, oznaczonych przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. kodem PLPGNIG00055. Ponadto Zarząd GPW uchwalał z 18 października 2005 roku na podstawie uchwały nr 322/2005 z dnia 16 września 2005 roku oraz § 36 ust. 2 Regulaminu GPW wprowadził z dniem 20 października 2005 roku w trybie zwykłym do obrotu giełdowego na rynku podstawowym 5.150.000.000 (pięć miliardów sto pięćdziesiąt milionów) akcji spółki PGNiG S.A. o wartości nominalnej 1,00 zł każda, w tym:

- akcji zwykłych na okaziciela serii A
- 900.000.000 akcji zwykłych na okaziciela serii B oznaczonych przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. kodem PLPGNIG00014.

Pierwsze notowanie akcji Spółki PGNiG S.A. odbyło się na sesji giełdowej w dniu 20 października 2005 roku, akcje PGNiG S.A. notowane są w systemie notowań ciągłych. Po sesji w dniu 16 grudnia 2005 roku akcje PGNiG S.A. weszły do indeksu WIG 20 z udziałem 3,2%.

Oświadczenie Zarządu w sprawie stosowania zasad ładu korporacyjnego

Na podstawie § 29 Regulaminu Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. oraz Uchwały Rady Giełdy w sprawie przyjęcia zasad ładu korporacyjnego dla spółek akcyjnych będących emitentami akcji, obligacji zamiennych lub obligacji z prawem pierwszeństwa, które są dopuszczone do obrotu giełdowego - Zarząd PGNiG S.A. złożył w dniu 31 sierpnia 2005 roku oświadczenie o stosowaniu zasad ładu korporacyjnego.

Rada Nadzorcza w całości podzieliła stanowisko Zarządu rekomendujące przyjęcie i stosowanie wskazanych przez Zarząd zasad ładu korporacyjnego, zalecanych przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.

W dniu 11 kwietnia 2006 roku Zarząd PGNiG S.A. przyjął oświadczenie w sprawie przestrzegania zasad ładu korporacyjnego zawartych w „Dobrych Praktykach w Spółkach Publicznych w 2005 r.” dla spółek akcyjnych będących emitentami akcji, obligacji zamiennych lub obligacji z prawem pierwszeństwa, które są dopuszczone do obrotu giełdowego, w niezmienionej formie, przyjętej przez Zarząd PGNiG S.A. w dniu 30 sierpnia 2005 roku.

W dniu 25 kwietnia 2006 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. pozytywnie zaopiniowała zaproponowane przez Zarząd stanowisko Spółki wobec zasad ładu korporacyjnego oraz wniosek do Walnego Zgromadzenia w sprawie zaakceptowania stanowiska w powyższej sprawie.

Rozdział VI: Struktura akcjonariatu

Na dzień 31 grudnia 2005 roku kapitał zakładowy PGNiG S.A. wynosił 5.900.000.000 zł. Składało się na niego 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda.

Struktura akcjonariatu PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2005 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura akcjonariatu

Akcyonariusze	Udział w liczbie głosów na Walnym Zgromadzeniu na dzień 31.12.2005 w %	Liczba akcji na dzień 31.12.2005
Skarb Państwa	84,75 %	5 000 000 000
Pozostali	15,25 %	900 000 000
Razem:	100,00 %	5 900 000 000

Na dzień 31 grudnia 2005 roku jedynie Skarb Państwa posiadał liczbę akcji stanowiącą 5% i więcej kapitału zakładowego i jednocześnie dającą prawo do 5% i więcej ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki.

Poniżej przedstawiono akcje i udziały będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących według stanu na dzień 31 grudnia 2005:

Akcje i udziały będące w posiadaniu osób zarządzających

	Imię i nazwisko	Liczba akcji	Wartość nominalna akcji
1.	Jan Anysz	10 040	10 040 zł
2.	Marek Foltynowicz	33 180	33 180 zł
3.	Mieczysław Jakiel	10 601	10 601 zł
4.	Franciszek Krok	31 502	31 502 zł
5.	Maria Teresa Mikosz	0	0
6.	Bartłomiej Pawlak	0	0
7.	Zenon Kuchciak	0	0

Akcje i udziały będące w posiadaniu osób nadzorujących

	Imię i nazwisko	Liczba akcji	Wartość nominalna akcji
1.	Arkuszewski Wojciech	0	0
2.	Bąkowska Magdalena	0	0
3.	Chrobak Kazimierz	0	0
4.	Głogowski Krzysztof	0	0
5.	Kawecki Mieczysław	0	0
6.	Puławski Mieczysław	0	0
7.	Rościszewski Andrzej	0	0
8.	Szkałuba Mirosław	0	0
9.	Szwarc Piotr	0	0

Dnia 24 marca 2006 roku Jan Anysz, Wiceprezes Zarządu PGNiG S.A. dokonał zbycia 10.040 sztuk akcji PGNiG S.A. po cenie 3,54 zł każda. Zbycie akcji nastąpiło na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. w ramach umowy o zarządzanie pakietem papierów wartościowych.

Przenoszenie praw z Akcji Serii A oraz B nie podlega żadnym ograniczeniom. Statut nie przewiduje żadnych ograniczeń co do przenoszenia praw z akcji serii A1 (akcje pracownicze), jednakże ograniczenia takie wynikają z przepisów Ustawy o Komerccjalizacji i Prywatyzacji. Uprawnieni pracownicy będą mieli prawo do nieodpłatnego nabycia akcji pracowniczych w terminie 3 miesiące od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych akcji na zasadach ogólnych. Zgodnie z art. 38 ust. 3 ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji, uprawnienie to wygaśnie w terminie dwunastu miesięcy od nabycia tego prawa.

Zgodnie z art. 38 ust. 3 ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji, akcje pracownicze nabyte nieodpłatnie przez uprawnionych pracowników zgodnie z przepisami tej ustawy nie mogą być przedmiotem obrotu przed upływem dwóch lat od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych akcji na zasadach ogólnych, z tym że akcje pracownicze nabyte przez pracowników pełniących funkcję członków Zarządu - przed upływem trzech lat od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych akcji na zasadach ogólnych. Zgodnie z art. 38 ust. 4 Ustawy o Komerccjalizacji i Prywatyzacji umowa mająca za przedmiot zbycie akcji pracowniczych nabytych nieodpłatnie przez uprawnionych pracowników, zawarta przed upływem terminów określonych powyżej, jest nieważna.

Akcje wszystkich serii, tj. A, A1 oraz B są akcjami zwykłymi na okaziciela i uprawniają do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Statut PGNiG S.A. nie przewiduje ograniczeń w zakresie wykonywania prawa głosu przypadającego na akcje PGNiG S.A.

PGNiG S.A. nie są znane umowy, w wyniku których mogą w przyszłości nastąpić zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy i obligatariuszy.

Rozdział VII: Obrót

PGNiG S.A. prowadzi działalność handlową w zakresie obrotu gazem ziemnym oraz w zakresie sprzedaży wytwarzanych produktów takich jak gaz ziemny ze źródeł krajowych, ropa naftowa, kondensat, LPG, hel, azot i siarka. Zakup gazu z importu odbywa się głównie z kierunku wschodniego. Sprzedaż gazu ziemnego realizowana z sieci przesyłowej regulowana jest przez Prawo energetyczne, a ceny gazu ustalane są na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż oraz pozostałych produktów wytwarzanych przez Spółkę odbywa się na zasadach wolnorynkowych, gdzie cena negocjowana jest indywidualnie z klientem.

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 PGNiG S.A. Struktura sprzedaży podstawowych produktów PGNiG S.A. w 2005 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura sprzedaży podstawowych produktów

	Produkt	Jednostka	Ilość	Wartość netto (w mln zł)
1.	Gaz ziemny	mln m ³ *	13 554,5	8 754,6
2.	Ropa naftowa	tys. t	608,0	783,6
3.	Kondensat	tys. t	8,3	13,9
4.	Hel, LPG, azot, siarka	-	-	67,1

* mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu są Spółki Gazownictwa, które wchodzi 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	7 857,8	58,0%
	- Dolnośląska Spółka Gazownictwa	mln m ³	855,1	6,3%
	- Górnośląska Spółka Gazownictwa	mln m ³	1 329,1	9,8%
	- Karpacka Spółka Gazownictwa	mln m ³	1 819,0	13,4%
	- Mazowiecka Spółka Gazownictwa	mln m ³	1 660,3	12,3%
	- Pomorska Spółka Gazownictwa	mln m ³	835,7	6,2%
	- Wielkopolska Spółka Gazownictwa	mln m ³	1 358,6	10,0%
2.	Do odbiorców końcowych z sieci przesyłowej	mln m ³	5 151,5	38,0%
3.	Do odbiorców bezpośrednio ze źródeł	mln m ³	545,2	4,0%
Razem:		mln m ³	13 554,5	100,0%

* mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

PGNiG S.A. jest importerem gazu ziemnego. W 2005 roku gaz ziemny sprowadzany był głównie z Rosji, krajów Azji Środkowej, Norwegii oraz Niemiec. Zakup gazu z importu w wysokości 9,7 mld m³ stanowi około 71% całkowitej sprzedaży gazu PGNiG S.A. w 2005 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	6 340,3	65,4%
2.	Niemcy	mln m ³	330,6	3,4%
3.	Norwegia	mln m ³	485,1	5,0%
4.	Azja Środkowa – RosUkrEnergo AG	mln m ³	2 533,1	26,2%
5.	Ukraina	mln m ³	1,2	0,0%
6.	Czechy	mln m ³	0,3	0,0%
Razem:		mln m ³	9 690,6	100,0%

2. Podstawowe umowy handlowe

Umowy sprzedaży paliwa gazowego z systemu przesyłowego są zawierane na podstawie Prawa energetycznego i zgodnie z obowiązującymi taryfami na obrót paliwami gazowymi. Natomiast umowy sprzedaży gazu bezpośrednio ze złóż podlegają Prawu geologicznemu i górnictwu, a do ich rozliczeń stosowane są ceny ustalone na podstawie rachunku ekonomicznego uwzględniającego koszty zagospodarowania, wydobycia i dostarczenia gazu.

W 2005 roku PGNiG S.A. podpisała dziesięć umów sprzedaży, na które składa się sześć umów sprzedaży paliwa gazowego z systemu przesyłowego oraz cztery umowy, na podstawie których gaz dostarczany jest bezpośrednio ze złoża. Wyżej wymienione umowy zostały zawarte z następującymi podmiotami:

1. PPUH Sun Garden Sp. z o.o. – końcowy odbiorca
2. HPL Pustków Sp. z o.o. – końcowy odbiorca
3. TOP GAZ Sp. z o.o. – podmiot zajmujący się dystrybucją paliwa gazowego na terenie gminy Kolonowskie i Zawadzkie
4. ZPiUT A. Brzozowski Sp. z o.o. – podmiot zajmujący się dystrybucją paliwa gazowego na terenie miejscowości Kotki
5. Projekt Energia Sp. z o.o. – podmiot zajmujący się dystrybucją paliwa gazowego na terenie gminy Wieczfnia Kościelna
6. OGP Gaz-System Sp. z o.o. – na potrzeby działania systemu przesyłowego
7. PWiK Sp. z o.o. w Przemyśle – gaz ze złóż krajowych
8. BNG Naftomontaż Przemyśl Sp. z o.o. – gaz ze złóż krajowych
9. „Ekopak” s.c. – gaz ze złóż krajowych
10. Hurtownia „Kameleon” Art. Przem. M. Martowicz, R. Mikuś s.j. – gaz ze złóż krajowych.

W 2005 roku dziewięciu klientów rozpoczęło pobór gazu na podstawie umów sprzedaży zawartych w tymże roku. Spółka Projekt Energia Sp. z o.o. do dnia sporządzenia sprawozdania, z przyczyn leżących po stronie odbiorcy, nie rozpoczęła poboru gazu. Zakłady Azotowe w Tarnowie – Mościcach S.A. rozpoczęły pobór gazu na podstawie umowy podpisanej w roku 2004.

W ramach umów zawartych pomiędzy PGNiG S.A. i Shell Trading International Ltd (umowa ITND5R z dnia 7 października 2004 roku) oraz BP Oil International Ltd.(umowa DH/HP/003/2005 z dnia 29 marca 2005 roku) realizowana jest sprzedaż ropy naftowej ze złóż krajowych. Okres obowiązywania powyższych umów został przedłużony do 31 grudnia 2006 roku.

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 RosUkrEnerg AG, obowiązującej do dnia 31 grudnia 2006 roku.

Umowa sprzedaży gazu ziemnego zawarta dnia 10 sierpnia 2005 roku pomiędzy RosUkrEnerg AG z siedzibą w ZUG w Szwajcarii jako sprzedającym i PGNiG S.A. jako kupującym. Przedmiotem umowy jest dostawa gazu ziemnego o jakości określonej w umowie w ilości do 3,4 mld m³ (wg GOST) na warunkach [DAF] granica Ukraina / Rzeczpospolita Polska z punktem zdawczo-odbiorczym w Drozdowiczach. Dostawy będą realizowane w okresie od 1 września 2005 roku do 31 grudnia 2006 roku włącznie. Szacunkowa wartość umowy została objęta wnioskiem o opóźnienie publikacji do końca 2011 roku. Umowa obowiązuje do dnia 31 grudnia 2006 roku.

W dniu 31 października 2005 roku OOO Gazexport zwrócił się do PGNiG S.A. z prośbą o przystąpienie do renegotjacji cen gazu dostarczanego do Polski na mocy kontraktu z dnia 25 września 1996 roku, jednakże zdaniem PGNiG S.A. nie ma podstaw do zmiany zasady ustalania ceny.

W dniu 29 grudnia 2005 roku został podpisany aneks nr 4 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 30 czerwca 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 29 grudnia 2005 roku został podpisany aneks nr 4 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 30 czerwca 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 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.

3. Planowane działania w obszarze obrotu

W roku obrotowym 2006 PGNiG S.A. nie przewiduje istotnych zmian w strukturze kierunków dostaw oraz dostawców w stosunku do roku 2005, ani też istotnych zmian w kontraktach na zakup gazu.

Zgodnie z ostatnimi prognozami, przy utrzymujących się wysokich cenach ropy naftowej, średnia ważona cena gazu z importu w 2006 roku może wzrosnąć w stosunku do średniej ważonej ceny z roku 2005 o 34%. Podejmowane na bieżąco działania w odniesieniu do kontraktów kończących się w 2006 roku przewidują kontynuację dostaw gazu z kierunków dotychczasowych przy zachowaniu konkurencyjnego ofertowania ze strony potencjalnych dostawców.

Zgodnie ze Strategią Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2005-2008, rozpoczęto realizację planu operacyjnego „Pozyskanie nowych klientów strategicznych z sektora elektroenergetyki”, którego celem jest poprawa efektywności działalności handlowej. Dokonano weryfikacji możliwości realizacji kilku projektów pilotażowych z zakresu budowy, rozbudowy lub modernizacji źródeł energetycznych w oparciu o gaz ziemny.

W sierpniu 2005 roku PGNiG S.A. przystąpiła do wielostronnego porozumienia dotyczącego utworzenia Polskiej Platformy Technologicznej Wodoru i Ogniw Paliwowych. Zgodnie z porozumieniem, w ramach wspierania działań i inicjatyw na rzecz rozwoju nowych technologii w energetyce, PGNiG S.A. udzieliła poparcia dla projektu SOPTUS dotyczącego „Opracowania, zbudowania i przetestowania stosu ogniw paliwowych o mocy 1 kW”, skierowanego do Komisji Kwalifikacyjnej Projektów Badawczych Zamawianych Ministerstwa Nauki i Informatyzacji.

4. Ryzyka w obszarze obrotu

Ryzyko konkurencji

Według stanu na dzień 31 grudnia 2005 roku 80 firm (z wyłączeniem PGNiG S.A. i Spółek Gazownictwa) posiadało udzielone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki ważne koncesje na prowadzenie działalności w zakresie:

- obrotu paliwami gazowymi (75 koncesji)
- przesyłania i dystrybucji paliw gazowych (55 koncesji)
- dystrybucji paliw gazowych (6 koncesji)
- obrotu paliwami gazowymi z zagranicą (18 koncesji).

Dodatkowo Prezes URE udzielił 8 firmom promesy na prowadzenie działalności w niżej wymienionych zakresach:

- obrót paliwami gazowymi (7 promesy)
- przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych (4 promesy)
- dystrybucja paliw gazowych (4 promesy).

Jednakże działalność w wyżej wymienionym zakresie podjęły nie wszystkie podmioty posiadające koncesje. Większość spośród 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 głównie ukierunkowana na obszary jeszcze nie zgazyfikowane, ale zdarzają się także inwestycje polegające na budowie gazociągów dublujących gazociągi Spółek Gazownictwa.

Ponadto 27 marca 2006 roku firma Emfesz NG Polska Sp. z o.o. podpisała umowę na dostawę 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.

Ryzyko związane z wydzieleniem umów na dostawę gazu i przesył

W ustawie Prawo energetyczne brak jest przepisów rozstrzygających o umowach zawartych przed wyodrębnieniem operatora systemu przesyłowego. W 2005 roku OGP Gaz-System Sp. z o.o. nie posiadała własnej taryfy, a instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej nie została opracowana. PGNiG S.A., w celu zapewnienia przesyłu paliwa gazowego odbiorcom, w dniu 29 czerwca 2005 roku podpisała z OGP Gaz-System Sp. z o.o. dwie umowy o świadczenie usługi przesyłowej, odpowiednio w systemie gazu wysokometanowego i systemie gazu zaazotowanego. Powyższe umowy mają obowiązywać do dnia 30 czerwca 2006 roku. Do chwili obecnej PGNiG S.A. 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 umów o świadczenie usługi przesyłowej i wprowadzeniem nowej taryfy, PGNiG S.A. i jego odbiorcy, przy czynnym udziale OGP Gaz-System Sp. z o.o., stoją przed ogromnym wyzwaniem, jakim jest rozdzielenie zawartych pomiędzy PGNiG S.A. a odbiorcami umów bądź określenie nowych zasad 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.

Rozdział VIII: Dystrybucja

Obrót detaliczny i dystrybucja gazu ziemnego stanowią jeden z podstawowych obszarów działalności gospodarczej Grupy Kapitałowej PGNiG. Działalność tę prowadzą Spółki Gazownictwa, które są strategicznymi podmiotami w Grupie Kapitałowej PGNiG. Spółki Gazownictwa prowadzą również działalność w obszarze eksploatacji, remontów oraz rozbudowy systemu dystrybucyjnego.

1. Działalność Spółek Gazownictwa w 2005 roku

Przedmiotem działalności handlowej prowadzonej przez Spółki Gazownictwa GK PGNiG w 2005 roku była przede wszystkim sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego GZ 50. Stanowiła ona prawie 91% wolumenu i 92 % wartości sprzedaży w obszarze dystrybucji. Gaz zaazotowany GZ 41,5 i GZ 35 sprzedawany przez dwie Spółki, Wielkopolską Spółkę Gazownictwa i Dolnośląską Spółkę Gazownictwa, stanowił 9% wolumenu i 8% wartości ogółu sprzedaży gazu w obszarze dystrybucji. Na uwagę zasługuje również wzrastający wolumen sprzedaży gazu sprężonego CNG, który w roku 2005 osiągnął poziom 1,3 mln m³. Ilościowa i wartościowa struktura sprzedaży gazu ziemnego w 2005 roku zaprezentowana jest w poniższym zestawieniu.

Struktura sprzedaży gazu przez Spółki Gazownictwa.

Wyszczególnienie	Razem Spółki Gazownictwa	
	Wolumen sprzedanego gazu w mln m ³	Wartość sprzedanego gazu w mln zł
Gaz wysokometanowy GZ 50**	7 064,9	6 810,1
Gaz zaazotowany GZ 41,5*	257,2	214,9
Gaz zaazotowany GZ 35 *	457,8	376,8
Razem	7 779,9	7 401,8

* w przeliczeniu na gaz GZ 50

** w tym CNG 1,3 mln m³

W poniższej tabeli przedstawiono wolumen sprzedanego gazu, strukturę klientów, długość sieci dystrybucyjnej oraz stan zatrudnienia w Spółkach Gazownictwa na dzień 31 grudnia 2005 roku.

Podstawowe dane o Spółkach Gazownictwa w 2005 roku.

Spółki Gazownictwa	DSG	GSG	KSG	MSG	PSG	WSG
Wolumen sprzedaży gazu w roku 2005 (mln m ³)	849,2	1 299,2	1 804,4	1 642,3	818,1	1 366,7
Liczba klientów (szt.), w tym:	732 609	1 282 695	1 355 174	1 425 885	723 761	865 766
w gr. taryfowych 1-4	730 868	1 280 554	1 351 696	1 420 922	721 356	863 015
w gr. taryfowych 5-7	1 741	2 086	3 435	4 963	2 398	2 751
w gr. taryfowych 8-10	0	55	43	0	7	0
Długość sieci (km)	6 388	19 572	42 241	15 670	7 398	12 384
Zatrudnienie (osoby)	1 751	3 140	4 008	3 539	2 218	2 143

W 2005 roku w Spółkach Gazownictwa trwały prace koncepcyjne nad dostosowaniem struktur organizacyjnych do wymogów dyrektywy Unii Europejskiej (2003/55/EC), która nakłada obowiązek prawnego rozdzielenia dystrybucji gazu od działalności handlowej. Spółki Gazownictwa dokonały w minionym roku rozdziału organizacyjnego tych funkcji.

W Spółkach Gazownictwa trwają bądź zostały zakończone prace nad wdrożeniem Zintegrowanego Systemu Zarządzania Jakością, Zarządzania Środowiskowego oraz Zarządzania Bezpieczeństwem i Higieną Pracy zgodnie z normami ISO. Spółki Gazownictwa przeprowadziły także restrukturyzację organizacji sprzedaży, której efektem jest powołanie opiekunów klientów strategicznych i kluczowych oraz doradców techniczno-handlowych.

W ramach realizacji polityki rozwoju rynku sprzedaży gazu spółki rozbudowywały i modernizowały sieć gazową oraz dokonywały przyłączeń nowych klientów. Uwzględniając efektywność inwestycji, we współpracy z samorządami lokalnymi, realizowały programy gazyfikacji terenów słabo- lub niezgazyfikowanych tzw. „białych plam” również współfinansując je funduszami unijnymi. Aktywnie kreowały wzrost popytu na gaz ziemny poprzez promocję m.in. nowoczesnych urządzeń produkujących równocześnie energię elektryczną oraz ciepło/zimno (tzw. układy kogeneracyjne), lokalnych ciepłowni opalanych gazem oraz zastosowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) do napędu silników spalinowych.

2. Planowane kierunki rozwoju Spółek Gazownictwa

Rozwój gospodarczy Polski oraz przynależność do Unii Europejskiej tworzą korzystny klimat dla powstania nowych przedsiębiorstw, a w związku z tym szansę pozyskania nowych klientów przez Spółki Gazownictwa. Ponadto rozwój nowoczesnych technologii po stronie odbiorców gazu, wprowadzenie unijnego prawa proekologicznego oraz wysokie i wciąż rosnące znaczenie paliwa gazowego przyczyniają się do wzrostu jego zapotrzebowania. Niewątpliwie istotnym czynnikiem, zwłaszcza w obliczu liberalizacji rynku, jest rosnące zaufanie klientów, które umiejętnie wykorzystane pozwoli na umocnienie pozycji Spółek Gazownictwa na rynku.

Strategie Spółek Gazownictwa stanowią rozszerzenie strategii Grupy Kapitałowej PGNiG, która zakłada wzrost wartości Grupy Kapitałowej, zwiększenie efektywności prowadzonej działalności oraz optymalne wykorzystanie posiadanego potencjału majątkowego.

Jednym z podstawowych kierunków rozwoju Spółek Gazownictwa jest dywersyfikacja produktowa. Zakłada ona rozwój produktu oraz usług z nim związanych zarówno dla rynku odbiorców indywidualnych, jak i instytucjonalnych. Poza rozszerzeniem oferty usług towarzyszących, dywersyfikacja produktowa oznacza również poszukiwanie nowych zastosowań dla gazu ziemnego, ich komercjalizację oraz wprowadzenie/kontynuację sprzedaży trzech nowych produktów tj. sprężonego gazu ziemnego do napędu pojazdów (CNG), ciepła oraz ciepła/chłodu i energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu.

Podjęmowane przez Spółki działania rozwojowe mają na celu wzrost przychodów, w szczególności z działalności niekoncesjonowanej, oraz umocnienie pozycji na rynku. Działania te powinny przynieść także zmniejszenie wpływu sezonowości sprzedaży gazu ziemnego. Mając do dyspozycji wypracowane przez siebie środki oraz możliwość pozyskiwania kapitału pochodzącego z emisji akcji PGNiG S.A., Spółki będą realizować następujące działania rozwojowe:

- dostosowanie struktur do uwarunkowań rynkowych i zbudowanie docelowego modelu przedsiębiorstwa opartego na funkcjonalnym, a docelowo także prawnym, rozdzielaniu obszarów obrotu i dystrybucji
- wdrażanie nowych rozwiązań systemowych mających na celu efektywne, sprawne i konkurencyjne funkcjonowanie Spółek w obrocie gospodarczym
- usprawnienie kluczowych procesów w obszarze sprzedaży i marketingu – poprzez realizację szczegółowych procedur i ich informatyzację obsługi klienta
- intensyfikacja sprzedaży na rynku odbiorców indywidualnych i instytucjonalnych
- zwiększenie atrakcyjności oferty poprzez realizację programów marketingowych skierowanych do nowo przyłączanych klientów
- zwiększenie lojalności i satysfakcji najważniejszych odbiorców poprzez realizację programu Doradców Klientów
- zwiększenie sprzedaży sprężonego gazu ziemnego do napędu pojazdów (CNG)
- zwiększenie sprzedaży gazu ziemnego do produkcji ciepła oraz sprzedaż ciepła
- zwiększenie sprzedaży gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej i ciepła/chłodu w skojarzeniu (CHP) oraz sprzedaż energii elektrycznej i ciepła/chłodu w skojarzeniu (CHP)
- wykorzystanie skroplonego (LNG) i sprężonego (GTM CNG) gazu ziemnego na terenach nie zgazyfikowanych tzw. pregazyfikacja
- efektywne inwestowanie
- świadczenie usług towarzyszących
- racjonalizacja działalności remontowej
- optymalizacja obsługi sieci
- zwiększenie procesu efektywności windykacji należności
- budowa zasobów informatycznych
- podniesienie kompetencji pracowników.

3. Ryzyka w obszarze dystrybucji

Ryzyko makroekonomiczne

Edukacja społeczna oraz wzrost świadomości ekonomicznej i ekologicznej, ma pozytywny wpływ na kondycję przedsiębiorstw energetycznych, ponieważ przyczynia się do zwiększenia znaczenia gazu ziemnego. Z drugiej strony, wysoki stopień bezrobocia skutkujący wzrastającym ubożeniem części społeczeństwa oraz mała urbanizacja niektórych terenów, na których Spółki prowadzą działalność ogranicza tempo wzrostu wielkości obrotów Spółek. Brak wzrostu siły nabywczej odbiorców, a tym samym niska konsumpcja gazu mogą spowodować nasilenie się problemów ze ściągalnością należności. Negatywny wpływ może mieć również polityka fiskalna (wzrost podatków) oraz pieniężna (wzrost stóp procentowych, oprocentowania kredytów, kursy walut). Rozporządzenie Ministra Finansów od wielu lat kształtuje niższy poziom stopy procentowej za nieterminowe realizowanie należności w stosunku do oprocentowania kredytów bankowych. Sytuacja taka powoduje, że klienci świadomie kredytują się należnościami za gaz, co niekorzystnie wpływa na płynność finansową Spółek.

Ryzyko regulacyjne

Zgodnie z zapisami Prawa Energetycznego, implementującego Dyrektywę 2003/55/EC, z dniem 1 lipca 2007 roku planowane jest prawne rozdzielenie działalności obrotu i dystrybucji. W warunkach liberalizacji rynku gazowniczego i stosunkowo niewielkich barier wejścia na rynek obrotu gazem ziemnym, coraz bardziej widoczne staje się zagrożenie ze strony konkurencji bezpośredniej. W przypadku rozdzielenia działalności Spółek na obrót i dystrybucję, zjawiska te będą miały negatywny wpływ na działalność związaną z obrotem gazem ziemnym, podczas gdy działalność związaną z dystrybucją nadal będzie umiejscowiona na rynku zmonopolizowanym. Niemniej, w dalszej perspektywie, nawet w przypadku działalności dystrybucyjnej należy liczyć się z możliwością pojawienia się konkurencji bezpośredniej. Rozwinięta sieć przesyłowa na obszarze działania Spółek, umożliwi powstawanie lokalnych sieci dystrybucyjnych podłączanych bezpośrednio do sieci przesyłowej oraz odłączanie się od Spółek klientów korporacyjnych, którzy sami zaczną organizować dostawy gazu ziemnego. Ponadto polityka taryfowa URE uniemożliwi Spółkom prowadzenie elastycznej polityki cenowej dla ważnych odbiorców.

Ryzyko ustawodawcze

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 różna interpretacja lub wręcz nieprzestrzeganie prawa przez podmioty mające wpływ na realizację zadań. Dodatkowo odczuwalny jest brak lobbingu dla gazownictwa w porównaniu z silnym lobbingiem dla innych paliw.

Ryzyko polityki regionalnej

Istotne znaczenie dla pozyskania przez Spółki odbiorców ma również zależność własnościowa spółek ciepłowniczych od gmin, które mają decydujący wpływ na plany zaopatrzenia w energię na swoim terenie i jednocześnie wydają pozwolenia na budowę. Niejednokrotnie prowadzi to do faworyzowania zależnych spółek ciepłowniczych w sytuacji

możliwości wyboru dostawcy innego medium energetycznego. W szczególności taka sytuacja ma miejsce w sektorze budownictwa mieszkaniowego. Deweloperzy mogą zawierać umowy ze spółkami ciepłowniczymi nawet na warunkach niekorzystnych dla ostatecznego odbiorcy.

Ryzyko substytucji

Poważnym zagrożeniem dla Spółek Gazownictwa 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. Powrót do konsumpcji paliw sprzed podwyżek może nastąpić w ciągu kilku lat.

Rozdział IX: Poszukiwania złóż

PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze i rozpoznawcze w kraju i zagranicą za pośrednictwem Spółek sektora poszukiwań należących do Grupy Kapitałowej PGNiG. Prace te polegają głównie na poszukiwaniu i udostępnianiu struktur geologicznych zawierających złoża węglowodorów w postaci gazu ziemnego i ropy naftowej. Na poszukiwanie i rozpoznanie złóż składa się wykonanie opracowań danych historycznych, analiz geologicznych oraz badań geofizycznych i wiertniczych.

1. Prace poszukiwawcze w 2005 roku

W 2005 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 70.116 m wierceń. Prace wiertnicze były prowadzone w 38 otworach, z czego w 34 otworach prace zostały zakończone (28 otworów poszukiwawczych i 6 otworów rozpoznawczych), a w 4 wiercenia kontynuowano.

Opróbowanie otworów pozwoliło zakwalifikować 23 otwory jako pozytywne (co stanowi 60,5 % skuteczności prowadzonych prac). Wyniki złożowe otworów w postaci przemysłowych przyływów gazu ziemnego i ropy naftowej pozwoliły zakwalifikować 12 otworów gazowych na Przedgórzu i 6 na Niżu Polskim oraz 5 otworów ropnych na Niżu Polskim, jako produktywne i przekazać je do eksploatacji.

W 2005 roku na prace poszukiwawczo- rozpoznawcze PGNiG S.A. wydatkowała ogółem 431,3 mln zł, co przełożyło się na przyrost zasobów wydobywalnych:

- ropy naftowej – 3,0 mln ton
- gazu ziemnego – 4,9 mld m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Na koniec 2005 roku zasoby wydobywalne gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy wynosiły 106,3 mld m³ (z czego 103,0 mld m³ zostało dotychczas pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopaliny i przyjętych przez Ministra Środowiska), zaś zasoby ropy naftowej oszacowano na 21,9 mln ton.

W 2005 roku PGNiG S.A. prowadziła prace geofizyczne w Karpatach, na Przedgórzu Karpat i na Niżu Polskim. Spółka wykonała 1.338,9 km badań sejsmicznych 2D oraz 435,0 km² badań 3D.

Za granicą PGNiG S.A. w 2005 roku prac poszukiwawczych i rozpoznawczych nie prowadziła.

2. Działalność Spółek sektora poszukiwań

Prace w obszarze poszukiwania złóż prowadzone są przez następujące Spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej PGNiG:

- GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.
- GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.
- Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.
- Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.
- Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.
- Poszukiwania Naftowe „Diament” Sp. z o.o.
- Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.

Przedmiot działalności Spółek

Przedmiotem podstawowej działalności Spółek sektora poszukiwań jest szeroko pojęte poszukiwanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie kraju i za granicą. Nowoczesny sprzęt i doświadczona załoga pozwalają na świadczenie wysokiej jakości prac w obszarze poszukiwania złóż, m.in.:

- wykonanie prac w zakresie sejsmiki polowej z użyciem źródeł wzbudzenia wibratorowego i dynamitowego 2D i 3D
- kompleksowe przetwarzanie i interpretacja danych sejsmicznych
- świadczenie usług pomiarów geofizycznych i zabiegów w otworach niezarurowanych, zarurowanych i produkcyjnych oraz ich interpretację
- wykonanie płytkich badań geofizycznych w zakresie szeroko rozumianej ochrony środowiska, geologii i hydrogeologii
- projektowania i wykonawstwa głębokich uziomów anodowych do ochrony katodowej
- projektowania, wykonania i dokumentowania wiertniczych otworów badawczych, rozpoznawczych, poszukiwawczych oraz eksploatacyjnych
- wiercenia geotermalne
- wiercenia otworów na potrzeby podziemnych magazynów węglowodorów
- świadczenia usług specjalistycznych serwisów wiertniczych w zakresie usług cementacyjnych, płuczkowych, zbrojenia odwiertów oraz aparatury kontrolno-pomiarowej na wiertniach
- wykonywanie zabiegów intensyfikacyjnych przy użyciu specjalistycznych urządzeń szczelinowania hydraulicznego, miniszczelinowania, kwasowania oraz hydroperforacji rur okładzinowych
- wytlaczanie płynów z odwiertów jednostką azotową i urządzeniem coiled tubing
- pogłębiania odwiertów
- likwidacji infrastruktury i dołów urobkowych
- usługi w zakresie ratownictwa górniczego.

Prace Spółek sektora poszukiwań w 2005 roku

W roku 2005 dominującą pozycję zleceniodawcy usług świadczonych przez Spółki sektora poszukiwań na rynku krajowym miała PGNiG S.A. Segment operatorów koncesji naftowych spoza PGNiG S.A. w roku 2005 wykazywał na rynku krajowym stagnację. Prace geofizyczne wykonywane były jedynie dla niemieckiej firmy RWE-Dea oraz amerykańską FX Energy.

Krajowy rynek wierceń geotermalnych, ze względu na konieczność pozyskania dużych środków finansowych również charakteryzował brak aktywności. Niewielki zakres prac dla inwestorów spoza PGNiG S.A. realizowały jednostki serwisu rekonstrukcyjno-wiertniczego.

Jednocześnie Spółki sektora poszukiwań prowadziły aktywną działalność na rynkach zagranicznych. Głównymi rynkami, na których operowały Spółki geofizyczne z Grupy Kapitałowej PGNiG w 2005 roku były Austria, Iran, Indie, Czechy, Słowacja, Turcja, Węgry i Pakistan. Usługi wiertnicze były wykonywane dla odbiorców z Kazachstanu, Pakistanu, Indii, Ukrainy, Litwy, Niemiec, Libii i Węgier. Spółki serwisowe Grupy Kapitałowej PGNiG świadczyły swoje usługi na Białorusi, Ukrainie, w Czechach, Hiszpanii, Holandii i w Niemczech.

Struktura usług geofizycznych i wiertniczych świadczonych przez Spółki sektora poszukiwań w 2005 roku według odbiorców została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura usług geofizycznych i wiertniczych

Odbiorcy	Usługi wiertnicze	Usługi geofizyczne	
		2D	3D
	[mb]	[km]	[km ²]
Grupa Kapitałowa PGNiG	70 116,0	1 338,9	435,0
Pozostali odbiorcy krajowi	0,0	192,3	238,5
Odbiorcy zagraniczni	266 414,0	2 213,6	2 606,3
Razem	336 461,0	3 744,8	3 279,8

Przychody ze sprzedaży produktów Spółek sektora poszukiwań łącznie w roku sprawozdawczym wyniosły 1.016,5 mln zł. Wartościowa struktura sprzedaży prac poszukiwawczych i rozpoznawczych przedstawia się następująco :

- Grupa Kapitałowa PGNiG 541,9 mln zł
- Pozostali odbiorcy krajowi 71,1 mln zł
- Odbiorcy zagraniczni 403,5 mln zł
- Razem 1.016,5 mln zł

Czynniki i zdarzenia istotnie wpływające na działalność GK PGNiG

Najważniejszym czynnikiem wpływającym w 2005 roku na wyniki finansowe Spółek z sektora poszukiwań oraz Spółek świadczących usługi serwisowe i geofizyczne Grupy Kapitałowej PGNiG było rosnące zapotrzebowanie na surowce energetyczne, gwarantujące pozyskanie nowych kontraktów i rynków zbytu na usługi Spółek. Aktywne uczestnictwo w perspektywnych rynkach usług geologiczno-poszukiwawczych było przełomowym momentem w budowaniu potencjału eksportowego Spółek Grupy Kapitałowej PGNiG.

Niewątpliwie duży wpływ na wyniki finansowe w 2005 roku miała szczególna dbałość Spółek Grupy Kapitałowej PGNiG o ochronę środowiska owocująca pozytywnymi wynikami kontroli jakości.

Osiągnięcie założonych na 2005 roku celów dla Grupy Kapitałowej PGNiG przyczyniło się do poniesienia nakładów inwestycyjnych na zakup sprzętu i urządzeń niezbędnych do utrzymania odpowiedniego poziomu technicznego. Nowe inwestycje nie tylko poprawiły jakość pracy oraz usług świadczonych przez Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG, ale również pogłębiły specjalizację w zakresie wykonywanych prac oraz zredukowały koszty wpływające na wynik finansowy Spółek.

3. Wspólne przedsięwzięcia

Po wycofaniu się z dniem 31 stycznia 2005 roku firmy Apache Poland Sp. z o.o. z Umowy o Wspólnych Operacjach na bloku 255, w wyniku cesji praw Spółka PGNiG S.A. przejęła dodatkowe udziały i przystąpiła wspólnie z FX Energy Poland Sp. z o.o. (81,82% udziałów) do zagospodarowania złoża gazowo-kondensatowego Wilga, na bloku 255, o szacunkowych zasobach gazu 194 mln m³.

W 2005 roku kontynuowane były również wspólnie z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. prace 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)

W obu przedsięwzięciach PGNiG S.A. posiadała 51,0% udziałów.

W dniu 26 października 2005 roku podpisana została Umowa Operacyjna Użytkowników Górniczych na obszarze "Płotki" - "PTZ" (tzw. Powiększony Teren Zaniemyśla), gdzie trwają prace związane z zagospodarowaniem złoża gazu ziemnego Zaniemyśl o zasobach wydobywalnych około 750 mln m³.

Zgodnie z zawartą umową udziały we wspólnym przedsięwzięciu kształtują się następująco:

- PGNiG S.A. – 51,0%
- FX Energy Poland Sp. z o.o. – 24,5%
- CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o. – 24,5%.

W 2006 roku przewiduje się kontynuowanie prac na wszystkich obszarach w ramach wspólnych przedsięwzięć.

4. Planowane kierunki prac poszukiwawczych

Prace poszukiwawcze w Polsce

W dniu 3 listopada 2005 roku między Ministrem Środowiska, Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej a Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem S.A. została podpisana umowa na przegłębienie otworu wiertniczego Huwniki-1 w celu rozpoznania budowy geologicznej i ropo-gazonośności w północno-wschodniej części Karpat Polskich w strefie sigmoidy przemyskiej. Zgodnie z nią

Wykonawca – PGNiG S.A. zobowiązuje się rozpocząć wykonanie przedsięwzięcia 1 marca 2006 roku, a zakończyć 31 marca 2007 roku. Efektem rzeczowym przedsięwzięcia będzie "Dokumentacja geologiczna otworu wiertniczego". Finansujący – NFOŚiGW wypłaci środki finansowe w wysokości 10,0 mln zł.

W 2006 roku planowane są prace poszukiwawczych w rejonach:

- Międzychód-Gorzów Wielkopolski
- Nowego Tomyśla
- Środa Wielkopolska-Jarocin (współpraca z FX Energy)
- Pionki-Kazimierz
- Górowo Iławeckie
- Przedgórze Karpat i w Karpatach.

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
- przygotowanie do eksploatacji już odkrytych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.

Prace poszukiwawcze za granicą

Na mocy Uchwały Zarządu PGNiG S.A. z dnia 18 października 2005 roku Spółka rozpoczęła prace nad kierunkami strategicznych działań PGNiG S.A. w zakresie rozpoznania zagranicznych rynków pod kątem możliwości pozyskania koncesji lub udziałów we wspólnych przedsięwzięciach na poszukiwanie i wydobywanie węglowodorów.

W 2005 roku Spółka PGNiG S.A. pozyskała koncesję poszukiwawczą Kirthar w Pakistanie, która umożliwi Spółce wykonanie obligacji koncesyjnych z lat wcześniejszych. Umowa na poszukiwanie węglowodorów na koncesji Kirthar, została podpisana pomiędzy PGNiG S.A a Rządem Pakistanu w dniu 18 maja 2005 roku na okres 3 lat.

Podział udziałów jest następujący:

- PGNiG S.A. – 70%
- Pakistan Petroleum Ltd. – 30%.

Interesy PGNiG S.A. w zakresie wynikającym z prowadzenia działalności na koncesjach w Pakistanie reprezentuje Oddział Operatorski, założony zgodnie z prawem pakistańskim narzucającym konieczność utworzenia przedstawicielstwa firmy macierzystej w tym kraju.

Od daty podpisania koncesji do dnia sporządzenia sprawozdania wykonano prace analityczne i przystąpiono do realizacji prac polowych, które pozwolą w okresie pierwszych dwóch lat prowadzić prace poszukiwawcze. W roku 2006 planuje się wykonanie badań w zakresie badań grawimetrycznych, kartowania powierzchni geologicznej i sejsmicznych prac polowych.

Perspektywy rozwoju Spółek sektora poszukiwań

W 2006 roku działania Spółek sektora poszukiwań będą polegały zarówno na umacnianiu ich pozycji na rynku krajowym, jak i na dalszej ekspansji na rynkach zagranicznych. Wysokie ceny ropy naftowej i gazu ziemnego, jakie ustabilizowały się pod koniec 2005 roku, stwarzają możliwości rozwoju rynku prac poszukiwawczych.

Głównymi zagranicznymi rynkami sprzedaży usług Spółek geofizycznych z Grupy Kapitałowej PGNiG w 2006 roku będą Indie, Iran, Turcja, Pakistan, Czechy, Austria i Niemcy oraz Libia. Działania opierające się na profesjonalizmie i innowacyjności świadczonych usług oraz wieloletnie ukierunkowane działania marketingowe przyniosły Spółkom konkretne zamówienia na usługi i prace geofizyczne. Bogate doświadczenie oraz stale zwiększanie portfolio świadczonych usług przyczyniły się do optymalizacji wykorzystania zasobów.

Najbardziej perspektywicznymi rynkami eksportowymi Spółek poszukiwawczych (wiertniczych), ze względu na bogate zasoby ropy naftowej, są kraje Afryki i Bliskiego Wschodu (Arabia Saudyjska, Iran, Libia, Nigeria i Kuwejt), kraje Azji (Rosja, Chiny, Indie, Indonezja i Kazachstan) oraz Ukraina. Ponadto prowadzone są intensywne działania marketingowe ukierunkowane na rynki Indii, Węgier, Maroka, Egiptu oraz Wielkiej Brytanii. Obiecującym jest również rynek niemiecki, gdzie dla potrzeb geotermii przygotowywanych jest wiele projektów. Podjęte działania marketingowe, kompleksowość prac oraz ciągłe unowocześnianie parku urządzeń i podzespołów specjalistycznych umacniają pozycję Spółek sektora poszukiwań na perspektywicznych rynkach zagranicznych. Stałe zapewnienie jakości i bezpieczeństwa prac oraz ograniczanie negatywnego oddziaływania na środowisko połączone z długoletnim doświadczeniem przyczynia się do pozyskiwania nowych kontrahentów na rynkach zagranicznych.

Strategicznym rynkiem dla Spółek serwisowych w 2006 roku pozostaje rynek krajowy, docelowym natomiast Europa Środkowo-Wschodnia, a szczególnie Białoruś i Ukraina zgłaszające zapotrzebowanie na prace intensyfikacyjne i na usługi górnictwa otworowego. Pogłębienie specjalizacji w zakresie wykonywanych usług serwisowych, zakupy nowoczesnych dóbr inwestycyjnych rozszerzających zakres usług oraz remonty sprzętu specjalistycznego w celu utrzymania odpowiedniego poziomu technicznego urządzeń stwarza realne możliwości ulokowania części mocy produkcyjnych na perspektywicznych rynkach.

5. Ryzyka działalności poszukiwawczej

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

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

Ryzyko konkurencji na rynku poszukiwań

Rok 2005 był rokiem rekordowo wysokich cen paliw zarówno na rynkach światowych jak i w Polsce. Przełożyło się to w sposób bezpośredni na wzrost zainteresowania działalnością poszukiwawczą, spółkami poszukiwań a przede wszystkim nowymi obszarami poszukiwań i ekspansji gospodarczej. Ryzyko wystąpienia konkurencji na Polskim rynku ze strony innych firm, w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż czy realizowanie strategii uzyskiwania dostępu do własnych złóż węglowodorów, w świetle powyższych zapotrzebowań 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 zapłacić za koncesje o dobrych perspektywach poszukiwawczych oraz za wydajne pola zasobne w ropę naftową i gaz ziemny. 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 PGNiG S.A. Przewaga ta wydaje się być szczególnie istotna na arenie międzynarodowej.

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

Dostosowanie do regulacji ochrony środowiska w Polsce i za granicą może znacząco zwiększyć koszty działalności PGNiG S.A. Aktualnie PGNiG S.A. ponosiła 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 zdrowia i bezpieczeństwa oraz ochrony środowiska naturalnego.

Ryzyko wzrostu kosztów poszukiwawczych

Spółki sektora poszukiwań narażone są na ryzyka rynkowe związane ze wzrostem cen surowców, kursów walut i stóp procentowych od kredytów. Przy specyfice działalności Spółek poszukiwawczych zużywających w trakcie prac duże ilości stali, paliwa, cementu oraz innych materiałów, wzrost cen przekłada się na znaczny wzrost kosztów produkcji. Konieczność sprostania rosnącym wymaganiom w zakresie ochrony środowiska naturalnego wymusza na Spółkach ponoszenie wysokich nakładów finansowych. Ponadto przy sprzedaży eksportowej obniżenie kursów walut powoduje zmniejszenie wpływów ze sprzedaży w przeliczeniu na złotówki. Konieczność częściowego finansowania działalności przy pomocy kredytów powoduje wzrost kosztów finansowych.

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.

Ryzyko niewystarczającej znajomości prawa miejscowego

Spółki sektora poszukiwań prowadzą działalność na wielu rynkach zagranicznych. Brak wystarczającej znajomości wiedzy w zakresie miejscowego prawa może narazić Spółkę eksportującą swoje usługi na ponoszenie nieprzewidzianych kosztów i skutków prawnych.

Ryzyko wysokich barier wejścia

Wysokie bariery wejścia na perspektywiczne rynki zagraniczne mogą stanowić zagrożenie dla realizacji celów Spółek sektora poszukiwań. Pozyskiwanie nowych rynków zbytu oraz obecność na dotychczasowych rynkach zagranicznych wymaga również uwzględnienia przez Spółki sektora poszukiwań ryzyka związanego z niestabilną sytuacją polityczną w krajach ekspansji.

Rozdział X: Eksploatacja złóż

PGNiG S.A. prowadzi prace eksploatacyjne w wielu rejonach kraju. W ramach ekonomicznego gospodarowania posiadanymi zasobami dokonuje się zagospodarowywania nowoodkrytych złóż, a na złożach już eksploatowanych, dla zachowania maksymalnych możliwości wydobywczych, wykonywane są remonty odwiertów oraz prace intensyfikacyjne. Odwierty, w których produkcja węglowodorów staje się nieopłacalna ekonomicznie podlegają likwidacji, a obszary, na których prowadzono eksploatację, zostają poddane rekultywacji.

W ramach wyżej wymienionych działalności również Spółki sektora poszukiwań Grupy Kapitałowej PGNiG oferują kompleksowy zakres usług wykonywanych zabiegów przy użyciu specjalistycznych urządzeń w zakresie :

- intensyfikacji wydobycia (szczelinowanie hydrauliczne, miniszczelinowanie, kwasowanie, hydroperforacja rur okładzinowych)
- opróbowań złóż
- testów produkcyjnych i robót górniczych (pogłębiania odwiertów)
- remontów otworów będących w eksploatacji
- likwidacji otworów na wyeksploatowanych złożach
- ratownictwa górniczego

1. Prace w obszarze eksploatacji złóż w 2005 roku

Wielkość produkcji PGNiG S.A. w 2005 roku została przedstawiona w tabeli poniżej.

Struktura produkcji

Produkt		Jednostka	Ilość
1.	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	4 318,1
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³ *	2 419,0
	- Oddział w Sanoku	mln m ³	1 899,1
2.	Ropa naftowa, w tym:	tys. ton	602,3
	- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	551,5
	- Oddział w Sanoku	tys. ton	50,8
3.	Kondensat	tys. ton	16,3
4.	Siarka	tys. ton	21,2
5.	LPG	tys. ton	15,8
6.	Hel	mln m ³	2,7
7.	LNG	mln m ³	10,7

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

Eksploracja złóż gazu ziemnego na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG S.A., Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku. Ogółem PGNiG S.A. wydobyla w 2005 roku 4.318,1 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy).

Oddział w Zielonej Górze wydobywa gaz zaazotowany w 18 kopalniach. Na terenie działania oddziału czynnych jest 387 odwiertów. Gaz wydobywany przez Oddział w Sanoku zasila system gazu ziemnego wysokometanowego. Zakład wydobywa gaz ziemny w 37 kopalniach, a na terenie jego działania są czynne 682 odwierty eksploatacyjne gazu ziemnego (według stanu na 31 grudnia 2005 roku).

Oddziały PGNiG S.A. w Zielonej Górze i w Sanoku prowadzą również eksploatację złóż ropy naftowej. Łączna produkcja ropy naftowej PGNiG S.A. w 2005 roku osiągnęła poziom 602,3 tys. ton.

Oddział PGNiG S.A. w Zielonej Górze posiada 10 kopalń ropy naftowej zgrupowanych w 3 Ośrodkach Kopalń. Na terenie działania oddziału czynnych jest 55 odwiertów. Oddział PGNiG S.A. w Sanoku posiada 22 kopalnie zgrupowane w 4 Ośrodkach Kopalń. Na terenie działania Oddziału znajduje się 1.069 czynnych odwiertów eksploatacyjnych (według stanu na 31 grudnia 2005 roku).

W miesiącu styczniu 2006 roku w związku z niezwykle trudną sytuacją pogodową dostawy i zużycie gazu w Polsce w ciągu doby wzrosło do rekordowego poziomu 61,5 mln m³ z tego wydobycie z krajowych złóż gazu ziemnego osiągnęło 17,7 mln m³ natomiast dostawy z Podziemnych Magazynów Gazu osiągnęły poziom 28,2 mln m³/dobę. Tak wysokie zużycie gazu nie było notowane wcześniej w Polsce. Wynikało to z ekstremalnych warunków pogodowych i związanego z tym niespotykanego wzrostu zapotrzebowania na gaz do celów grzewczych wśród odbiorców indywidualnych i przemysłowych.

PGNiG S.A. posiada 7 Podziemnych Magazynów Gazu, z których 6 jest eksploatowanych. Celem 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 załączona do magazynu (mln m ³)	Ilość gazu pobrana z systemu (mln m ³)
1.	Wierzchowice	500,00	487,66	486,98	500,28	504,47
2.	Brzeźnica	65,00	65,54	65,54	65,00	65,00
3.	Strachocina	150,00	146,35	146,27	147,00	147,02
4.	Swarzów	90,00	88,62	88,54	85,21	85,24
5.	Husów	400,00	314,04	313,77	400,02	400,07
6.	Jaśniny	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7.	Mogilno	416,73	302,04	302,02	449,04	449,04
Razem		1 631,73	1 404,25	1 403,12	1 646,55	1 650,84

W 2005 roku w PGNiG S.A. przeprowadzono remonty 36 odwiertów oraz likwidację 110 odwiertów. W poniższych tabelach przedstawiono zestawienia prac remontowych oraz likwidacji odwiertów wykonanych przez Oddziały w 2005 roku.

Zestawienie prac remontowych

Oddział	Kwota remontów (mln zł)	Odwierty niezakończone	Odwierty zakończone	Odwierty ogółem
Zielona Góra	22,5	5	14	19
Sanok	9,1	1	16	17
RAZEM	31,6	6	30	36

Zestawienie zlikwidowanych odwiertów

Oddział	Koszty likwidacji (mln zł)	Ilość odwiertów (szt.)
Zielona Góra	3,1	3
Sanok	24,5	107
RAZEM	27,6	110

Utrzymanie zdolności wydobywczych odwiertów eksploatacyjnych oraz poprawa chłonności w odwiertach do zatłaczania wód złożowych były głównym celem prac w 2005 roku w ramach intensyfikacji wydobycia węglowodorów. Poniesione nakłady finansowe przedstawiają się następująco:

złoża gazowe 1,1 mln zł (z tego Oddział w Zielonej Górze 0,4 mln zł, Oddział w Sanoku 0,7 mln zł)
złoża ropne 1,4 mln zł i 1,1 mln EUR (z tego Oddział w Zielonej Górze 1,3 mln zł i 1,1 mln EUR oraz Oddział w Sanoku 0,1 mln zł)

W 2005 roku podłączono do eksploatacji łącznie 18 odwiertów z tego 12 odwiertów w Oddziale w Zielonej Górze (6 odwiertów gazowych i 6 ropnych) oraz 6 odwiertów gazowych w Oddziale w Sanoku.

2. Inwestycje w obszarze górnictwa naftowego

W obszarze górnictwa naftowego w 2005 roku poniesiono nakłady inwestycyjne w wysokości 194,2 mln zł. Strukturę nakładów inwestycyjnych przedstawia poniższa tabela.

Inwestycje w obszarze górnictwa naftowego

Projekt		Wartość (mln zł)
1.	Projekt Lubiatów-Międzychód-Grotów	17,1
2.	Projekt Grodzisk	0,3
3.	Projekt Kościan – Brońsko	5,2
4.	Projekt Kostrzyn	47,2
5.	Zagospodarowanie KGZ Nosówka	19,1
6.	Zagospodarowanie złoża Biszczka – Księżpol	7,2
7.	Zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Stobierna – Terliczka	13,9
8.	Podziemne Magazyny Gazu	27,2
9.	Pozostałe zadania inwestycyjne łącznie	57,0
Razem:		194,2

Najważniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne realizowane w 2005 roku zostały scharakteryzowane poniżej.

Projekt LMG

Celem projektu jest zagospodarowanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów, Międzychód, Grotów oraz umożliwienie transportu, magazynowania i sprzedaży ropy naftowej, gazu ziemnego, siarki i gazu płynnego (LPG) z Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego LMG. Łączna wartość projektu wynosi około 680 mln zł.

Projekt LMG obejmuje:

- budowę Ośrodka Centralnego LMG, który będzie centralnym miejscem zbioru, rozdziału i uzdatniania płynów złożowych. W ramach tego zadania wybudowane zostaną instalacje przyodwiertowe oraz rurociągi kopalniane łączące poszczególne odwierty z Ośrodkiem Centralnym LMG, rurociągi produktowe ropy naftowej i gazu ziemnego, pomiędzy OC LMG i Terminalem Ekspedycyjnym Wierzbno oraz Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego polegająca na zagospodarowaniu 15 odwiertów na złożach ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów, Międzychód, Grotów. Zastosowane na OC LMG procesy technologiczne pozwolą na produkcję przemysłowych ilości ropy naftowej, gazu ziemnego, gazu płynnego (LPG) oraz siarki
- budowę Terminala Ekspedycyjnego w miejscowości Wierzbno, który umożliwi odbiór, wysyłkę i sprzedaż ropy naftowej cysternami kolejowymi w ilości ok.1.500 t/d, umożliwi też tłoczenie ropy naftowej do rurociągu PERN „Przyjaźń” z wydajnością 800 – 1.100 m³/h oraz siarki płynnej, odbieranych z Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego LMG
- budowę gazociągu do odazotowni Grodzisk umożliwi odbiór nadwyżek gazu handlowego z Kopalni LMG i przesłanie ich do odazotowni Grodzisk.

Projekt Grodzisk

Celem tego projektu jest umożliwienie sprzedaży gazu ze złóż zaazotowanych po uprzednim przetworzeniu go (kriogeniczne odazotowanie gazu zaazotowanego) na jednorodny skład – do parametrów gazu wysokometanowego.

Projekt obejmuje zagospodarowanie gazu ziemnego wydobywanego ze złóż Wielichowo, Ruchocice, Paproć W, Paproć, Paproć – Cicha Góra, Elźbieciny, Jabłonna W, Jabłonna S, Lubiatów, Sowa Góra, Międzychód, Grotów. Wydajność łącznie wynosić będzie około 35 tys.m³/h. Uzyskany z odazotowni gaz wysokometanowy będzie oddawany do krajowego systemu gazowniczego. Szacowana wartość projektu wynosi około 330 mln zł.

Projekt zagospodarowania złóż gazu ziemnego Kościan – Brońsko

Cel projektu stanowiło zagospodarowanie złóż gazu ziemnego Kościan – Brońsko, które realizowane było w czterech etapach od 2001 roku i zostało zakończone w 2005 roku.

Dwa pierwsze etapy obejmowały budowę Ośrodka Centralnego i zagospodarowanie 15 odwiertów na złożu Kościan, natomiast celem Etapów III i IV była rozbudowa Ośrodka Centralnego i zagospodarowanie 15 odwiertów na złożu Brońsko.

Ogółem na realizację powyższego zadania inwestycyjnego zostały poniesione nakłady w wysokości 179,1 mln zł.

Projekt Kostrzyn

Projekt Kostrzyn został opracowany w celu zapewnienia realizacji dostaw, które wynikają z zawartej umowy pomiędzy PGNiG S.A. a Arctic Paper Kostrzyn. Łączna wartość projektu wynosi około 100 mln zł.

Głównymi elementami tego projektu w 2005 roku były:

- zagospodarowanie 4 odwiertów na złożu Górzycy
- wykonanie rurociągów wysokiego ciśnienia gazu wraz z infrastrukturą techniczną
- modernizację i rozbudowę Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziarnego Zielin, dla przyjęcia i uzdatnienia gazu ze złoża Górzycy wraz z budowa stacji redukcyjno-pomiarowej w Kostrzynie.

W kolejnym etapie realizacji dostaw do Arctic Paper Kostrzyn planuje się rozbudowę instalacji KRNiGZ Zielin w celu zwiększenia dostaw gazu ze złoża Różańsko. Oczekiwanym rezultatem będzie przygotowanie gazu ziemnego dla Arctic Paper Kostrzyn w ilości do 26 tys.Nm³/h.

Zagospodarowanie Kopalni Gazu Ziarnego Nosówka

Celem zagospodarowania złoża gazu Nosówka (10K, 11K, 14, 15, 16, B6K) było oddanie gazu wysokometanowego do krajowego systemu gazowniczego. Projekt inwestycyjny został zakończony i przekazany do eksploatacji. Sumaryczna wydajność złoża wynosi około 5,53 tys.m³/h.

Zagospodarowanie złoża Biszczka – Książpol

Projekt obejmuje zagospodarowanie złóż gazu ziemnego Biszczka i Książpol w celu oddania gazu wysokometanowego do krajowego systemu gazowniczego. Planowane nakłady inwestycyjne wynoszą około 38 mln zł. Sumaryczna wydajność złóż szacuje się na około 6,1 tys.m³/h. Zakończenie zadania planowane jest w 2006 roku.

Zagospodarowanie złóż gazu ziemnego Stobierna – Terliczka

Celem zagospodarowania złóż gazu ziemnego Stobierna – Terliczka jest oddanie gazu wysokometanowego do krajowego systemu gazowniczego. Planowane nakłady inwestycyjne wynoszą około 23 mln zł. Sumaryczna wydajność złóż powinna osiągnąć około 15,5 tys. m³/h. Zgodnie z planem realizacja projektu zostanie zakończona w 2006 roku.

Podziemne Magazyny Gazu

Ogółem na realizację inwestycji na Podziemne Magazyny Gazu zostały poniesione nakłady w wysokości 27,2 mln zł. W 2005 roku istotną wartość stanowią wydatki na powiększenie pojemności czynnej i prace modernizacyjne na PMG.

Pozostałe zadania inwestycyjne

Pozostałe zadania inwestycyjne w obszarze górnictwa naftowego realizowane w 2005 roku obejmowały m.in. zagospodarowanie złóż, wybudowanie gazociągów i wykonanie

kolektorów zbiorczych. Ogółem na realizację powyższych zadań inwestycyjnych zostały poniesione nakłady w wysokości około 57 mln zł.

3. Perspektywy rozwoju działalności PGNiG S.A.

Perspektywy wydobycia gazu ziemnego

W PGNiG S.A. realizowany jest program wzrostu wydobycia zakładający w roku 2008 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 wydobycia na lata 2006 – 2008 uwzględniają aktualny poziom wydobycia gazu ziemnego oraz plany inwestycyjne na lata 2006 – 2008, które mają na celu zwiększenie wydobycia 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 KDG o podwyższeniu ciśnień w punktach zdawczo-odbiorczych do systemu przesyłowego przełożyła się na zmianę zdolności wydobycia w Oddziale w Sanoku. W związku z powyższym zaistniała konieczność zainstalowania na niektórych złożach sprężarek, w celu zabezpieczenia wydobycia i oddania gazu do systemu przesyłowego. Sytuacja ta jest w trakcie rozwiązywania – dokonano niezbędnych korekt w planie inwestycyjnym i wszczęto procedurę przetargową na zakup i instalację siedmiu sprężarek.

Nowe podłączenia

W latach 2006 – 2008 w PGNiG S.A. planuje się zagospodarowanie 18 nowych złóż, z których produkcja gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³) w roku 2008 wyniesie około 870 mln m³.

W Oddziale w Sanoku planuje się zagospodarowanie 8 nowych złóż (Stobierna – Terliczka, Trzebowniko, Żołynia W, Sarzyna, Jasionka, Cierpisz, Jeżowe, Kupno), z których sumaryczna produkcja w roku 2008 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, Elźbieciny), sumaryczna produkcja (w gazie przeliczeniowym) w roku 2008 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 Elźbieciny 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 Lw.

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 koniec czerwca 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. Perspektywa dalszych odkryć w tym rejonie złóż gazu zaazotowanego o różnorodnym składzie oraz określone zapotrzebowanie tworzonego krajowego podsystemu gazu Lw (GZ-41,5) spowodowały, że Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję o budowie odazotowni w rejonie Grodziska Wielkopolskiego.

W ten sposób, obok istniejącej od 30 lat instalacji KRIO w Odolanowie o mocy przerobowej do 2,0 mld m³ gazu wsadowego rocznie, przetwarzającej gaz ze złóż rejonu Góry Śląskiej, Ostrowa Wielkopolskiego i Jarocina, w strukturze PGNiG S.A. pojawi się w 2008 roku odazotownia Grodzisk o mocy przerobowej do 500 mln m³ gazu wsadowego rocznie. 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 Lw (GZ-41,5) umożliwiając znaczną elastyczność tych systemów. Jeśli z jakichś powodów wieloletnie umowy z dużymi odbiorcami gazu Lw (GZ-41,5) nie weszłyby w życie, przewiduje się możliwość rozbudowy instalacji odazotowania gazu w Grodzisku o następnym 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. Wielkość ta uwzględnia osiągnięcie pojemności czynnej KPMG Mogilno w wysokości 416,73 mln m³ (10 kavern – 2005 rok). W programie założono także osiągnięcie pojemności czynnej PMG Wierzchowice w wysokości 1,2 mld m³ po 2006 roku.

Program przewiduje również budowę dwóch pierwszych w Polsce magazynów dla gazu zaazotowanego – PMG Daszewo (w rejonie Pasa Nadmorskiego gazu z podgrupy Ls) i PMG

Bonikowo (dla „pierścienia gazu z podgrupy Lw”). Harmonogram dalszych działań w zakresie rozbudowy istniejących oraz budowy nowych PMG będzie przygotowany na podstawie analizy pracy systemu przesyłowego po zrealizowaniu wymienionych pojemności magazynowych.

Realizacja programu rozbudowy PMG uzależniona jest od rozwoju rynku gazu oraz możliwości finansowania inwestycji uwarunkowanych m.in. stanowiskiem URE odnośnie zapewnienia zwrotu z zaangażowanego kapitału na poziomie akceptowanym przez akcjonariuszy, a w szczególności od polityki w zakresie kształtowania taryf jako podstawy do określania źródeł przychodów.

Perspektywy wydobycia ropy naftowej

Aktualna prognoza wydobycia ropy naftowej zakłada w roku 2008 osiągnięcie możliwości produkcyjnych w wysokości 1,1 mln ton. Wzrost wydobycia do tego poziomu wynika z aktualnego stanu rozpoznania zasobów geologicznych ropy naftowej na złożu LMG i związanej z tym zdolności wydobywczej 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 2-3 odwiertów eksploatacyjnych. Prace te powinny pozwolić na utrzymanie w latach 2007-2008 wydobycia ze złóż już eksploatowanych na obecnym poziomie i zagwarantować przyrost wydobycia z włączanych do eksploatacji nowych zasobów.

4. Ryzyka i zagrożenia

Ryzyko konkurencji na rynku wydobycia węglowodorów

Konkurencja ta dotychczas 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 obciążone 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.

5. Ochrona środowiska naturalnego

W 2005 roku w PGNiG S.A. w ramach prowadzonego procesu prywatyzacji zakończono przegląd środowiskowy, który pozwolił na zidentyfikowanie zobowiązań środowiskowych ciążyących na PGNiG S.A. dotyczących:

- możliwości występowania zanieczyszczeń terenów oraz obecności dołów smołowych na majątku należącym do PGNiG S.A.
- likwidowanych starych dołów urobkowych
- likwidowanych kopanek
- likwidowanych odwiertów.

Na zobowiązania dotyczące likwidowanych dołów urobkowych, kopanek i odwiertów były i są tworzone rezerwy, jak również prowadzone są prace likwidacyjne i rekultywacyjne wyżej wymienionych obiektów. Natomiast na zobowiązania wynikające z przeszłej działalności gazowni klasycznych i przetłocznik gazu zostały utworzone rezerwy. Na majątku PGNiG S.A. do końca 2005 roku zidentyfikowano około 39 nieruchomości, gdzie był produkowany lub przetwarzany gaz miejski koksowniczy.

W związku ze zidentyfikowanymi zobowiązaniami środowiskowymi zostały podjęte przez Centralę Spółki działania w zakresie przeprowadzenia badań sozologicznych środowiska gruntowo-wodnego w celu stwierdzenia, czy nie zostały przekroczone dopuszczalne wielkości zanieczyszczeń (w stosunku do określonych standardami jakości) jakie mogą występować w środowisku. Badania przeprowadzone w 2005 roku dotyczyły dwóch gazowni w Sławnie i Gazowni Warszawskiej przy ul. Kasprzaka 25 oraz przetłocznik gazu w Radlinie. Pod koniec 2005 roku rozpoczęto również badania na 28 nieruchomościach, których zakończenie przewidziano do końca maja 2006 roku.

W ramach prac nad Krajowym Planem Rozdziału Upwnień (KPRU) do emisji CO₂ na lata 2005-2007 prowadzonych przez Ministerstwo Środowiska, zostały przekazane z dwóch jednostek PGNiG S.A. tj. Oddziału w Zielonej Górze i Oddziału w Odolanowie, spełniających kryteria uczestnictwa w Systemie Handlu Upwńieniami do Emisji (SHUE), dane na podstawie, których pod koniec 2005 roku w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 27 grudnia 2005 roku w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Upwńieniami do emisji dwutlenku węgla na lata 2005-2007 oraz wykazu instalacji czasowo wykluczonych ze wspólnotowego systemu handlu upwńieniami do emisji okresie od dnia 1 stycznia 2005 roku do dnia 31 grudnia 2007 roku, przydzielono następujące wielkości upwńien:

- Oddział w Odolanowie - kotłownia i podgrzewacze technologiczne gazu z przydziałem średniorocznej emisji 13.400 CO₂/rok (pozycja 562 tabeli nr 2 do ww. rozporządzenia)
- Oddział w Zielonej Górze - kotły grzewcze i technologiczne na kopalni Dębno z przydziałem średniorocznej emisji 35.900 Mg CO₂/rok (pozycja 563 tabeli nr 2 do ww. rozporządzenia).

W Centrali Spółki w 2005 roku trwały prace nad wdrażaniem procedur środowiskowych (P 01/05 „Zgodność z prawem”, P 02/05 „Przekaz informacji, P 03/05 „Gospodarka odpadami”, z instrukcją I 01/01/05 „Postępowanie z odpadami niebezpiecznymi i innymi niż niebezpieczne”, P 04/05 „Dokumentowanie zdarzeń środowiskowych oraz podejmowanie działań naprawczych w zakresie zanieczyszczeń środowiska powstałych obecnie i w przeszłości”, P 05/05 „Aspekty środowiskowe). Procedury te mają za zadanie uregulować sprawy środowiskowe prowadzone w ramach Centrali Spółki. Dokumenty w/w opracowywano zgodnie z wymaganiami normy PN-EN ISO 14001, pomimo iż Centrala Spółki nie posiada wdrożonego i certyfikowanego Systemu Zarządzania Środowiskowego. Wdrożone i certyfikowane Systemy Zarządzania Środowiskowego wg normy PN-EN ISO 14001 posiadają Oddziały: w Zielonej Górze (od 2002 roku), Odolanowie (2003 roku) i Sanoku (od 2004 roku), w ramach których dokumenty systemowe takie jak procedury środowiskowe, zostały opracowane dla każdego z oddziałów indywidualnie oraz są ściśle przestrzegane w prowadzonej przez nich działalności.

W zakresie wypełniania wymagań prawa środowiskowego wszystkie jednostki PGNiG S.A. dokonały opłat ekologicznych za korzystanie ze środowiska, uzyskały nowe pozwolenia administracyjne, prowadziły szereg inwestycji proekologicznych, jak również inne działania ograniczające negatywny wpływ działalności PGNiG S.A. na środowisko.

Istotnym działaniem Spółek Grupy Kapitałowej PGNiG w 2005 roku w zakresie ochrony środowiska było prowadzenie racjonalnej gospodarki wodno-ściekowej oraz gospodarki odpadami. Rekultywacja terenów zajętych pod inwestycje poszukiwawcze przeprowadzana przez Spółki sektora poszukiwań ograniczała negatywny wpływ działalności Spółek na środowisko. Ponadto Spółki realizowały inwestycje w celu ograniczenia emisji do powietrza zanieczyszczeń z urządzeń wiertniczych. Dzięki stosowaniu nowych technologii ograniczających wpływ odpadów płuczkowych na środowisko oraz emisji hałasu i wibracji uzyskano wymierne efekty ekologiczne.

Spółki Gazownictwa w 2005 roku uczestniczyły w procesie uzgodnień z Ministerstwem Środowiska w sprawie przebiegu nowych obszarów sieci NATURA 2000. Dolnośląska, Pomorska i Wielkopolska Spółka Gazownictwa, rozpoczęły prace zmierzające do identyfikacji miejsc zanieczyszczeń środowiska w związku z występowaniem smół pogazowych i innych związanych z działalnością zanieczyszczeń. Działania te pozwolą na określenie dalszych kierunków postępowania w celu ograniczenia negatywnego oddziaływania na środowisko.

Rozdział XI: Przesył

Na podstawie przepisów Prawa Energetycznego implementujących wytyczne Dyrektywy 2003/55/WE, PGNiG S.A. wyodrębniła ze swoich struktur spółkę przesyłową PGNiG Przesył Sp. z o.o. pełniącą funkcję Operatora Systemu Przesyłowego. PGNiG Przesył Sp. z o.o. została utworzona 16 kwietnia 2004 roku i stanowiła w 100% własność PGNiG S.A. PGNiG Przesył Sp. z o.o. rozpoczęła działalność z dniem 1 lipca 2004 roku.

Dnia 28 kwietnia 2005 roku Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. zdecydowało o przekazaniu w formie darowizny wszystkich udziałów PGNiG Przesył Sp. z o.o. na rzecz Skarbu Państwa. Przekazanie powyższych udziałów nastąpiło 13 maja 2005 roku. Decyzję tę podjęto zgodnie z rządowym „Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG S.A.” (przyjętym przez Radę Ministrów 5 października 2004 roku) i artykułem 9k Prawa Energetycznego, określającym bezpośrednie podporządkowanie operatorów systemów przesyłowych Skarbowi Państwa.

Dnia 16 czerwca 2005 roku spółka zmieniła nazwę na Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. (OGP Gaz-System Sp. z o.o.).

Dnia 1 lipca 2005 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał decyzję, na mocy której Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. uzyskała status operatora systemu przesyłowego.

Zgodnie z rządowym „Programem restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.”, sukcesywna sprzedaż na rzecz OGP Gaz-System Sp. z o.o. składników systemu przesyłowego (w tym tzw. elementów „aktywnych” systemu) miała rozpocząć się z dniem 1 listopada 2006 roku. W celu kapitałowego wzmocnienia pozycji i standingu finansowego OGP Gaz-System Sp. z o.o. proces ten przyspieszono. Po przejęciu przez Skarb Państwa kontroli nad OGP Gaz-System Sp. z o.o., Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło decyzję o pobraniu od PGNiG S.A. dywidendy za 2004 rok w formie niepieniężnej, tj. w postaci składników majątku przesyłowego o wartości 500 mln zł. Uzyskany w ten sposób majątek wniesiono na podwyższenie kapitału zakładowego OGP Gaz-System Sp. z o.o.

W dniach 1 oraz 7 lipca 2005 roku Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło szereg uchwał, w których szczegółowo określiło przedmiot dywidendy niepieniężnej. PGNiG S.A. rozpoczęła prace mające na celu uregulowanie stanu prawnego nieruchomości, usystematyzowanie kilkanaście tysięcy środków trwałych w formie kompletnych 69-ciu segmentów systemu przesyłowego. OGP Gaz-System Sp. z o.o. przejęła na własność podstawowe segmenty majątku przesyłowego: tłocznie, węzły systemowe, stacje redukcyjno-pomiarowe oraz 5 punktów wejścia na granicy Polski do Krajowego Systemu Magistralnego.

Dnia 6 lipca 2005 roku została podpisana pomiędzy PGNiG S.A. a OGP Gaz-System Sp. z o.o. umowa leasingu operacyjnego. Umowa ta została zatwierdzona przez Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. i Zgromadzenie Wspólników OGP Gaz-System Sp. z o.o. dnia 7 lipca 2005 roku, umowa weszła w życie w 8 lipca 2005 roku. Umowa leasingu obejmuje 69 segmentów systemu przesyłowego i nieruchomości w postaci budynków, budowli i urządzeń, których prawa własności nie są bezpośrednio związane z wyżej wymienionymi segmentami. Wycenę majątku przesyłowego przeprowadzono w oparciu o zatwierdzoną przez Urząd Regulacji Energetyki metodę dochodową - WRA (Wartość Regulowana Aktywów).

Wartość majątku przesyłowego objętego umową leasingu oszacowano na 4,5 mld zł. Wartość wykupu została określona na 450 mln zł, a okres spłaty rozłożony na 204 miesięczne raty.

W konsekwencji wdrożenia rządowego „Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.” dotychczasowe oddziały PGNiG S.A. – Regionalne Oddziały Przesyłu postawione zostały w stan likwidacji, a ich pracownicy, na zasadach określonych w art.23' Kp, zostali zatrudnieni w OGP Gaz-System Sp. z o.o.

Z dniem 8 lipca 2005 r. wszczęto formalny proces likwidacji sześciu Regionalnych Oddziałów Przesyłu. Proces ten zakończono 28 lutego 2006 r. zapewniając między innymi:

- cesję kilku tysięcy umów z PGNiG S.A. (ROP-y) na OGP Gaz-System Sp. z o.o.
- wykonanie obowiązków sprawozdawczych i rozliczeń księgowo-finansowych
- rozliczenie inwestycji (nakładów), modernizacji i remontów wykonywanych dotychczas przez ROP-y
- zarchiwizowanie i przeniesienie dokumentów PGNiG S.A. do OGP Gaz-System Sp. z o.o. przy przyjęciu zasady, że dokumentacja techniczna majątku leasingowanego pozostaje własnością PGNiG S.A. i jest użytkowana przez OGP Gaz-System Sp. z o.o.
- administrowanie majątku (zbędnego) PGNiG S.A. i powierzenie tego majątku zarządcom nadzorowanym przez OGP Gaz-System Sp. z o.o.
- kontynuowanie nie zakończonych postępowań sądowych i administracyjnych (których stroną jest PGNiG S.A.) przez pracowników OGP Gaz-System Sp. z o.o. od 1 marca 2006 roku
- rozliczenie i likwidacja kont bankowych ROP-ów.

Zgodnie z postanowieniami Uchwały Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGNiG S.A. z 1 lipca 2005 roku i aktu notarialnego z dnia 7 lipca 2005 roku, PGNiG S.A. złożyła w dniu 31 sierpnia 2005 roku nieodwołalne oferty sprzedaży do OGP Gaz-System Sp. z o.o. składników majątku przesyłowego objętego umową leasingu.

Wynegocjowano i podpisano łącznie kilkanaście umów regulujących relacje gospodarcze pomiędzy PGNiG S.A. a OGP Gaz-System Sp. z o.o., w tym m.in. kluczowe umowy (poza umową leasingową przedstawioną powyżej):

- Umowa Nr 1 o świadczenie usługi przesyłania z dnia 29 czerwca 2005 roku (gazu ziemnego wysokometanowego)
- Umowa Nr 2 o świadczenie usługi przesyłania z dnia 20 czerwca 2005 roku (gazu ziemnego zaazotowanego)
- Umowa Nr 50/2005 sprzedaży paliwa gazowego z dnia 30 czerwca 2005 roku
- Umowa w sprawie przygotowania technicznego i realizacji inwestycji dla potrzeb systemu przesyłowego z dnia 28 czerwca 2005 roku
- Umowa o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych z dnia 28 czerwca 2005 roku.
- Umowa o operatywne zarządzanie pojemnościami magazynów gazu z dnia 6 czerwca 2005 roku
- Umowa na sprężanie paliwa gazowego w PGNiG S.A. Oddział w Odolanowie na potrzeby systemu przesyłowego z dnia 6 lipca 2005 roku
- Umowa o świadczenie usługi mieszania gazu z dnia 6 lipca 2005 roku
- Umowy obustronne o świadczenie usług eksploatacyjnych na gazociągach, stacjach oraz zarządzanie strumieniem gazu w systemach Ls i Lw

- Umowa o rozliczenie kosztów z dnia 7 lipca 2005 roku.

Na podstawie planu inwestycyjnego OGP Gaz-System Sp. z o.o., możliwości finansowych PGNiG S.A. oraz procedur określonych w umowie w sprawie przygotowania technicznego i realizacji inwestycji dla potrzeb systemu przesyłowego, PGNiG S.A. realizuje inwestycje w majątku przesyłowym, który następnie jest włączany do wykazu środków trwałych objętych umową leasingu.

W obszarze przesyłu poniesiono nakłady w wysokości 121,2 mln zł na następujące kierunki inwestowania :

- układy przesyłowe obejmujące gazociągi przesyłowe, tłocznie i węzły systemowe
- pomiary i rozliczenia obejmujące stacje gazowe, pomiary strumienia gazu oraz jakości gazu
- przyłączenia do sieci
- nakłady obejmujące system SCADA, obiekty zaplecza technicznego i inne.

Ponadto w 2005 roku PGNiG S.A. wykupiła za kwotę 36,3 mln zł gazociągi wysokiego ciśnienia będące przedmiotem umów leasingu zawartych ze spółką Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A. w latach 1998-2001, a które obecnie znajdują się w administracji OGP Gaz-System Sp. z o.o.

Rozdział XII: Pozostałe wydarzenia

Atestacja

W 2005 roku PGNiG S.A. otrzymała pierwsze w Polsce świadectwo atestacji procedur udzielania zamówień zgodnie z dyrektywą Rady 92/13/EWG potwierdzające, że stosowane w firmie procedury i praktyki związane z udzielaniem zamówień są zgodne z prawem Unii Europejskiej oraz ustawą Prawo zamówień publicznych.

Uzyskane przez PGNiG S.A. świadectwo atestacji spowodowało, że Spółka PGNiG przez trzy lata zwolniona będzie z niektórych obowiązków, w tym m.in. z konieczności poddawania kontroli – prowadzonej przez Prezesa Urzędu Zamówień Publicznych – procedur udzielania zamówień oraz kontroli postępowania, polegającej na udziale obserwatora wyznaczonego przez Prezesa Urzędu Zamówień Publicznych w pracach komisji przetargowej. Ponadto PGNiG S.A. zwolniona będzie z publikacji ogłoszenia o postępowaniu w dzienniku lub czasopiśmie o zasięgu ogólnopolskim.

Zmiana marki PGNiG S.A.

Realizując jedną z inicjatyw wynikającą ze strategii marketingowej Grupy Kapitałowej PGNiG, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. na przełomie marca i kwietnia 2005 roku, wprowadziła nowe oznaczenie graficzne – logo a wraz z nim całościowy system identyfikacji wizualnej. W celu budowania tożsamości korporacyjnej oraz podniesienia świadomości marki począwszy od II kwartału 2005 roku, w Centrali Spółki PGNiG S.A. i jej oddziałach wdrażany był nowy system identyfikacji wizualnej.

Badania wykazały, że nowy znak w postaci pomarańczowego płomienia wprowadzony do logotypu, jest kojarzony z wiodącym podmiotem na rynku, firmą dynamiczną, nowoczesną, oferującą najlepsze rozwiązania energetyczne, szybko reagującą na potrzeby klienta. Takie postrzeganie nowego znaku jest zgodne z przyjętą strategią marki.

Podział zysku

W dniu 29 kwietnia 2005 roku Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy podjęło uchwałę o podziale zysku netto za 2004 rok w wysokości 746,7 mln zł. Większość tej kwoty – 500 mln zł, WZA postanowiło przeznaczyć na dywidendę dla 100 proc. akcjonariusza Spółki czyli Skarbu Państwa, natomiast pozostała część została przeznaczona przede wszystkim na zwiększenie kapitału zapasowego oraz zysk dla załogi. Dywidenda dla Skarbu Państwa została wypłacona w formie niepieniężnej w postaci wybranych elementów systemu przesyłowego takich jak gazociągi, tłocznie gazu i stacje gazowe I stopnia.

W dniu 2 września 2005 roku Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę w sprawie polityki dywidendowej PGNiG S.A. na lata 2005 – 2009.

Decyzja Prezesa UOKiK

W dniu 9 sierpnia 2005 roku Prezes UOKiK wydał decyzję uznającą działanie Spółki za praktykę ograniczającą konkurencję w postaci nadużycia przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowym rynku przesyłu gazu ziemnego polegającą na ograniczeniu zbytu ze

szkodą dla kontrahentów lub konsumentów, poprzez odmowę świadczenia usług przesyłowych gazu ziemnego wydobywanego poza granicami Rzeczypospolitej Polskiej. Działania te miały także polegać na przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji, poprzez odmowę świadczenia usług przesyłowych gazu ziemnego wydobywanego poza granicami RP. Prezes UOKiK stwierdził jednocześnie zaniechanie stosowania tych praktyk 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 (dwa miliony złotych) oraz nałożył na Spółkę obowiązek zwrotu kosztów postępowania na rzecz PHZ Bartimpex S.A.

Spór z PI Gazotech Sp. z o.o.

W dniu 7 marca 2006 roku Sąd Okręgowy w Warszawie oddalił powództwo PGNiG S.A. o unieważnienie uchwały nr 1 Zgromadzenia Wspólników PI Gazotech Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku. Sąd potwierdził roszczenie spółki PI Gazotech Sp. z o.o. do PGNiG S.A. o zapłatę uchwalonych dopłat do kapitału. W związku z powyższym PGNiG S.A. oceniła ryzyko konieczności wykonania uchwał ZW PI Gazotech Sp. z o.o. jako prawdopodobne. W sprawozdaniu za 2005 rok Spółka wykazała zarówno zobowiązanie, jak i należność od PI Gazotech Sp. z o.o. w wysokości 84,6 mln zł. Ponadto, w związku z niedokonaniem dopłat zgodnie z preliminarzem, PGNiG S.A. pozostawiła utworzoną rezerwę na potencjalne koszty w wysokości 0,9 mln zł. Ze względu na to, że należność 84,6 mln zł traktowana jest jako inwestycja w PI Gazotech Sp. z o.o., a na dzień sporządzenia sprawozdania PGNiG S.A. nie posiadała sprawozdania finansowego za 2005 rok ani wieloletniego planu finansowego PI Gazotech Sp. z o.o., kierując się zasadą ostrożnej wyceny zwiększono w 2005 roku odpis z tytułu trwałej utraty wartości do wysokości 84,6 mln zł. Kwota zwiększenia odpisu w wysokości 82,5 mln zł pomniejszyła wynik 2005 roku.

Rozdział XIII: Sytuacja finansowa

1. Wyniki finansowe w 2005 roku

Sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. za 2005 rok i skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG weryfikuje firma Deloitte Audyt Sp. z o.o. Łączna kwota wynagrodzenia za przeprowadzenie prac audytorskich wynosi 780.000 zł. Zakres prac audytora podzielono na dwie umowy:

- umowę o przeprowadzenie uzgodnionych procedur w zakresie oceny kontroli wewnętrznej, zawartej w dniu 26 października 2005 roku. Prace zostały ukończone 31 stycznia 2006 roku. Wartość wynagrodzenia za prace określone w tej umowie wynosiła 147.000 zł
- umowę o badanie sprawozdania finansowego, zawartą w dniu 3 lutego 2006 roku. Prace audytorskie obejmujące badanie sprawozdania finansowego PGNiG S.A. oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK PGNiG za rok 2005, a także przegląd sprawozdań (jednostkowego i skonsolidowanego) sporządzonych za pierwsze półrocze 2006 roku, zakończą się dnia 26 września 2006 roku. Wartość wynagrodzenia za prace określone w tej umowie wynosi 633.000 zł.

W 2004 roku sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. i skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG weryfikowała firma Deloitte Audyt Sp. z o.o. Łączna kwota wynagrodzenia za przeprowadzenie prac audytorskich wynosiła 516.500 zł. Prace związane audytem, w związku z koniecznością zbadania wcześniej przejrzanych sprawozdań finansowych PGNiG S.A. i GK PGNiG sporządzonych na dzień 30 czerwca 2004 roku obejmowały dwie umowy:

- umowę o przeprowadzenie badania sprawozdania finansowego za pierwsze półrocze 2004 roku, zawartą w dniu 4 listopada 2004 roku. Prace audytorskie obejmujące badanie sprawozdania finansowego PGNiG S.A. oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK PGNiG za pierwsze półrocze 2004 zostały zakończone 15 grudnia 2004 roku. Wartość wynagrodzenia za prace określone w tej umowie wynosiła 200.000 zł.
- umowę o badanie sprawozdania finansowego, zawartą w dniu 17 listopada 2004 roku. Prace audytorskie obejmujące badanie sprawozdania finansowego PGNiG S.A. oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK PGNiG za rok 2004, zostały zakończone 14 kwietnia 2005 roku. Wartość wynagrodzenia za prace określone w tej umowie wynosiła 316.500 zł.

PGNiG S.A. zobowiązała się dodatkowo pokryć wszelkie uzasadnione i udokumentowane koszty poniesione przez audytora w związku z realizacją umowy (koszty podróży służbowych, noclegów, telefonów, przesyłek kurierskich) do wysokości 9% wartości wynagrodzenia.

1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe

Wynik finansowy netto Grupy Kapitałowej PGNiG potwierdza, że w 2005 roku Grupa kontynuowała ścieżkę wzrostu wartości. W 2005 roku zysk netto GK PGNiG według Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej wyniósł 880,7 mln zł wobec 793,1 mln zł za rok poprzedni. Należy podkreślić, że poprawa wyników w sprawozdaniu GK PGNiG dotyczy jego wszystkich kluczowych poziomów.

Syntetyczne informacje o sytuacji finansowej GK PGNiG w 2005 roku w porównaniu do danych za 2004 rok zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej 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	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Aktywa trwale (długoterminowe)	23 530,5	24 450,6
Rzeczowe aktywa trwale	17 524,4	22 649,8
Nieruchomości inwestycyjne	10,6	11,3
Wartości niematerialne	952,7	831,6
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	512,1	462,6
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	21,4	18,0
Inne aktywa finansowe	4 107,6	1,4
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	384,5	462,0
Pozostałe aktywa trwale	17,2	13,9
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	6 833,2	3 968,9
Zapasy	815,3	603,0
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	2 618,3	1 912,9
Należności z tytułu podatku bieżącego	30,9	31,8
Rozliczenia międzyokresowe	17,5	13,7
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	30,4	268,3
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	120,3	232,6
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	3 200,5	906,6
Suma aktywów	30 363,7	28 419,5
PASYWA	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Kapitał własny	20 767,6	17 746,8
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900,0	5 000,0
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(14,0)	(12,0)
Nadwyżka za sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740,1	-
Inne kapitały rezerwowe	2 624,8	2 393,2
Zyski (straty) zatrzymane	10 509,5	10 359,3
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)	20 760,4	17 740,5
Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych	7,2	6,3
Zobowiązania długoterminowe	6 624,9	4 711,7
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	2 369,1	322,9
Rezerwy	981,5	954,9
Przychody przyszłych okresów	1 151,1	1 129,2
Rezerwa na podatek odroczonego	2 123,2	2 304,7
Zobowiązania krótkoterminowe	2 971,2	5 961,0
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	2 108,8	1 271,3
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	89,2	4 057,0
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	173,2	238,2
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	75,2	4,2
Rezerwy	426,3	304,8
Przychody przyszłych okresów	98,5	85,5
Suma zobowiązań	9 596,1	10 672,7
Suma pasywów	30 363,7	28 419,5

Skonsolidowany rachunek zysków i strat (mln zł)

	rok 2005	rok 2004
Przychody ze sprzedaży	12 560,0	10 908,7
Koszty operacyjne razem	(11 307,4)	(9 583,1)
Zmiana stanu zapasów	5,8	11,9
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	499,1	507,2
Zużycie surowców i materiałów	(6 439,0)	(5 124,8)
Świadczenia pracownicze	(1 645,9)	(1 613,0)
Amortyzacja	(1 401,9)	(1 530,8)
Usługi obce	(1 779,1)	(1 097,1)
Pozostałe koszty operacyjne netto	(546,4)	(736,5)
Zysk z działalności operacyjnej	1 252,6	1 325,6
Przychody finansowe	790,1	977,8
Koszty finansowe	(838,0)	(1 286,0)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	49,6	140,4
Zysk brutto	1 254,3	1 157,8
Podatek dochodowy	(206,8)	(218,9)
Zysk netto z działalności gospodarczej przed obowiązkową wypłatą z zysku	1 047,5	938,9
Wyplata z zysku	(166,8)	(145,8)
Zysk netto z działalności gospodarczej	880,7	793,1
Działalność zaniechana		
Wynik za rok obrotowy na działalności zaniechanej	-	-
Zysk netto za rok obrotowy	880,7	793,1
Przypisany:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	879,8	793,1
Udziałowcom mniejszościowym	0,9	0,0
	880,7	793,1

Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych (mln zł)

	rok 2005	rok 2004
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 399,1	2 955,0
Środki pieniężne netto na działalność inwestycyjnej	(732,3)	(1 280,2)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	626,9	(1 472,7)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	2 293,7	202,1
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	911,4	709,3
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	3 205,1	911,4

Wskaźniki finansowe

RENTOWNOŚĆ	rok 2005	rok 2004
EBIT w mln zł zysk operacyjny	1 252,6	1 325,6
EBITDA w mln zł zysk operacyjny plus amortyzacja	2 654,5	2 856,3
ROE (Rentowność kapitałów własnych) zysk netto do stanu kapitałów własnych** na koniec okresu	4,2%	4,5%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto** odniesiony do przychodów netto ze sprzedaży	7,0%	7,3%
ROA (Rentowność aktywów) zysk netto** w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	2,9%	2,8%
PLYNNOŚĆ	rok 2005	rok 2004
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PLYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) do zobowiązań krótkoterminowych	2,3	0,7
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PLYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	2,0	0,6
ZADŁUŻENIE	rok 2005	rok 2004
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	31,6%	37,6%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego*	46,2%	60,1%

* kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

** zysk netto za rok obrotowy przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

1.2. Omówienie sytuacji finansowej

W 2005 roku wynik finansowy netto Grupy Kapitałowej PGNiG wyniósł 880,7 mln zł i był wyższy o 87,6 mln zł (11%) niż 2004 roku.

Najistotniejszym czynnikiem mającym wpływ na poziom zrealizowanych przez GK PGNiG wyników finansowych był wzrost cen produktów ropopochodnych na rynkach międzynarodowych. Ścisła relacja pomiędzy cenami gazu ziemnego a cenami produktów ropopochodnych spowodowała zwiększenie kosztów zakupu gazu. Cena gazu ziemnego importowanego przez PGNiG S.A. wzrosła w grudniu 2005 roku o około 48% w stosunku do grudnia 2004 roku. Wzrost cen gazu spowodował zwiększenie zużycia materiałów i energii o 1.314,2 mln zł (26%) w porównaniu do 2004 roku.

Nie ulega wątpliwości, że kluczowe znaczenie dla zrealizowanych w 2005 roku wyników GK PGNiG miało stanowisko Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie ustalania poziomu opłat taryfowych na paliwa gazowe. Trzykrotnie modyfikowane w tym okresie stawki taryfowe nie odzwierciedlały realnego wzrostu ceny zakupu gazu, co widoczne było w spadku wyniku na sprzedaży gazu w relacji do roku 2004.

Istotne znaczenie dla utrzymania wyników na działalności operacyjnej na względnie stałym poziomie (wskaźnik EBIDTA w porównaniu do roku 2004 spadł zaledwie o 201,9 mln zł, tj. o 7%) miał wzrost rentowności działalności wydobywczej. Sprzedaż gazu ziemnego z własnych źródeł generowała zyski sprawiając, iż sprzedaż gazu w skali całej Grupy Kapitałowej była rentowna. Na szczególną uwagę zasługuje wpływ sprzedaży ropy naftowej na poziom osiąganych wyników. Udział sprzedaży ropy naftowej w sprzedaży ogółem wynosi 6%, natomiast realizowany na sprzedaży ropy wynik stanowi 36% wyniku na działalności operacyjnej całej Grupy.

Poprawa rentowności w tym obszarze była możliwa na skutek wzrostu cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych na rynkach światowych. W samym 2005 roku przychody ze sprzedaży ropy naftowej wzrosły o 32% do 783,6 mln zł z 596,5 mln zł w roku poprzednim. Należy podkreślić, że poprawa ta nastąpiła przy względnie stałych kosztach wydobycia. Podobna relacja dotyczyła innych produktów segmentu wydobycia.

Ważnym czynnikiem, który wpłynął na strukturę wyników finansowych GK PGNiG, jest wydzielenie działalności przesyłowej oraz zawarcie umowy leasingu aktywów przesyłowych, które nastąpiło 6 lipca 2005 roku. W rezultacie tego działania świadczenie usług przesyłowych przejęła Spółka OGP Gaz-System Sp. z o.o.

W związku z wydzieleniem działalności przesyłowej GK PGNiG przestała wykazywać marżę z tego tytułu w ramach wyniku ze sprzedaży w II półroczu 2005 roku. Została ona zastąpiona poprzez przychody finansowe i pozostałe przychody operacyjne związane z umową leasingu części majątku przesyłowego. W II półroczu 2005 roku nastąpił wzrost kosztów usług obcych na skutek zakupu usług przesyłowych oraz równoczesne obniżenie innych kosztów rodzajowych związanych z utrzymaniem sieci i prowadzeniem działalności przesyłowej. Z drugiej strony GK PGNiG wykazała przychody związane z umową leasingu w ramach przychodów finansowych.

Ze względu na przesunięcie marży na działalności przesyłowej realizowanej przez GK PGNiG utrudniona jest analiza dynamiki wyników finansowych na niektórych poziomach.

Dla przykładu, w 2004 roku wskaźnik EBITDA (zysk operacyjny powiększony o amortyzację) wyniósł 2.856,3 mln zł. Aby zachować porównywalność tego wskaźnika w 2005 roku, należy powiększyć jego wartość o wpływy z tytułu umowy leasingu operacyjnego (263,9 mln zł), które zastąpiły marżę na działalności przesyłowej. Po dokonaniu tej korekty wskaźnik EBITDA w 2005 roku osiągnął poziom 2.918,4 mln zł, czyli był o 2% wyższy niż w 2004 roku, przy czym nie biorąc pod uwagę efektu wydzielenia działalności przesyłowej wskaźnik ten kształtowałby się na poziomie niższym o 7%.

Kolejny element, który miał istotne znaczenie dla sytuacji finansowej GK PGNiG to uzyskanie przez GK PGNiG wpływów z podwyższenia kapitału w ramach prywatyzacji. Częściowa prywatyzacja Spółki skutkowałą poprawą wskaźników płynności oraz wyłączeniem z rachunku zysków i strat obciążenia wyniku z tytułu obligatoryjnych wpłat z zysku (w wysokości 15% wyniku brutto pomniejszonego o bieżącą część podatku dochodowego).

Analiza zmian w skonsolidowanym bilansie GK PGNiG wskazuje, iż suma bilansowa na koniec 2005 roku zwiększyła się o 1.944,2 mln zł (7%) w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Wzrost ten wynika przede wszystkim z uzyskania przez GK PGNiG wpływów z podwyższenia kapitału w ramach prywatyzacji. Operacja ta została w następujący sposób zaprezentowana w sprawozdaniu finansowym:

- w aktywach środki uzyskane z emisji od miesiąca września powiększyły saldo środków pieniężnych
- w pasywach zwiększeniu uległ kapitał podstawowy Spółki oraz kapitał zapasowy (o kwotę wynikającą z iloczynu liczby akcji i nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną akcji).

Kolejną operacją, która miała istotny wpływ na strukturę bilansu była wypłata dywidendy w formie rzeczowej w wysokości 500 mln zł. W bilansie skutkowałą ona obniżeniem wartości rzeczowych aktywów trwałych oraz odpowiednim podziałem zysku z lat ubiegłych.

Zmiany w strukturze bilansu wynikały także z kolejnego ze strategicznych zadań, jakie w 2005 roku zrealizowałą GK PGNiG. Wspomniane zmiany dotyczą wzrostu zobowiązań długoterminowych o 1.913,2 mln zł oraz równoczesnego spadku zobowiązań krótkoterminowych o 2.989,8 mln zł. Wynikają one z przeprowadzonej w 2005 roku operacji restrukturyzacji zadłużenia. Polegała ona na spłacie zaciągniętych w 2001 roku euroobligacji, które w kwietniu 2005 roku zostały zastąpione rezerwową linią kredytową (tzw. „backstop facility”). W drugiej połowie 2005 roku PGNiG S.A. zawarła umowę kredytu konsorcjalnego na kwotę 900 mln EUR z konsorcjum banków. Kredyt ten został podzielony na kredyt terminowy w kwocie 600 mln EUR oraz kredyt odnawialny w kwocie 300 mln EUR. Kredyt odnawialny może być udzielany, na żądanie PGNiG S.A., w dolarach amerykańskich lub złotych. Kwota kredytu terminowego została w całości przeznaczona na spłatę kredytu „backstop facility”. Kwota kredytu odnawialnego może być przeznaczona na spłatę rat z innych, zaciągniętych przez Spółkę kredytów lub na sfinansowanie ogólnych potrzeb finansowych Spółki.

Poza wymienionymi powyżej, najważniejszymi przyczynami zmian w bilansie GK PGNiG należy zwrócić uwagę na następujące elementy:

- wzrost stanu zapasów o 212,3 mln zł (35%). Wykazywane w bilansie zapasy stanowią przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach gazu. Wzrost wartości magazynowanego gazu wynika głównie ze wzrostu jednostkowych kosztów nabycia gazu z importu
- wzrost należności krótkoterminowych o 705,4 mln zł (37%) wynika ze wzrostu cen sprzedaży gazu w 2005 roku (w stosunku do grudnia 2004 roku wzrosły one o około 26%) i wyższych należności handlowych. W 2005 roku nastąpiło znaczne zwiększenie efektywności windykacji należności handlowych, szczególnie widoczną poprawę zanotowano w grupie zakładów azotowych oraz hut stali
- wzrost należności krótkoterminowych należy również tłumaczyć pojawieniem się w tej pozycji krótkoterminowych należności z tytułu umowy leasingu operacyjnego w kwocie przekraczającej 262 mln zł.

Reasumując, rok 2005 obfitował w szereg zdarzeń, które w znaczący sposób wpłynęły na strukturę sprawozdań finansowych GK PGNiG. Mimo wprowadzonych zmian i występowania wyżej opisanych niekorzystnych zjawisk gospodarczych, do których w pierwszej kolejności należy zaliczyć wzrost cen gazu z importu, sytuację ekonomiczną GK PGNiG można określić jako stabilną. Z roku na rok rośnie wolumen sprzedawanego gazu oraz przychody ze sprzedaży gazu. Coraz ważniejszą rolę odgrywa w Grupie segment górnictwa naftowego, który w znaczący sposób przyczynia się do generowanych zysków. W dalszym jednak ciągu działalność GK PGNiG obciążona jest wysokim ryzykiem związanym z wahaniami cen gazu ziemnego i ropy naftowej zważywszy, iż możliwość kształtowania przez Grupę samodzielnej polityki cenowej jest w dużym stopniu ograniczona przez polskie prawo.

Istotne pozycje pozabilansowe

Do najistotniejszych pozycji pozabilansowych należy zaliczyć zobowiązania wynikające z udzielonych gwarancji i poręczeń na łączną kwotę 5.734,7 mln zł, z czego 98 % stanowią:

- zobowiązania warunkowe z tytułu udzielonych przez Spółki Gazownictwa gwarancji bankowych na rzecz PGNiG S.A. na łączną kwotę 4.824,8 mln zł
- zobowiązania warunkowe z tytułu gwarancji bankowych wystawionych na zlecenie PGNiG S.A. na kwotę 803,2 mln zł; beneficjentem gwarancji jest spółka Gazexport Ltd.

Przedmiotem zobowiązań jest solidarne poręczenie przez wszystkie sześć Spółki Gazownictwa spłaty kredytu konsorcjalnego zaciągniętego przez PGNiG S.A. na podstawie umowy podpisanej w dniu 27 lipca 2005 roku pomiędzy PGNiG a Bankiem Handlowym w Warszawie S.A., Bankiem Polska Kasa Opieki S.A., Caylon S.A., Fortis Bankiem N.V., Powszechną Kasą Oszczędności Bank Polski S.A. oraz Société Générale S.A. Oddział w Polsce. Zgodnie z umową kredytu konsorcjalnego termin ważności udzielonych przez Spółki poręczeń upływa z dniem 27 stycznia 2012 roku.

Wykorzystanie wpływów z emisji

Na realizację projektów inwestycyjnych, ze środków pozyskanych w wyniku emisji akcji, wydatkowano w 2005 roku kwotę netto w wysokości 31,8 mln zł. Środkami z emisji akcji planuje się sfinansowane 16 projektów inwestycyjnych. Do największych należą dwa projekty

obejmujące budowę podziemnych magazynów gazu, jeden projekt związany z budową Odazotowni oraz dwa projekty budowy gazociągów. Pozostałe środki zostaną przeznaczone na 11 projektów obejmujących zagospodarowanie złóż gazu ziemnego i ropy naftowej.

Ponadto środki pozyskane z emisji akcji zostały wykorzystywane do pokrycia kosztów emisji, które zgodnie z raportem bieżącym nr 109/2005 wyniosły 37,3 mln zł. Natomiast zgodnie z zapisem w Prospekcie Emisyjnym wpływy z emisji wykorzystano w 2005 roku do spłaty części zadłużenia w wysokości 5% wartości wpływów z emisji.

1.3 Transakcje z podmiotami powiązаныmi

W 2005 roku w obszarach podstawowej działalności Grupy Kapitałowej PGNiG miały miejsce transakcje z podmiotami powiązаныmi, które zostały zaprezentowane w poniższej tabeli.

Transakcje z jednostkami powiązаныmi o wartości powyżej 500 tys. EUR [w mln zł]

Nazwa jednostki	Sprzedaż ¹⁾	Pozostała sprzedaż ²⁾	Zakupy ³⁾	Pozostałe zakupy ⁴⁾
Suma jednostki powiązane	5 463,6	10,8	1 062,2	0,9
Spółki konsolidowane metodą pełną	5 408,9	10,6	767,7	0,9
GEOFIZYKA Kraków Sp.z o.o	1,1	0,3	59,7	0,0
GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	0,6	0,0	66,1	0,0
PNiG Jasło Sp. z o.o.	23,8	0,0	135,7	0,0
PNiG Kraków Sp. z o.o.	16,8	0,0	60,8	0,0
PNiG NAFTA Sp. z o.o. w Pile	31,0	0,0	113,8	0,0
Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	1,9	0,0	36,3	0,0
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	600,0	0,0	1,9	0,0
Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	886,7	1,7	1,3	0,1
Karpacka Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	1 225,8	7,2	10,1	0,0
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	1 129,6	0,5	6,7	0,0
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	555,8	0,5	15,2	0,0
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	925,0	0,1	1,3	0,0
BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	0,5	0,0	99,0	0,0
BN Naftomontaż Sp. z o.o. w upadłości	4,9	0,0	48,7	0,0
Naft-Stal Sp. z o.o. Krosno	0,2	0,2	3,3	0,0
ZUN Naftomet Sp. z o.o.	0,8	0,0	14,1	0,0
PN „Diament” Sp. z o.o.	2,5	0,0	70,8	0,0
BSiPG „Gazoprojekt” S.A.	0,0	0,0	8,5	0,0
Geovita Sp. z o.o.	0,8	0,0	2,1	0,8
PGNiG-Przesył Sp. z o.o. obecnie OGP Gaz-System Sp. z o.o. (tylko obroty do 30 kwietnia 2005 r.)	0,9	0,0	12,4	0,0
Spółki konsolidowane metodą praw własności	30,0	0,0	145,4	0,0
SGT „EUROPOL GAZ” S.A.	29,6	0,0	119,0	0,0
INVESTGAS S.A.	0,4	0,0	26,4	0,0
Pozostałe jednostki powiązane nie konsolidowane	24,5	0,2	135,1	0,0
ZRUG Sp. z o.o. (w Pogórskiej Woli)	8,7	0,0	27,6	0,0
"BUD - GAZ" PPUH Sp. z o.o.	0,8	0,0	12,6	0,0
"ZRUG" Sp. z o.o. (w Poznaniu)	0,2	0,1	11,8	0,0
"ZRUG TORUŃ" S.A.	0,1	0,1	5,8	0,0
ZRUG Zabrze Sp. z o.o.	0,1	0,0	13,5	0,0
PFK GASKON S.A.	0,1	0,0	23,2	0,0
"GAZOMONTAŻ" S.A.	0,6	0,0	12,3	0,0
ZWUG "INTERGAZ" Sp. z o.o.	0,0	0,0	28,3	0,0
HS "Szczakowa" S.A. w upadłości	13,9	0,0	0,0	0,0
Jednostki zależne i stowarzyszone od jednostek zależnych i stowarzyszonych	0,2	0,0	14,0	0,0
Gazobudowa Poznań Sp. z o.o. Poznań	0,0	0,0	6,8	0,0
Gazobudowa Kraków Sp. z o.o. Kraków	0,2	0,0	7,2	0,0

¹⁾ sprzedaż produktów, towarów i materiałów

²⁾ pozostałe przychody operacyjne i inne

³⁾ koszty rodzajowe, środki trwałe w budowie i zapasy

⁴⁾ pozostałe koszty operacyjne i inne

Transakcje sprzedaży stanowią głównie sprzedaż gazu ziemnego do sześciu Spółek Gazownictwa oraz SGT „EUROPOL GAZ” S.A. Transakcje sprzedaży stanowią również sprzedaż usług operatorstwa i eksploatacji gazociągu tranzytowego dla SGT „EUROPOL GAZ” S.A. Transakcje zakupu obejmują zakup świadczeń w obszarach poszukiwania złóż, eksploatacji złóż, obrotu gazem i przesyłu.

Na dzień 31 grudnia 2005 roku zobowiązanie BN Naftomontaż Sp. z o.o. wobec PGNiG S.A. wynosiło 17,5 mln zł i było wynikiem postępowania układowego zakończonego w maju 2005 roku.

2. Zarządzanie finansowe

Gospodarka finansowa PGNiG S.A. polegająca na zarządzaniu aktywami i pasywami finansowymi realizowana jest w ramach trzech niezależnych komórek organizacyjnych. Rozdzielenie funkcji zawierania transakcji oraz ich rozliczania, przy jednoczesnym pomiarze wartości narażonych na ryzyko i szacowaniu potencjalnych strat sprawia, iż znacznie ograniczone zostało ryzyko rynkowe, kredytowe i operacyjne Spółki.

Znacząca nadpłynność PGNiG S.A. wynikająca m.in. z wpływu środków uzyskanych z emisji akcji, (i to pomimo przeprowadzonej w ubiegłym roku restrukturyzacji zadłużenia, w wyniku którego Spółka posiada tylko jeden wykorzystywany kredyt na kwotę 600 mln EUR) sprawia, iż ryzyko niewywiązania się ze zobowiązań finansowych zostało ograniczone wyłącznie do czynnika operacyjnego (zewnętrznego i wewnętrznego).

Przyjęta przez Spółkę polityka dokonywania inwestycji finansowych ma na celu zapewnienie maksymalnego bezpieczeństwa oraz płynności aktywów finansowych, co zgodne jest m.in. z przyjętymi celami emisyjnymi. Wolne środki pieniężne lokowane są w wolne od ryzyka kredytowego instrumenty dłużne Skarbu Państwa (około 80 %), pozostałą część stanowią lokaty w bankach o uznanej renomie.

2.1. Inwestycje krótkoterminowe

W ubiegłym roku Spółka dokonywała inwestycji krótkoterminowych w postaci:

- lokat bankowych
- warunkowych transakcji kupna/sprzedaży papierów wartościowych emitowanych przez Skarb Państwa (bony i obligacje skarbowe).

Około 80 % wolumenu transakcji stanowiły inwestycje w papiery skarbowe. Działania te były zgodne z przyjętą przez władze Spółki polityką dokonywania inwestycji finansowych oraz zapisami prospektu emisyjnego.

2.2. Zaciągnięte kredyty i pożyczki

W 2005 roku Spółka realizowała „Program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.” obejmujący m.in. zawarcie umowy leasingu operacyjnego składników systemu przesyłowego na rzecz OGP Gaz-System Sp. z o.o. Jednym z warunków realizacji powyższego Programu

była restrukturyzacja zadłużenia. W dniu 6 kwietnia 2005 roku PGNiG S.A. dokonała przedterminowego wykupu wyemitowanych w październiku 2001 roku euroobligacji o wartości 678,7 mln EUR, których wykup był ustalony na 30 października 2006 roku. Środki na przedterminowy wykup obligacji Spółka pozyskała z uruchomienia linii kredytowej w wysokości 600 mln EUR, udostępnionej Spółce w dniu 12 grudnia 2003 roku przez konsorcjum banków oraz z własnych zasobów finansowych.

W dniu 27 lipca 2005 roku PGNiG S.A. zawarła z konsorcjum banków zorganizowanym przez Bank Handlowy w Warszawie SA umowę kredytu na łączną kwotę 900 mln EUR. Kredyt ten dzieli się na pięcioletnią transzę terminową w kwocie 600 mln EUR oraz trzyletnią transzę odnawialną w kwocie 300 mln EUR. Kredyt ten został zabezpieczony gwarancjami istotnych spółek zależnych PGNiG S.A. Umowa gwarancji obowiązująca do 27 stycznia 2012 roku na kwotę 1.250 mln EUR została podpisana dnia 22 września 2005 roku. Dla zabezpieczenia ewentualnych roszczeń regresowych Spółek Gazownictwa PGNiG S.A. złożyła w dniu 22 września 2005 roku oświadczenie o poddaniu się egzekucji w trybie art. 777 par. 1 pkt 5 i par. 2 KPC do kwoty 1.250 mln EUR.

Transze kredytu z dnia 27 lipca 2005 roku zostały wykorzystane w następujący sposób:

- transza terminowa kredytu w wysokości 600 mln EUR została uruchomiona w dniu 10 października 2005 roku. Pozyskane środki zostały w całości przekazane na przedterminową spłatę kredytu konsorcjalnego z 12 grudnia 2003 roku w wysokości 600 mln EUR
- transza odnawialna w kwocie 480 mln zł została uruchomiona 16 sierpnia 2005 roku i została przeznaczona na spłatę kredytu z 15 stycznia 2003 roku w kwocie 570,3 mln zł. W dniu 16 grudnia 2005 PGNiG S.A. dokonała spłaty transzy kredytu odnawialnego.

Efektom prowadzonego przez PGNiG S.A. na przestrzeni 2005 roku procesu restrukturyzacji finansowania było istotne zmniejszenie zadłużenia. Spółka uregulowała wszystkie zobowiązania kredytowe wobec banków, które przypadały do spłaty w 2005 roku oraz dokonała przedpłaty wszystkich zobowiązań długoterminowych wynikających z umów kredytowych zawartych w latach 1990 – 2004. Na dzień 31 grudnia 2005 roku PGNiG S.A. posiadała jeden wykorzystywany kredyt konsorcjalny. Zmiany poziomu zadłużenia PGNiG S.A. z tytułu kredytów i pożyczek na przestrzeni 2005 roku obrazuje poniższa tabela.

Kredyty i pożyczki bankowe spłacone i zaciągnięte w 2005 roku

	Kredytodawca	Wykorzystana kwota kredytu	Jednostka	Okres kredytowania według umowy	Data ostatecznej spłaty	Zadłużenie na dzień 31.12.2005 w mln zł
1.	Europejski Bank Inwestycyjny	63,4	mln USD	30.07.1990 – 20.04.2007	15.11.2005	0,0
2.	Konsorcjum Pekao S.A. i Bank Handlowy w Warszawie SA	137,5	mln USD	20.02.1997 – 31.12.2007	31.10.2005	0,0
3.	BPH PBK S.A.	2,0	mln EUR	25.01.1999 – 25.10.2005	25.10.2005	0,0
		99,9	mln zł	14.12.1998 – 25.10.2007	25.10.2005	0,0
4.	Konsorcjum zorganizowane przez ABN Amro Bank N.V.	180,0	mln EUR	14.08.2000 – 14.08.2005	15.08.2005	0,0
5.	Credit Suisse First Boston	200,0	mln USD	22.06.2001 – 06.09.2006	24.10.2005	0,0
6.	Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej	2,5	mln zł	20.12.1999 – 14.01.2005	14.01.2005	0,0
7.	Bank Pekao S.A.	8,1	mln zł	31.12.1998 – 24.04.2005	25.04.2005	0,0
8.	Bank Pekao S.A.	41,5	mln zł	10.09.1999 – 24.12.2005	27.12.2005	0,0
9.	Konsorcjum zorganizowane przez Bank Handlowy w Warszawie S.A.	570,4	mln zł	15.01.2003 – 15.08.2005	16.08.2005	0,0
10.	Konsorcjum zorganizowane przez Bank Handlowy w Warszawie SA	-	mln zł	27.07.2005 – 27.07.2008	27.07.2008	0,0
		600,0	mln EUR	27.07.2005 – 27.07.2010	27.07.2010	2 315,9
Razem:						2 315,9

W związku ze spłatami kredytów w 2005 roku wygasły stopniowo następujące gwarancje Spółek Gazownictwa za zobowiązania PGNiG S.A.:

- 15 sierpnia 2005 roku na rzecz ABN AMRO Bank N.V. w kwocie 300 mln USD
- 16 sierpnia 2005 roku na rzecz Banku Handlowego w Warszawie SA w kwocie 225 mln USD
- 10 października 2005 roku na rzecz SMBC w kwocie 900 mln EUR
- 24 października 2005 roku na rzecz Credit Suisse First Boston International w wysokości 225 mln USD.

W 2005 roku PGNiG S.A. podpisała umowy kredytu do wysokości 40 mln zł (każda) w rachunku bieżącym z następującymi bankami:

- Bankiem Millennium S.A.
- Bankiem Handlowym w Warszawie SA
- Bankiem Pekao S.A.
- Bankiem Societe Generale S.A. Oddział w Polsce

PGNiG S.A. nie wykorzystywała środków udostępnionych w ramach powyższych kredytów.

2.3. Udzielone pożyczki i gwarancje

W wyniku restrukturyzacji zadłużenia PGNiG S.A. w 2005 roku poziom zobowiązań warunkowych Spółki obniżył się. Zakład Gazowniczy w Zgorzelcu dokonał w dniu 14 stycznia 2005 roku spłaty kredytu zaciągniętego w Banku Zachodnim S.A. wobec czego wygasło poręczenie Spółki z dnia 17 grudnia 1999 roku do wysokości 3,1 mln zł.

W dniu 6 kwietnia 2005 roku wygasła gwarancja terminowej spłaty zobowiązań wynikających z emisji euroobligacji. Powyższa gwarancja została udzielona przez PGNiG S.A. w dniu 30 października 2001 na rzecz PGNiG Finance B.V. w wysokości 1,4 mld EUR.

W związku z niespłaceniem przez Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o. z siedzibą w Krośnie kredytu odnawialnego zaciągniętego w ING Banku Śląskim S.A., PGNiG S.A., w dniu 14 kwietnia 2005 roku., jako poręczyciel kredytu spłaciła zaległą należność w kwocie 7 mln zł. Jednocześnie wygasło zobowiązanie warunkowe z dnia 10 stycznia 2004 roku do kwoty 10,5 mln zł.

W poniższych tabelach zostały przedstawione gwarancje i poręczenia udzielone przez PGNiG S.A., gwarancje bankowe wystawione na zlecenie PGNiG S.A. oraz pożyczki udzielone spółkom Grupy Kapitałowej PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2005.

Gwarancje i poręczenia (w mln zł)

Kredytobiorca	Bank lub inna instytucja, której udzielono poręczenia	Data udzielenia poręczenia	Data wygaśnięcia zobowiązania	Poręczenie ważne do	Wysokość udzielonego kredytu	Rodzaj udzielonego poręczenia
SGT „EUROPOL GAZ” S.A.	Bank Gdański S.A.	08.10.1996	30.09.2009	30.09.2012*	56,0	Poręczenie kredytu
Razem:					56,0	

* zgodnie z art. 118 kodeksu cywilnego termin przedawnienia roszczeń upływa 3 lata od daty kiedy zobowiązanie stało się wymagalne

Gwarancje bankowe wystawione na zlecenie PGNiG S.A. (w mln)

Beneficjent gwarancji	Bank, który udzielił gwarancji	Data udzielenia gwarancji	Gwarancja obowiązuje do dnia	Wysokość gwarancji w USD	Wysokość gwarancji w zł
The President Islamic Republic of Pakistan	Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	20.11.2000	31.12.2008	2,3	7,6
Sąd Najwyższy w Pakistanie	Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	08.07.2004	30.01.2008	1,1	3,7
Gazexport Ltd.	Bank Handlowy w Warszawie SA	17.12.2004	08.02.2006	48,1	157,0
Gazexport Ltd.	BNP Paribas (Suisse)	17.12.2004	08.02.2006	48,1	157,0
Gazexport Ltd.	Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	14.12.2005	08.02.2007	100,0	326,1
Gazexport Ltd.	Bank Pekao S.A. Centrala	14.12.2005	08.02.2007	50,0	163,0
Razem:					814,4

Pożyczki udzielone Spółkom Grupy Kapitałowej PGNiG na dzień 31.12.2005 roku.

Spółka	Data zawarcia umowy	Jednostka	Wartość udzielonej pożyczki	Z tytułu kapitału	Z tytułu odsetek od pożyczki	Zadłużenie ogółem	W tym: zadłużenie przeterminowane	Termin spłaty pożyczki
DSG Sp. z o.o. ¹⁾	20.01.2003	mln zł	40,0	22,8	0,0	22,8	0,0	31.12.2005
PNiG Kraków Sp. z o.o. ²⁾	14.09.1998	mln zł	9,1	9,1	6,2	15,3	15,3	31.12.2005
„EUROPOL GAZ” S.A. ³⁾	25.09.1995	mln USD	78,6	68,6	8,9	77,5	0,0	31.12.2012
„Dewon” Z.S.A. ⁴⁾	25.04.2001	mln USD	4,7	4,7	0,00	4,7	0,0	30.06.2009

¹⁾ na posiedzeniu Zarządu w dniu 14 marca 2005 roku została podjęta Uchwała o przesunięciu spłaty pożyczki w następujących terminach: do 30 czerwca 2006 roku, kwoty 12,8 mln zł oraz do 31 grudnia 2006 roku, kwoty 10,0 mln zł

²⁾ z PNiG Kraków Sp. z o.o. prowadzone są negocjacje na temat restrukturyzacji zadłużenie z tytułu udzielonej pożyczki, jak również z tytułu naliczonych odsetek

³⁾ w wartości odsetek na 31 grudnia 2005 roku jest uwzględniona wartość odsetek karnych wyliczonych na 27 lutego 2004 roku w wysokości 8,3 mln USD. W dniu 27 lutego 2004 roku PGNiG S.A. wniosła do Sądu Okręgowego w Warszawie Sąd Gospodarczy Wydział Gospodarczy pozew o zasądzenie od SGT „EUROPOL GAZ” S.A. równowartości w złotych polskich wartości odsetek za zwłokę naliczonych na 27 lutego 2004 roku wraz z ustawowymi odsetkami od dnia wniesienia pozwu do dnia zapłaty. Wyrok Sądu Okręgowego w Warszawie Wydział Gospodarczy z dnia 31 marca 2006 roku zasadzający na rzecz PGNiG S.A. kwotę 32,7 mln zł od „EUROPOL GAZ” S.A. wraz z odsetkami od dnia 27 lutego 2004 roku. Wyrok jest nieprawomocny.

⁴⁾ do wartości podstawowego długu spółki „Dewon” Z.S.A. (z tytułu udzielonej pożyczki) który na 31 grudnia 2005 roku wynosi 3,1 mln USD doliczono dług za okres karencji w okresie od 2002 do 30 września 2005 roku w wysokości 1,6 mln USD oprocentowany taką samą stawką jak dług podstawowy czyli 8% w skali rocznej

2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym

W 2005 roku PGNiG S.A. wykorzystywała następujące instrumenty finansowe ograniczające ryzyko zmiany cen:

- FX forward – transakcje wymiany walut w przyszłości, której cena (kurs) ustalany jest w chwili zawarcia transakcji
- transakcje zakupu opcji walutowej call – dające prawo do zakupu aktywa w przyszłości po cenie ustalonej w chwili zawarcia transakcji w zamian za określoną premię
- struktury opcyjne – stanowiące najczęściej złożenie co najmniej dwóch opcji walutowych np. złożenie opcji call i put pozwala ograniczyć ryzyko zmiany ceny (kursu) do określonego przedziału (transakcja Risk Reversal).

W celu ograniczenia ryzyka kredytowego Spółka podejmowała następujące działania:

- inwestowanie wolnych środków pieniężnych w instrumenty o minimalnym ryzyku kredytowym (bony i obligacje Skarbu Państwa)
- współpraca z wiodącymi bankami komercyjnymi o ratingu inwestycyjnym
- restrukturyzacja zadłużenia (uproszczenie dokumentacji, eliminacja znacznej części kowenantów, znaczna obniżka kosztów), w wyniku którego Spółka wykorzystuje jeden kredyt na łączną kwotę 600 mln EUR
- zawieranie umów ramowych z kontrahentami, wyraźnie określające prawa i obowiązki stron
- dywersyfikacja kontrahentów
- współpraca z agencjami ratingowymi, a w jej m.in. konsekwencji podwyższenie przyznanego Spółce ratingu.

Działania PGNiG S.A. zmierzające do ograniczenia ryzyka zakłóceń przepływów środków pieniężnych obejmowały:

- dywersyfikację systemów bankowości elektronicznej
- bieżącą kontrolę uznań/obciążeń rachunków
- zbieranie informacji o przepływach środków pieniężnych w ramach Spółki/Grupy Kapitałowej
- konsolidację rachunków bankowych
- zawarcie umów kredytów w rachunkach bieżących.

Celem ograniczenia ryzyka utraty płynności finansowej Spółka podjęła działania polegające na:

- zawarciu umów kredytów w rachunkach bieżących oraz umowy kredytu odnawialnego
- prognozowaniu przepływów pieniężnych w ramach Spółki/Grupy Kapitałowej
- szacowaniu stanu oraz wartości aktywów możliwych do zbycia
- współpracy z agencjami ratingowymi
- utrzymywaniu aktywów finansowych o wysokim stopniu płynności.

Podstawowym celem polityki zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A. jest ograniczenie zmienności przepływów pieniężnych związanych z działalnością Spółki do akceptowalnych poziomów w krótkim i średnim horyzoncie czasowym oraz budowanie wartości firmy w długim okresie.

Ograniczanie zmienności przepływów pieniężnych związanych z płatnościami z tytułu zawartych kontraktów na zakup gazu oraz płatności związanych ze spłatą zobowiązań kredytowych Spółki w 2005 roku odbywało się poprzez zawieranie przez Spółkę transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe (FX forward, opcja walutowa, strategie opcyjne).

W 2005 roku w Spółce nie stosowano zasad rachunkowości zabezpieczeń, dlatego też zmiany w wartości godziwej zabezpieczanych instrumentów finansowych oraz instrumentów zabezpieczających zostały przedstawione w rachunku zysków i strat za dany okres obrachunkowy. Jednakże większość zawieranych transakcji jest efektywnych w sensie rachunkowości zabezpieczeń (wg MSR 39).

3. Przewidywana sytuacja finansowa

Kluczowy wpływ na wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG 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 nastąpi dalszy wzrost cen pozyskania gazu z importu. W 2005 roku dynamika podwyżek krajowych cen gazu nie dorównała dynamice wzrostu cen importowych.

Podstawowe znaczenie dla wyników 2006 roku będzie miało stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie akceptacji podwyżek cen gazu. W tym kontekście pozytywnie należy ocenić decyzje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, który zezwolił na podniesienie hurtowych cen sprzedaży gazu o 12% od 1 stycznia 2006 roku oraz o 8,8% od 1 kwietnia 2006 roku. Ponadto na poprawę sytuacji finansowej Spółek Gazownictwa wpłynie wejście w życie z dniem 1 kwietnia 2006 roku nowych zasad kształtowania się taryf dystrybucyjnych. W nowych stawkach taryfowych Spółki Gazownictwa mają (przynajmniej częściowo) gwarancję zwrotu z zaangażowanego kapitału z finansowania działalności dystrybucyjnej.

Wysokie notowania cen produktów ropopochodnych prowadzą równocześnie do zwiększenia rentowności działalności wydobywczej GK PGNiG. Najważniejsze znaczenie ma w tym miejscu ropa naftowa, która w 2005 roku przyniosła Grupie 783,5 mln zł przychodów. W 2006 roku zakłada się utrzymanie wysokiej rentowności działalności wydobywczej i intensyfikację inwestycji w celu zwiększenia krajowego wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej.

Należy także podkreślić, że również w 2006 roku w sprawozdaniach GK PGNiG będzie można zaobserwować zmianę struktury wyników związaną z wydzieleniem działalności przesyłowej. Jest to związane z faktem, że wydzielenie to nastąpiło w drugiej połowie 2005 roku, a zatem w pierwszej połowie tego roku GK PGNiG wykazywała marżę z tytułu świadczenia usług przesyłowych. W całym 2006 roku marża ta zostanie zastąpiona poprzez

przychody finansowe i pozostałe przychody operacyjne związane z umową leasingu części majątku przesyłowego.

Dodatkowo na sytuację finansową GK PGNiG istotny wpływ ma sytuacja na rynkach walutowych. Rynek walutowy charakteryzuje się w obecnym momencie dużą niepewnością i zmiennością. W 2004 roku pomiędzy kursem minimalnym, a maksymalnym USD wyniosło ponad 36%. W kolejnym roku różnica ta przekroczyła 18,6%. Natomiast w przypadku EUR różnice w 2004 roku wynosiły ponad 21,3%, a w 2005 roku różnice te przekroczyły 11,8%. 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.

Istotny wpływ na poziom osiąganych w przyszłości zysków będzie miało rozpoczęcie w kwietniu 2006 roku prac w ramach kolejnego etapu programu restrukturyzacji GK PGNiG. Zapisy znowelizowanego Prawa energetycznego oraz przyjęty przez Radę Ministrów „Program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.” nakładają na GK PGNiG obowiązek prawnego rozdzielenia działalności handlowej i technicznej dystrybucji gazu w Spółkach Gazownictwa w terminie do 1 lipca 2007 roku.

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