

POLSKIE GÓRNICCTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO S.A.



**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI SPÓŁKI PGNiG S.A.
ZA ROK 2005**

WARSZAWA, 3 kwietnia 2006

Spis rozdziałów

Spis rozdziałów	2
Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce	4
1. Powstanie Spółki	4
2. Przedmiot działalności	4
3. Struktura organizacyjna	5
4. Powiązania kapitałowe	6
5. Zatrudnienie	8
Rozdział II: Organy Spółki PGNiG S.A.	10
1. Zarząd	10
1.1. Zmiany w Zarządzie	10
1.2. Podział kompetencji członków Zarządu	11
1.3. Umowy z członkami Zarządu	12
1.4. Prokurenci	12
2. Rada nadzorcza	12
Rozdział III: Zmiany w zasadach zarządzania Spółką	15
Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne	17
1. Prawo Energetyczne	17
1.1. Koncesje	17
1.2. Polityka taryfowa	18
1.3. Zmiany w taryfach	19
1.4. Ryzyka taryfowe	21
2. Prawo geologiczne i górnicze	23
Rozdział V: Publiczna emisja akcji	25
Rozdział VI: Struktura akcjonariatu	29
Rozdział VII: Obrót	31
1. Struktura sprzedaży i zakupów	31
2. Podstawowe umowy handlowe	33
3. Planowane działania w obszarze obrotu	35
4. Ryzyka w obszarze obrotu	35

Rozdział VIII: Poszukiwania złóż.....	37
1. Prace poszukiwawcze w 2005 roku	37
2. Wspólne przedsięwzięcia	37
3. Planowane kierunki prac poszukiwawczych.....	38
4. Ryzyka działalności poszukiwawczej	40
Rozdział IX: Eksploatacja złóż	42
1. Prace w obszarze eksploatacji złóż w 2005 roku	42
2. Inwestycje w obszarze górnictwa naftowego.....	45
3. Perspektywy rozwoju działalności PGNiG S.A.....	47
4. Ryzyka i zagrożenia	49
5. Ochrona środowiska naturalnego	50
Rozdział X: Przesył.....	52
Rozdział XI: Pozostałe wydarzenia.....	55
Rozdział XII: Sytuacja finansowa.....	58
1. Wyniki finansowe w 2005 roku	58
1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe	59
1.2. Omówienie sytuacji finansowej	64
1.3. Transakcje z podmiotami powiązаныmi.....	66
2. Zarządzanie finansowe	68
2.1. Inwestycje krótkoterminowe	68
2.2. Zaciągnięte kredyty i pożyczki	68
2.3. Udzielone pożyczki i gwarancje	71
2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym	74
3. Przewidywana sytuacja finansowa.....	75

Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce

1. Powstanie Spółki

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.

2. Przedmiot działalności

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. jest największą spółką działającą na polskim rynku poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego. PGNiG S.A. zajmuje wiodącą pozycję we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju tj. w obszarze poszukiwania złóż, importu

gazu ziemnego, wydobycia z krajowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, magazynowanie paliw gazowych oraz obrotu gazem ziemnym. PGNiG S.A. sprowadza gaz z Rosji, krajów Azji Środkowej, Norwegii, Niemiec, jak i wydobywa go ze złóż krajowych. Wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego jest jednym z kluczowych czynników zapewniających spółce konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu. Obrót gazem ziemnym stanowiący, obok wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, podstawową działalność PGNiG S.A. jest regulowany przez Prawo Energetyczne, czego konsekwencją jest koncesjonowanie działalności oraz uzależnienie przychodów Spółki od poziomu taryfy 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.

Zgodnie ze statutem Spółka prowadzi działalność produkcyjną, usługową i handlową. Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest:

- poszukiwanie, zagospodarowywanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz kopalin surowców siarkowych
- wytwarzanie i przetwarzanie produktów rafinacji i ropy naftowej
- wytwarzanie i dystrybucja paliw gazowych
- wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej
- sprzedaż hurtowa i detaliczna paliw
- wykonywanie wykopów i wierceń geologiczno-inżynierskich
- działalność geologiczno-poszukiwawcza oraz geodezyjna i kartograficzna
- wynajem, zarządzanie oraz kupno i sprzedaż nieruchomości
- leasing składników majątkowych Spółki służących przesyłowi energii i gazu
- dystrybucja paliw gazowych w systemie sieciowym.

3. Struktura organizacyjna

PGNiG S.A. zorganizowana jest w strukturę wieloodziałową w skład której na dzień 31 grudnia 2005 roku wchodziły:

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

W zakresie zmian w strukturze organizacyjnej Spółki PGNiG w roku 2005 wymienić należy następujące wydarzenia:

- w związku z zakończeniem procesu wyposażania operatora systemu przesyłowego w majątek przesyłowy na skutek zawarcia umowy leasingu operacyjnego pomiędzy PGNiG S.A., a spółką OGP Gaz-System Sp. z o.o. oraz w związku z przejściem pracowników Regionalnych Oddziałów Przesyłu do OGP Gaz-System Sp. z o.o., wyżej wymienione

Oddziały zaprzestały prowadzenia działalności w strukturze PGNiG S.A. i zostały postawione w stan likwidacji

- na bazie Oddziału PGNiG S.A. Zakład Robót Górniczych w Krośnie powołano spółkę pod firmą Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. z siedzibą w Krośnie, która została zarejestrowana 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. Oddział został wykreślony z rejestru przedsiębiorców w Krajowym Rejestrze Sądowym w dniu 2 lutego 2006 roku
- w 2005 roku został zakończony proces likwidacji (księgowo – rozliczeniowy) Oddziału PGNiG S.A. – Geovita w Warszawie. W dniu 28 czerwca 2005 roku została podjęta uchwała Zarządu PGNiG S.A. w sprawie likwidacji Oddziału PGNiG S.A. – Geovita w Warszawie. Oddział PGNiG S.A. – Geovita w Warszawie został wykreślony z rejestru przedsiębiorców KRS w dniu 4 sierpnia 2005 roku.

Powyższe zmiany zostały uwzględnione w nowej treści Regulaminu Organizacyjnego Spółki PGNiG S.A., który został zatwierdzony Uchwałą Nr 10/IV/06 Rady Nadzorczej PGNiG S.A. z dnia 12 stycznia 2006 roku.

4. Powiązania kapitałowe

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.
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%
7.	Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	50 000,00	50 000,00	100,00%

Udziały PGNiG S.A. w innych spółkach cd.

	Firma spółki	Kapitał zakładowy (zł)	Udział kapitałowy PGNiG S.A. (zł)	% kapitału PGNiG S.A.
8.	PNiG Jasło Sp. z o.o.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%
9.	PNiG Kraków Sp. z o.o.	98 850 000,00	98 850 000,00	100,00%
10.	Geovita Sp. z o.o.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%
11.	PN "Diament" Sp. z o.o.	62 000 000,00	62 000 000,00	100,00%
12.	PNiG NAFTA Sp. z o.o.	60 000 000,00	60 000 000,00	100,00%
13.	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	39 220 000,00	39 220 000,00	100,00%
14.	GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	34 400 000,00	34 400 000,00	100,00%
15.	GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	33 000 000,00	33 000 000,00	100,00%
16.	BN Naftomontaż Sp. z o.o. w upadłości	44 751 000,00	39 751 000,00	88,83%
17.	Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 802 000,00	26 802 000,00	100,00%
18.	ZUN Naftomet Sp. z o.o.	23 500 000,00	23 500 000,00	100,00%
19.	ZRUG Sp. z o.o. (w Pogórskiej Woli)	4 300 000,00	4 300 000,00	100,00%
20.	PGNiG Finance B.V. [EUR]*	20 000,00	20 000,00	100,00%
21.	"BUD - GAZ" PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%
22.	B.S.i P.G. "Gazoprojekt" S.A.	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%
23.	PPUiH "TURGAZ" Sp. z o.o.	176 000,00	90 000,00	51,14%
24.	NYSAGAZ Sp. z o.o.	3 700 000,00	1 887 000,00	51,00%
25.	InterTransGas GmbH [EUR]*	200 000,00	100 000,00	50,00%
26.	INVESTGAS S.A.	500 000,00	245 000,00	49,00%
27.	"Polskie Elektrownie Gazowe" Sp. z o.o.	2 500 000,00	1 212 000,00	48,48%
28.	SGT „EUROPOL GAZ” S.A.	80 000 000,00	38 400 000,00	48,00%
29.	PFK GASKON S.A.	13 061 325,00	6 000 000,00	45,94%
30.	GAS - TRADING S.A.	2 975 000,00	1 291 350,00	43,41%
31.	ZWUG "INTERGAZ" Sp. z o.o.	4 700 000,00	1 800 000,00	38,30%
32.	"Dewon" Z.S.A. [Hrywna]*	11 146 800,00	4 055 205,84	36,38%
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%

Udziały PGNiG S.A. w innych spółkach cd.

Firma spółki	Kapitał zakładowy (zł)	Udział kapitałowy PGNiG S.A. (zł)	% kapitału PGNiG S.A.
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%
50. HSW - Zakład Mechaniczny Sp. z o.o. w upadłości	83 010 300,00	4 453 600,00	5,37%

* wartości podane w walutach obcych

5. Zatrudnienie

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

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

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

W latach 2004-2005 Programem w różnych formach objęto 1.055 pracowników oddziałów Spółki PGNiG S.A. oraz 107 osób w ROP-ach.

Struktura i stan zatrudnienia (w osobach) w PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2005 roku zostały przedstawione w poniższym zestawieniu.

Nazwa jednostki	Zatrudnienie
Centrala Spółki	766
Oddział w Sanoku	1 952
Oddział w Zielonej Górze	1 818
Oddział w Odolanowie	130
Oddział Operatorski w Pakistanie	1
Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo Badawcze	36
Razem:	4 703

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.

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 nastąpi 30 kwietnia 2006 roku
- Paweł Kamiński – rozwiązanie umowy o pracę nastąpiło 30 stycznia 2006 roku
- Marek Fołtynowicz – rozwiązanie umowy o pracę nastąpiło 31 marca 2006 roku
- Mieczysław Jakiel – rozwiązanie umowy o pracę nastąpiło 4 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 jest prokurą łączną, a dla skuteczności czynności prawnych konieczne jest współdziałanie dwóch prokurentów lub prokurenta łącznie z członkiem Zarządu.

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
- Kazimierz Chrobak – Sekretarz Rady Nadzorczej
- Magdalena Bąkowska – Członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Kawecki – Członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Puławski - Członek Rady Nadzorczej
- Andrzej Rościszowski – Członek Rady Nadzorczej
- Mirosław Szałuba - Członek Rady Nadzorczej
- Piotr Szwarc - 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.

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

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

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

W dniu 12 grudnia 2005 roku Walne Zgromadzenie odwołało ze składu Rady Nadzorczej Andrzeja Arendarskiego, Zbigniewa Kamińskiego, Tadeusza Sorokę i Dawida Sukacza, jednocześnie powołując Krzysztofa Głogowskiego, Piotra Szwarca, Andrzeja Rościszowskiego 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 PGNiG S.A. za 2005 rok.

Rozdział III: Zmiany w zasadach zarządzania Spółką

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 PGNiG S.A. 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.

Działalność PGNiG S.A. 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.

1.2. Polityka taryfowa

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

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. Ryzyka taryfowe

Podstawowym ryzykiem w działalności regulowanej PGNiG S.A. jest uzależnienie przychodów Spółki 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 Spółkę 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.

Ryzyko regulacyjne

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

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

- możliwości uwzględnienia zysku z zaangażowanego w daną działalność kapitału, oraz marży na sprzedaży uwzględniającej ryzyko prowadzonej działalności
- uwzględnienia w opłatach kosztów związanych z utrzymywaniem i zapewnieniem dostępności zapasów
- zasad rozliczeń pomiędzy przedsiębiorstwami w tym między innymi z tytułu świadczonych usług kompleksowych.

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

2. Prawo geologiczne i górnicze

Prawo geologiczne i górnicze 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 bezzbiornikowego magazynowania substancji w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych.

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

Działalność geologiczna i górnicza nadzorowana jest przez organy administracji geologicznej i organy nadzoru górniczego. Ustawa zawiera przepisy karne 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 górniczego 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 poszukiwawczą 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 wnioski 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 odbędzie się posiedzenie Zarządu PGNiG S.A. w celu przyjęcia oświadczenia 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.

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 PGNiG S.A. w 2005 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura sprzedaży według 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
5.	Pozostała sprzedaż	-	-	242,9
Razem:		-	-	9 862,1

* mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

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

Struktura sprzedaży gazu według odbiorców

Sprzedaż gazu		Jednostka*	Ilość	%
1.	Do Spółek Gazownictwa, w tym:	mln m ³	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 złóż	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 importerm 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 Przemysł 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. zgodnie z umową rozpocznie pobór paliwa gazowego w kwietniu 2006 roku. 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. 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: Poszukiwania złóż

PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze i rozpoznawcze w kraju i zagranicą. 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. Powyższe prace są wykonywane przez PGNiG S.A. oraz za pośrednictwem spółek sektora poszukiwań należących do Grupy Kapitałowej PGNiG.

1. Prace poszukiwawcze w 2005 roku

W 2005 roku prace poszukiwawczo-rozpoznawcze prowadzono w kraju na terenie Karpat, Przedgórze Karpat oraz na Niziu 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 Niziu Polskim oraz 5 otworów ropnych na Niziu Polskim, jako produktywne i przekazać je do eksploatacji.

W 2005 roku na prace poszukiwawczo- rozpoznawcze wydatkowano 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 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 Niziu Polskim. Spółka wykonała 1.338,9 km badań sejsmicznych 2D oraz 435,0 km² badań 3D.

Za granicą w 2005 roku prac poszukiwawczych i rozpoznawczych nie prowadzono.

2. 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.

3. 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 styczniu i lutym 2006 roku zawarte zostały umowy na realizację 6 otworów wiertniczych oraz 5 tematów sejsmicznych. Po przeprowadzeniu procedur przetargowych, zostaną zawarte umowy na realizację 8 otworów wiertniczych na łączną wartość netto ok. 83,2 mln zł i trzech tematów sejsmicznych na łączną wartość netto około 10,4 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 działalności 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.

4. Ryzyka działalności poszukiwawczej

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

W sytuacji gdy wyniki działalności poszukiwawczej PGNiG S.A. w postaci udokumentowanych nowych zasobów nie zrównoważą spadku zasobów w wyniku wydobycia 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 ludzi

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 ludzkiego zdrowia i bezpieczeństwa oraz ochrony środowiska naturalnego.

Ryzyko wzrostu cen prac poszukiwawczych

Na kapitałochłonność prac poszukiwawczych mają wpływ ceny nośników energii oraz materiałów. Koszty prac poszukiwawczych są szczególnie wrażliwe na poziom cen stali, które przekładają się na ceny rur okładzinowych i wydobywczych stosowanych w pracach wiertniczych. Wzrost cen energii i materiałów powoduje wzrost cen prac poszukiwawczych.

Ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych

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

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

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

Rozdział IX: Eksploatacja złóż

PGNiG S.A. prowadzi prace eksploatacyjne na terenie całego kraju. Eksploatacja złóż obejmuje szacowanie zasobów, zagospodarowanie odkrytych złóż oraz ekonomiczne gospodarowanie posiadanymi zasobami. W ramach prac eksploatacyjnych w celu zachowania pierwotnych wydajności na eksploatowanych już złożach wykonywane są remonty odwiertów oraz prace intensyfikacyjne. Odwierty, w których produkcja spadła poniżej kosztów utrzymania i konserwacji podlegają likwidacji, a obszary, na których prowadzono eksploatację, zostają poddane rekultywacji.

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

Eksploatacja 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 pełniących funkcję operacyjną polegającą na zabezpieczeniu sezonowego zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny.

Magazyny gazu ziemnego

Nazwa Podziemnego Magazynu Gazu		Pojemność czynna (mln m ³)	Ilość gazu pobrana z magazynu (mln m ³)	Ilość gazu oddana do systemu (mln m ³)	Ilość gazu zatłoczona do magazynu (mln m ³)	Ilość gazu pobrana z systemu (mln m ³)
1.	Wierzchowice	500,00	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 było 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 Ziarnego 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, Elżbieciny, Jabłonna W, Jabłonna S, Lubiatów, Sowiec 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 złoza 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 złoza wynosi około 5,53 tys.m³/h

Zagospodarowanie złoza Biszczka – Księżpol

Projekt obejmuje zagospodarowanie złóż gazu ziemnego Biszczka i Księżpol 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 wartością stanowią wydatki na powiększanie 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, Trzebowno, 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 (Paproc, Paproc 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 następny moduł o analogicznej zdolności przerobowej.

Podziemne magazyny gazu

Aktualny program rozbudowy PMG w Polsce przewiduje, zgodnie z uzgodnionym z Prezesem URE „Planem rozwoju PGNiG S.A. na lata 2003 – 2006”, rozbudowę pojemności magazynowych do 2006 roku do wielkości rzędu 1,65 mld m³. Wielkość ta uwzględnia osiągnięcie pojemności czynnej KPMG Mogilno w wysokości 416,73 mln m³ (10 kawern – 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.

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 pojawiają się firmy, które będą mogły skutecznie

konkurować z PGNiG S.A. Poważną konkurencję stanowią 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 obciążona 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 ciężających 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 przetłoczni gazu zostały utworzone rezerwy. Na majątku PGNiG S.A. do końca 2005 roku zidentyfikowano około 39 nieruchomości, gdzie był produkowany lub przetłaczany 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 przetłoczni 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 Upwrańień (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 Upwrańieniami 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 Upwrańień do emisji dwutlenku węgla na lata 2005-2007 oraz wykazu instalacji czasowo wykluczonych ze wspólnotowego systemu handlu upwrańieniami do emisji okresie od dnia 1 stycznia 2005 roku do dnia 31 grudnia 2007 roku, przydzielono następujące wielkości upwrańień:

- 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.

Rozdział X: Przesył

Na podstawie przepisów 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 kilkunastu 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, tj. 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 roku wszczęto proces likwidacji sześciu Regionalnych Oddziałów Przesyłu. Proces ten zakończono 28 lutego 2006 roku 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 zarządom 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 ziemnego
- 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 XI: 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.

Współpraca z VNG

W I połowie 2005 roku PGNiG S.A. wspólnie z VNG 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:

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

Obaj partnerzy objęli po 50 procent udziałów w każdej ze spółek. Kapitał zakładowy założonych spółek wynosi po 200 tys. EUR Siedzibą obu spółek jest Poczdam.

W dniu 9 sierpnia 2005 roku Spółka ITG GmbH została wpisana do rejestru handlowego w Poczdamie pod nr HRB 18775P. Przedmiotem działalności spółki InterTransGas GmbH są:

- projektowanie, budowa, eksploatacja i sprzedaż mocy przesyłowych infrastruktury służącej do przesyłu gazu na zlecenie osób trzecich
- projektowanie, budowa, eksploatacja i sprzedaż mocy przesyłowych oraz nabywanie infrastruktury służącej do przesyłu gazu na własną rzecz
- świadczenie usług związanych z przesyłem gazu w sieciach osób trzecich.

Realizacja dwóch pierwszych przedsięwzięć wymaga wcześniejszego podwyższenia kapitału przez wspólników. Jednym z celów ITG GmbH jest budowa i eksploatacja interkonektora Börnicke – Police.

Spółka IGT nie została jeszcze zarejestrowana z uwagi na zastrzeżenia partnera niemieckiego do uzasadnienia decyzji Prezesa UOKiK wyrażającej zgodę na dokonanie koncentracji. Wspólnicy (VNG i PGNiG) 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 zastała uzyskana w dniu 18 stycznia 2006 roku.

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 XII: 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 Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa potwierdza, że w 2005 roku Spółka kontynuowała ścieżkę wzrostu wartości. W 2005 roku zysk PGNiG S.A. według Polskich Standardów Rachunkowości wyniósł 1.132,2 mln zł wobec 746,7 mln zł za rok poprzedni. Należy podkreślić, że poprawa wyników w sprawozdaniu jednostkowym dotyczy jego wszystkich kluczowych poziomów.

Poprawa wyniku jest rezultatem wzrostu rentowności działalności wydobywczej oraz wyższych przychodów (o 17%, czyli o 1.420,3 mln zł – w stosunku do 2004 roku). Wzrost przychodów wynikał przede wszystkim ze zwiększenia cen jednostkowych oraz wolumenu sprzedaży gazu.

Syntetyczne dane dotyczące sytuacji finansowej PGNiG S.A. w 2005 roku w porównaniu do danych za 2004 rok zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej sprawozdaniach sporządzonych zgodnie z Ustawą o Rachunkowości:

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

Bilans (mln zł)

AKTYWA	na dzień 31 grudnia 2005	na dzień 31 grudnia 2004
<u>Aktywa trwałe</u>	<u>13 884,7</u>	<u>11 820,2</u>
Wartości niematerialne i prawne	12,4	18,6
Rzeczowe aktywa trwałe	4 465,5	6 403,1
Należności długoterminowe	4 106,3	0,1
Inwestycje długoterminowe	5 006,2	5 002,8
Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe	294,3	395,6
<u>Aktywa obrotowe</u>	<u>5 319,2</u>	<u>2 744,5</u>
Zapasy	722,1	555,6
Należności krótkoterminowe	1 678,0	1 077,8
Inwestycje krótkoterminowe	2 916,5	1 107,3
Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe	2,6	3,8
Aktywa razem	19 203,9	14 564,7

PASYWA	na dzień 31 grudnia 2005	na dzień 31 grudnia 2004
<u>Kapitał (fundusz) własny</u>	<u>11 367,0</u>	<u>8 122,3</u>
Kapitał (fundusz) podstawowy	5 900,0	5 000,0
Kapitał (fundusz) zapasowy	4 333,3	2 373,8
Kapitał (fundusz) z aktualizacji wyceny	1,5	1,8
Zysk (strata) netto	1 132,2	746,7
<u>Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania</u>	<u>7 836,9</u>	<u>6 442,4</u>
Rezerwy na zobowiązania	1 045,2	1 029,0
Zobowiązania długoterminowe	2 317,1	304,6
Zobowiązania krótkoterminowe	1 852,7	5 067,7
Rozliczenia międzyokresowe	2 621,9	41,1
Pasywa razem	19 203,9	14 564,7

Rachunek zysków i strat (mln zł) – wersja porównawcza

	2005	2004
Przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi, w tym:	9 884,0	8 512,1
Przychody netto ze sprzedaży produktów	9 862,1	8 442,2
Zmiana stanu produktów	4,0	0,7
Koszt wytworzenia produktów na własne potrzeby jednostki	12,2	63,9
Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	5,7	5,3
Koszty działalności operacyjnej	8 592,9	6 913,3
Amortyzacja	486,6	563,4
Zużycie materiałów i energii	6 044,8	4 821,2
Usługi obce	1 467,1	825,7
Podatki i opłaty, w tym:	212,1	222,5
Wynagrodzenia	259,5	306,7
Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	95,6	109,0
Pozostałe koszty rodzajowe	22,0	26,2
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	5,2	38,6
Zysk/(strata) ze sprzedaży	1 291,1	1 598,8
Zysk (strata) na działalności operacyjnej	1 592,0	1 388,7
Zysk (strata) na działalności gospodarczej	1 552,6	1 119,2
Zysk (strata) brutto	1 551,8	1 118,3
Zysk (strata) netto	1 132,2	746,7

Rachunek zysków i strat (mln zł) – wersja kalkulacyjna

	2005	2004
Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów	9 867,8	8 447,5
Koszty sprzedanych produktów, towarów i materiałów	8 342,4	6 543,2
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	234,3	305,5
Zysk (strata) na sprzedaży	1 291,1	1 598,8
Zysk (strata) na działalności operacyjnej	1 592,0	1 388,7
Zysk (strata) na działalności gospodarczej	1 552,6	1 119,2
Zysk (strata) brutto	1 551,8	1 118,3
Zysk (strata) netto	1 132,2	746,7

Rachunek przepływów pieniężnych (mln zł)

	2005	2004
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 529,6	2 017,2
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	51,1	-488,3
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	645,8	-1 498,6
Przepływy pieniężne netto	2 226,5	30,3
Środki pieniężne na początek okresu	523,9	493,6
Środki pieniężne na koniec okresu	2 750,4	523,9

Wskaźniki finansowe

RENTOWNOŚĆ	2005	2004
EBIT w mln zł zysk operacyjny	1 592,0	1 388,7
EBITDA w mln zł zysk operacyjny plus amortyzacja	2 078,6	1 952,1
ROE (Rentowność kapitałów własnych) zysk netto do średniego stanu kapitałów własnych	11,6%	9,6%
Rentowność sprzedaży netto zysk netto odniesiony do przychodów netto ze sprzedaży	11,5%	8,8%
ROA (Rentowność aktywów) zysk netto w relacji do średniego stanu aktywów (na początek i koniec okresu)	6,7%	5,0%

PŁYNNOŚĆ	2005	2004
Wskaźnik bieżącej płynności majątek obrotowy (bez rozliczeń międzyokresowych) do zobowiązań krótkoterminowych	2,9	0,5
Wskaźnik szybki bieżącej płynności majątek obrotowy (bez rozliczeń międzyokresowych) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	2,5	0,4

ZADŁUŻENIE	2005	2004
Wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem zobowiązania długoterminowe + zobowiązania bieżące do pasywa ogółem	21,7%	36,9%
Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem zobowiązania długoterminowe + zobowiązania bieżące do kapitału własnego	36,7 %	66,1%

EFEKTYWNOŚĆ	2005	2004
Wskaźnik rotacji należności w dniach średni stan należności krótkoterminowych * 360 dni do przychody netto ze sprzedaży towarów i produktów	50,3	53,2
Wskaźnik rotacji zapasów w dniach średni stan zapasów * 360 dni do przychody netto ze sprzedaży	23,3	22,1

1.2. Omówienie sytuacji finansowej

Kluczowe znaczenie dla poprawy wyników w 2005 roku miał wzrost rentowności działalności wydobywczej. W 2005 roku segment ten dostarczył prawie 59% zysku na działalności operacyjnej w skali Grupy Kapitałowej PGNiG. Należy podkreślić, że w tym segmencie odnoszone są zyski ze sprzedaży ropy naftowej, sprzedaży bezpośredniej gazu oraz innych produktów (hel, siarka, LPG itp.). 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.

Drugim czynnikiem, który miał istotne znaczenie dla rentowności PGNiG S.A., były zdecydowanie wyższe koszty pozyskania gazu z importu i tym samym wyższe koszty operacyjne. Większość sprzedawanego w Polsce gazu pochodzi z importu, a cena zakupu w kontraktach importowych jest ustalana przez rynek. W roku ubiegłym średnia cena importowa PGNiG S.A. wzrosła w grudniu 2005 roku o około 48% w stosunku do grudnia 2004 roku. Wzrost ten miał podstawowy wpływ na zwiększenie kosztów zużycia materiałów i energii w PGNiG S.A. o 25%, czyli 1.223,6 mln zł. Nie ulega wątpliwości, że kluczowe znaczenie dla wyników PGNiG S.A. ma stanowisko Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie przenoszenia powyższych wzrostów na taryfę PGNiG S.A.

Ważnym czynnikiem, który wpłynął na strukturę wyników finansowych PGNiG S.A., jest wydzielenie działalności przesyłowej oraz zawarcie umowy leasingu aktywów przesyłowych, które nastąpiło 8 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 PGNiG S.A. 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 PGNiG S.A. wykazała przychody związane z umową leasingu w ramach przychodów finansowych.

Ze względu na przesunięcie marży na działalności przesyłowej realizowanej przez PGNiG S.A. utrudniona jest analiza dynamiki wyników finansowych na niektórych poziomach. Dla przykładu, w 2004 roku wskaźnik EBITDA (zysk operacyjny powiększony o amortyzację) wyniósł 1.952,1 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 2.342,5 mln zł, czyli więcej o 20% niż w 2004 roku.

Kolejny element, który miał istotne znaczenie dla sytuacji finansowej PGNiG S.A. to uzyskanie przez PGNiG S.A. 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 bilansie PGNiG S.A. wskazuje, iż suma bilansowa na koniec 2005 roku zwiększyła się o 4.639,2 mln zł (32%) w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Wzrost ten wynika przede wszystkim z uzyskania przez PGNiG S.A. 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).

Drugim czynnikiem, który miał istotne znaczenie dla wysokości sumy bilansowej i struktury bilansu było podpisanie w dniu 8 lipca 2005 roku umowy leasingu operacyjnego aktywów przesyłowych. Operacja ta skutkowałą następującymi zmianami w bilansie PGNiG S.A.:

- wartość rzeczowych środków trwałych została pomniejszona o wartość księgową netto majątku, który został wyleasingowany na rzecz OGP Gaz-System Sp. z o.o.
- w ramach należności długoterminowych wprowadzona została wartość odpowiadająca kapitałowi długoterminowych należności PGNiG S.A. z tytułu umowy leasingu. Wartość ta podlega rozliczeniu w czasie z uwzględnieniem spłat kolejnych rat kapitałowych
- w pasywach - w ramach rozliczeń międzyokresowych – pojawiła się wartość różnicy pomiędzy wartością kapitału należności PGNiG S.A. z tytułu umowy leasingu a wartością księgową netto leasingowanego majątku.

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 środków trwałych oraz odpowiednim podziałem zysku z lat ubiegłych.

Zmiany w strukturze bilansu wynikały także z kolejnego ze strategicznych zadań, jakie w 2005 roku zrealizowała PGNiG S.A. Wspomniane zmiany dotyczą wzrostu zobowiązań długoterminowych o 2.012,5 mln zł oraz równoczesnego spadku zobowiązań krótkoterminowych o 3.215,0 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 PGNiG S.A., należy zwrócić uwagę na następujące elementy:

- wzrost stanu zapasów o 166,5 mln zł (30%). Wykazywane w bilansie zapasy stanowi przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach gazu. Wzrost wartości magazynowanego gazu wynika głównie ze wzrostu jednostkowych kosztów nabycia gazu z importu
- wzrost należności krótkoterminowych o 600,2 mln zł (56%) wynika ze wzrostu cen sprzedaży gazu w 2005 roku (w stosunku do grudnia 2004 roku wzrosły one o około 25,7%) 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 230 mln zł.

Reasumując, rok 2005 obfitował w szereg zdarzeń, które w znaczący sposób wpłynęły na strukturę sprawozdań finansowych PGNiG S.A. Mimo wprowadzonych zmian, wyniki PGNiG S.A. po raz kolejny potwierdziły, że Spółka znajduje się na ścieżce wzrostu wartości. Z roku na rok rośnie wolumen sprzedawanego gazu oraz przychody ze sprzedaży gazu. Coraz ważniejszą rolę odgrywa w spółce segment górnictwa naftowego, który w znaczący sposób przyczynia się do generowanych zysków. Poprawa sytuacji PGNiG S.A. została doceniona przez analityków finansowych oraz renomowane agencje ratingowe (m.in. Moody's).

PGNiG S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych na 2005 rok.

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 powiązanymi

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

Transakcje z jednostkami powiązаныmi o wartości powyżej 500 tys. EUR

Nazwa jednostki	Sprzedaż (netto) w mln zł	Zakupy (netto) w mln zł
Suma jednostki powiązane	5 326,9	863,8
Spółki konsolidowane metodą pełną	5 297,8	667,0
GEOFIZYKA Kraków Sp.z o.o	0,0	44,4
GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	0,0	52,9
PNiG Jasło Sp. z o.o.	0,3	130,3
PNiG Kraków Sp. z o.o.	0,5	56,5
PNiG NAFTA Sp. z o.o.	0,2	109,5
Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	0,5	35,8
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	597,1	1,4
Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	884,2	1,3
Karpacka Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	1 222,0	7,6
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	1 113,7	6,5
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	555,2	2,8
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp.z o.o.	922,7	1,1
BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	0,0	98,7
BN Naftomontaż Sp. z o.o.	0,1	46,4
ZUN Naftomet Sp. z o.o.	0,0	11,7
PN „Diament” Sp. z o.o.	0,5	39,8
B.S.i P.G. „Gazoprojekt” Spółka Akcyjna	0,0	7,2
OGP Gaz-System (PGNiG-Przesył) Sp. z o.o. Warszawa (tylko obroty do 30 kwietnia 2005 roku)	0,8	13,1
Spółki konsolidowane metodą praw własności	28,3	145,4
SGT „EUROPOL GAZ” S.A.	28,3	119,0
„INVESTGAS” S.A.	0,0	26,4
Pozostałe jednostki powiązane nie konsolidowane	0,8	49,2
ZRUG Sp. z o.o. (w Pogórskiej Woli)	0,4	6,0
BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	0,3	11,3
„ZRUG” Sp. z o.o. w Poznaniu	0,0	4,8
„GAZOMONTAŻ” S.A.	0,1	7,7
GAZSTAL S.A.	0,0	19,4
Jednostki zależne i stowarzyszone od jednostek zależnych	0,0	2,2
Gazobudowa Kraków Sp. z o.o. Kraków	0,0	2,2

Transakcje sprzedaży stanowią 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 Spółka 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

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

Wysokie notowania cen produktów ropopochodnych prowadzą równocześnie do zwiększenia rentowności działalności wydobywczej PGNiG S.A. Najważniejsze znaczenie ma w tym miejscu ropa naftowa, która w 2005 roku przyniosła Spółce 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 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 PGNiG S.A. wykazywała marżę z tytułu świadczenia usług przesyłowych. W całym 2006 roku marża ta zostanie zastąpiona przez przychody finansowe i pozostałe przychody operacyjne związane z umową leasingu części majątku przesyłowego.

Dodatkowo na sytuację finansową PGNiG S.A. 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.

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