



PGNiG

**Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA**

**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
SPÓŁKI PGNiG S.A. ZA ROK 2011**

Warszawa, 1 marca 2012

Spis rozdziałów:

Spis rozdziałów:	2
Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce	4
1. Powstanie Spółki	4
2. Przedmiot działalności.....	4
3. Struktura organizacyjna PGNiG S.A.....	5
4. Powiązania kapitałowe	6
5. Zmiany zaangażowania kapitałowego.....	8
6. Zatrudnienie.....	10
7. Sprzedaż i pozyskanie gazu	11
Rozdział II: Organy Spółki	12
1. Zarząd	12
2. Rada Nadzorcza	13
Rozdział III: Akcjonariat.....	15
Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne	18
1. Prawo energetyczne.....	18
1.1. Koncesje.....	18
1.2. Polityka taryfowa.....	19
1.3. Zmiany w taryfach	19
2. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego.....	23
3. Prawo geologiczne i górnicze.....	23
4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego	24
Rozdział V: Poszukiwanie i wydobywanie.....	27
1. Poszukiwanie	27
2. Wydobywanie.....	29
3. Planowane działania	32
4. Ryzyka poszukiwania i wydobycia	33

Rozdział VI: Obrót i magazynowanie.....	36
1. Zakupy.....	36
2. Sprzedaż.....	37
3. Magazynowanie.....	39
4. Planowane działania.....	41
5. Ryzyka obrotu i magazynowania.....	41
Rozdział VII: Pozostała działalność.....	43
Rozdział VIII: Inwestycje.....	45
Rozdział IX: Ochrona środowiska.....	47
Rozdział X: Pozostałe informacje.....	48
Rozdział XI: Sytuacja finansowa.....	51
1. Wyniki finansowe w 2011 roku.....	51
1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe.....	51
1.2. Omówienie sytuacji finansowej.....	55
2. Zarządzanie finansowe.....	59
2.1. Inwestycje krótkoterminowe.....	60
2.2. Umowy kredytów i pożyczek.....	60
2.3. Gwarancje i poręczenia.....	61
2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym.....	62
3. Przewidywana sytuacja finansowa.....	63

Załącznik:

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

Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce

1. Powstanie Spółki

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna (PGNiG S.A.) z siedzibą w Warszawie, ul. Marcina Kasprzaka 25, powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. 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.

Na podstawie postanowienia Sądu Rejonowego dla m. st. Warszawy z dnia 6 października 2005 roku zarejestrowane zostało podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG S.A. W wyniku podwyższenia kapitał zakładowy Spółki wynosi obecnie 5,9 mld 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.

Debiut giełdowy PGNiG S.A. odbył się 23 września 2005 roku. Akcje PGNiG S.A. są notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie od dnia 20 października 2005 roku.

2. Przedmiot działalności

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

Zgodnie ze statutem Spółka realizuje zadania dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie:

- ciągłości dostaw gazu do odbiorców oraz utrzymania niezbędnych rezerw
- bezpiecznej eksploatacji sieci gazowych

- równoważenia bilansu paliw gazowych oraz dysponowania ruchem i mocą urządzeń energetycznych przyłączonych do wspólnej sieci gazowej
- działalności wydobywczej gazu.

3. Struktura organizacyjna PGNiG S.A.

1 stycznia 2011 roku w strukturach PGNiG S.A. został utworzony Oddział Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie, który powstał na podstawie zakupionej od Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. zorganizowanej części przedsiębiorstwa w postaci Ratowniczej Stacji Górnictwa Otworowego. Oddział prowadzi działania z zakresu ratownictwa górniczego oraz prace profilaktyczne mające na celu zapobieganie bezpośredniemu zagrożeniu bezpieczeństwa pracowników lub ruchu zakładów górniczych.

29 marca 2011 roku został zlikwidowany Oddział w Algierii. Decyzję o likwidacji oddziału podjęto z uwagi na złożoną sytuację geopolityczną w kraju.

PGNiG S.A. zorganizowana jest w strukturę wielooddziałową, w skład której na dzień 31 grudnia 2011 roku wchodziły Centrala Spółki i 15 oddziałów. Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A. przedstawiony jest w poniższej tabeli.

Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A.

Jednostka organizacyjna	Przedmiot działalności
Centrala Spółki w Warszawie	Nadzór nad działalnością oddziałów w ramach struktury Spółki Nadzór nad działalnością Grupy Kapitałowej PGNiG w ramach uprawnień nadzoru właścicielskiego
Oddział w Sanoku	Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej Eksploatacja podziemnych magazynów gazu Sprzedaż bezpośrednia pozasystemowego gazu ziemnego oraz innych produktów i usług Prace w zakresie poszukiwania złóż
Oddział w Zielonej Górze	Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej Eksploatacja podziemnego magazynu gazu Sprzedaż bezpośrednia pozasystemowego gazu ziemnego oraz innych produktów i usług Prace w zakresie poszukiwania złóż
Oddział w Odolanowie	Przetwarzanie gazu ziemnego zaazotowanego na gaz wysokometanowy
Oddział Operatorski w Pakistanie	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów na obszarach koncesyjnych w Pakistanie
Oddział w Egipcie	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów na obszarach koncesyjnych w Egipcie
Oddział w Danii	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów na obszarach koncesyjnych w Danii

Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A. - cd.

Oddział	Przedmiot działalności
Dolnośląski Oddział Obrotu Gazem we Wrocławiu	Kompleksowa obsługa handlowa w zakresie sprzedaży gazu ziemnego oraz innych produktów i usług
Górnośląski Oddział Obrotu Gazem w Zabrze	
Karpacki Oddział Obrotu Gazem w Tarnowie	
Mazowiecki Oddział Obrotu Gazem w Warszawie	
Pomorski Oddział Obrotu Gazem w Gdańsku	
Wielkopolski Oddział Obrotu Gazem w Poznaniu	
Oddział Operator Systemu Magazynowania w Warszawie	Magazynowanie paliw gazowych
Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie	Świadczenie usług zapewniających poprawność i wiarygodność pomiarów gazu ziemnego
Oddział Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie	Świadczenie usług w zakresie ratownictwa górniczego

Na dzień 31 grudnia 2011 roku PGNiG S.A. posiadała również zagraniczne przedstawicielstwa w Moskwie (Rosja), Brukseli (Belgia), Kijowie (Ukraina) oraz Wysokoje (Białoruś).

Zmiany w zasadach zarządzania

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

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

4. Powiązania kapitałowe

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. posiada udziały lub akcje w spółkach o profilu produkcyjnym i usługowym. Według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku PGNiG S.A. posiadała 37 podmiotów powiązanych, w tym:

- 27 spółek zależnych
- 10 pozostałych spółek powiązanych.

Wykaz jednostek powiązanych z PGNiG S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku został przedstawiony w poniższej tabeli.

Wykaz jednostek powiązanych z PGNiG S.A.

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
	Spółki zależne				
1	Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%	100,00%
2	Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.	105 231 000,00	105 231 000,00	100,00%	100,00%
3	Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.	60 000 000,00	60 000 000,00	100,00%	100,00%
4	GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	64 400 000,00	64 400 000,00	100,00%	100,00%
5	GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	66 000 000,00	66 000 000,00	100,00%	100,00%
6	Poszukiwania Naftowe „Diament” Sp. z o.o.	62 000 000,00	62 000 000,00	100,00%	100,00%
7	Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 903 000,00	26 903 000,00	100,00%	100,00%
8	PGNiG Norway AS (NOK) ¹⁾	1 092 000 000,00	1 092 000 000,00	100,00%	100,00%
9	Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. (EUR) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
10	PGNiG Sales & Trading GmbH (EUR) ¹⁾	10 000 000,00	10 000 000,00	100,00%	100,00%
11	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	5 000 000,00	5 000 000,00	100,00%	100,00%
12	„INVESTGAS” S.A.	502 250,00	502 250,00	100,00%	100,00%
13	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	658 384 000,00	658 384 000,00	100,00%	100,00%
14	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 300 338 000,00	1 300 338 000,00	100,00%	100,00%
15	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 484 953 000,00	1 484 953 000,00	100,00%	100,00%
16	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 255 800 000,00	1 255 800 000,00	100,00%	100,00%
17	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	653 646 000,00	653 646 000,00	100,00%	100,00%
18	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 033 186 000,00	1 033 186 000,00	100,00%	100,00%
19	Geovita Sp. z o.o.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%	100,00%
20	PGNiG Energia S.A.	30 000 000,00	30 000 000,00	100,00%	100,00%
21	PGNiG Technologie Sp. z o.o.	166 914 000,00	166 914 000,00	100,00%	100,00%
22	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
23	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o.	1 212 000,00	1 212 000,00	100,00%	100,00%
24	PGNiG SPV 1 Sp. z o.o.	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
25	PGNiG Finance AB (SEK)	500 000,00	500 000,00	100,00%	100,00%
26	B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%	75,00%
27	„NYSAGAZ Sp. z o.o.”	9 881 000,00	6 549 000,00	66,28%	66,28%
	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
	Pozostałe spółki powiązane				
28	System Gazociągów Tranzytowych „EUROPOL GAZ” S.A.	80 000 000,00	38 400 000,00	48,00%	48,00%
29	GAS-TRADING S.A.	2 975 000,00	1 291 350,00	43,41%	43,41%
30	InterTransGas GmbH (EUR) ¹⁾	200 000,00	100 000,00	50,00%	50,00%
31	„Dewon” Z.S.A. (UAH) ¹⁾	11 146 800,00	4 055 205,84	36,38%	36,38%
32	Sahara Petroleum Technology LLC w likwidacji (OMR) ¹⁾	150 000,00	73 500,00	49,00%	49,00%
33	PFK GASKON S.A.	13 061 325,00	6 000 000,00	45,94%	45,94%
34	„GAZOMONTAŻ” S.A.	1 498 850,00	677 200,00	45,18%	45,18%
35	„ZRUG” Sp. z o.o. (Poznań)	3 781 800,00	1 515 000,00	40,06%	41,71%
36	ZWUG „INTERGAZ” Sp. z o.o.	4 700 000,00	1 800 000,00	38,30%	38,30%
37	„ZRUG TORUŃ” S.A.	5 150 000,00	1 300 000,00	25,24%	25,24%

¹⁾ wartości podane w walutach obcych

5. Zmiany zaangażowania kapitałowego

W 2011 roku nastąpiły poniższe zmiany:

- 9 lutego 2011 roku „TE-MA” WOC Małaszewicze Terespol Sp. z o.o. w likwidacji została wykreślona z KRS
- 10 lutego 2011 roku POGC Trading GmbH została wpisana do rejestru handlowego w Niemczech; firma spółki została zmieniona na PGNiG Sales & Trading GmbH; rejestracja zmiany firmy spółki miała miejsce 25 sierpnia 2011 roku
- 11 lutego 2011 roku zostało zakończone postępowanie upadłościowe Huty Szkła „Szcakowa” S.A. w upadłości; 7 czerwca 2011 roku spółka została wykreślona z KRS
- 29 kwietnia 2011 roku PGNiG S.A. nabyła spółkę GoldCup 5839 AB; po dokonaniu zakupu firma spółki została zmieniona na PGNiG Finance AB; spółka będzie zajmować się obsługą emisji euroobligacji PGNiG S.A.; kapitał zakładowy spółki wynosi 500.000 SEK (koron szwedzkich); nowa firma spółki została wpisana do Rejestru Spółek w Sztokholmie 20 czerwca 2011 roku
- 17 czerwca 2011 roku PGNiG S.A. nabyła spółkę PGNiG SPV 1 Sp. z o.o., której celem będzie realizacja projektów w obszarze elektroenergetyki; kapitał zakładowy spółki wynosi 20.000 zł i dzieli się na 400 udziałów o wartości nominalnej 50 zł każdy
- 14 grudnia 2011 roku Sąd Apelacyjny oddalił apelację PI „GAZOTECH” Sp. z o.o. w przedmiocie uchylenia bądź stwierdzenia nieważności uchwał NZW PI „GAZOTECH” Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku, w tym uchwały zobowiązującej PGNiG S.A. do dopłaty w kwocie 52 mln zł do kapitału oraz uchwały w przedmiocie umorzenia części udziałów spółki; spowodowało to zmniejszenie udziału kapitałowego PGNiG S.A. w PI „GAZOTECH” Sp. z o.o. do poziomu 5,4%.

W 2011 roku nastąpiły poniższe zmiany kapitału zakładowego w jednostkach powiązanych z PGNiG S.A.:

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

- podwyższenie kapitału PGNiG Technologie Sp. z o.o. o kwotę 46.516.000 do kwoty 166.914.000 zł; wszystkie nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A.; rejestracja podwyższenia kapitału miała miejsce 30 grudnia 2011 roku.

Zmiany po zakończeniu roku obrotowego

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

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

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

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

17 lutego 2012 roku NZW Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 1.553.000 zł do poziomu 655.199.000 poprzez utworzenie 1.533 nowych udziałów o wartości nominalnej 1.000 zł każdy. Nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci prawa użytkowania wieczystego nieruchomości gruntowej wraz z prawem własności posadowionych na niej budynków i budowli.

Inwestycje poza grupą jednostek powiązanych

Wartość nominalnego zaangażowania kapitałowego PGNiG S.A. poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2011 roku wyniosła 21,9 mln zł. rokiem. W 2011 roku PGNiG S.A. zbyła 4.000.001 akcji Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A. o wartości nominalnej 5 zł każda, po cenie 37 zł za akcję. W ciągu roku obrotowego PGNiG S.A. nie dokonywała istotnych inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych.

6. Zatrudnienie

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

Stan zatrudnienia według segmentów (w osobach)

	2011	2010
Centrala PGNiG S.A.	838	840
Poszukiwanie i wydobywanie	4 405	4 375
Obrót i magazynowanie	3 710	3 701
Pozostała działalność	38	39
Razem	8 991	8 955

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

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

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

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

7. Sprzedaż i pozyskanie gazu

PGNiG S.A. osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 21,8 mld zł, z czego 93% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

	2011	2010
Gaz ziemny, w tym:	20 382,7	19 300,7
- gaz ziemny wysokometanowy	19 163,5	18 109,6
- gaz ziemny zaazotowany	1 219,2	1 191,1
Ropa naftowa	1 095,2	838,6
Kondensat	5,1	3,2
Hel	57,5	44,1
Mieszanina propan-butan	60,5	50,5
Usługi magazynowania gazu	31,5	31,7
Usługi geofizyczno-geologiczne	59,4	27,2
Pozostała sprzedaż	128,6	119,5
Razem	21 820,5	20 415,5

W 2011 roku PGNiG S.A. sprzedała 14,4 mld m³ gazu ziemnego, z czego 95% stanowiła sprzedaż z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a pozostała część – sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż.

Sprzedaż gazu ziemnego w mln m³

	2011	2010
Obrót i magazynowanie	13 699,2	13 743,0
Poszukiwanie i wydobywanie	681,8	673,8
Razem	14 381,0	14 416,8

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

Pozyskanie gazu w mln m³

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

Rozdział II: Organy Spółki

1. Zarząd

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

Powołanie na członka Zarządu następuje po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 18 marca 2003 roku w sprawie przeprowadzania postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko członka Zarządu w niektórych spółkach handlowych (Dz. U. Nr 55, poz. 476). Przepis ten nie ma zastosowania do członka Zarządu wybranego przez pracowników.

Do czasu gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Spółki, a Spółka zatrudnia średniorocznie powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorcza powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników Spółki na okres kadencji Zarządu. Rada Nadzorcza uchwała również regulamin wyboru i odwołania członka Zarządu wybieranego przez pracowników oraz przeprowadzania wyborów uzupełniających.

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

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

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

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

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

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

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

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

Umowy z osobami zarządzającymi

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

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

2. Rada Nadzorcza

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

Do czasu gdy Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Spółki, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa, działający w tym zakresie w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki, jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących zostały zaprezentowane w Rocznym Jednostkowym Sprawozdaniu Finansowym za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku (nota 36.4.).

Rozdział III: Akcjonariat

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

Struktura akcjonariatu

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

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

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

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

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

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

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

Informacja o systemie kontroli programów akcji pracowniczych

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

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

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

Kurs akcji PGNiG S.A.

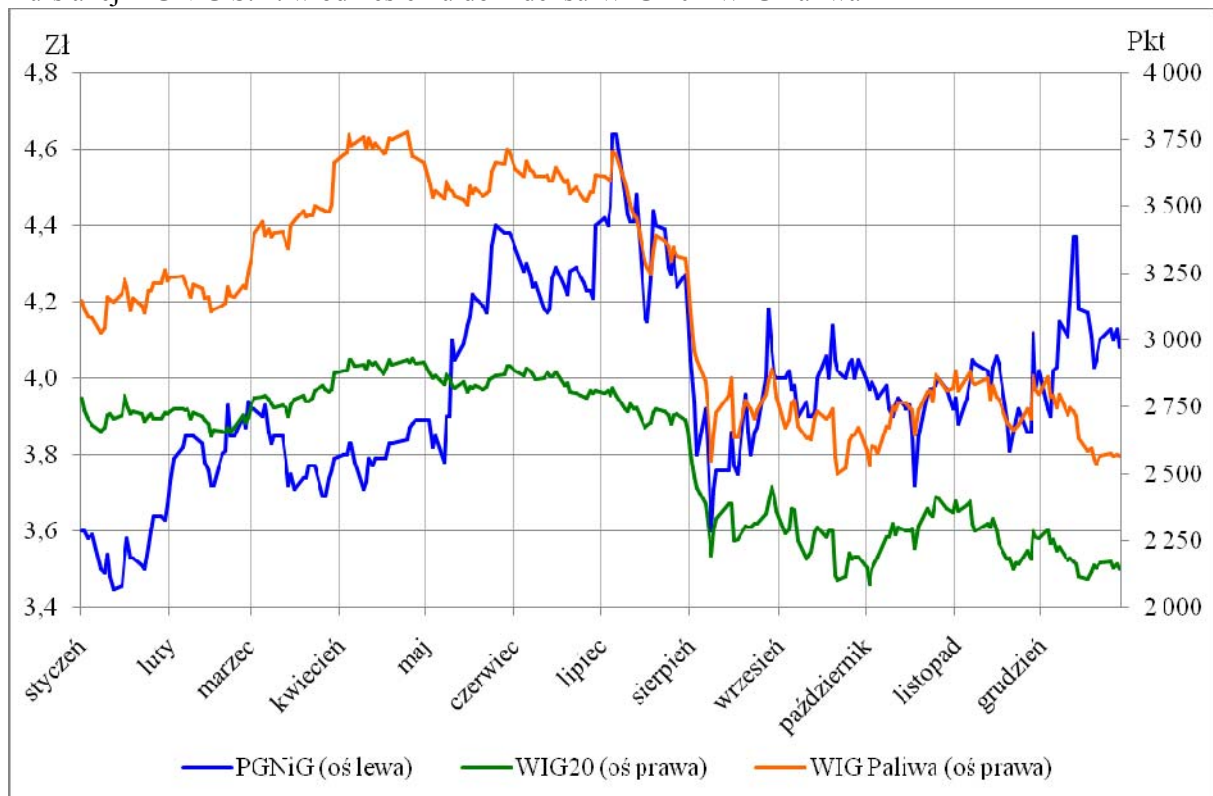
Akcje PGNiG S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie od 20 października 2005 roku. Na dzień 31 grudnia 2011 roku Spółka wchodziła w skład następujących indeksów giełdowych:

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

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

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

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



Notowania indeksów GPW oraz akcji PGNiG S.A.

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

źródło: GPW

Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne

Podstawowymi aktami prawnymi regulującymi działalność PGNiG S.A. są:

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

1. Prawo energetyczne

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

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

1.1. Koncesje

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

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

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

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

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

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

1.2. Polityka taryfowa

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

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

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

1.3. Zmiany w taryfach

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

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

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

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

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

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

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

W odniesieniu do wniosku w zakresie zmiany Taryfy dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 4/2011) Prezes URE decyzją z dnia 11 stycznia 2012 roku odmówił zmiany taryfy. Natomiast w zakresie wniosku o zatwierdzenie Taryfy dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 5/2012) postępowanie nie zostało zakończone.

W poniższych tabelach przedstawiono średnie opłaty (zł/m³) stosowane w rozliczeniach z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe w podziale na rodzaj dostarczanego paliwa oraz miejsce odbioru paliwa gazowego.

Obszar Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

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

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

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

Obszar Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

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

Obszar Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

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

Obszar Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

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

Obszar Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

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

Obszar Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3. Prawo geologiczne i górnicze

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego

Ustawa Prawo energetyczne

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

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

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

Ustawa o zapasach obowiązkowych

Nowelizacja Ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym zawężyła krąg podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych, do

przedsiębiorstw energetycznych importujących gaz ziemny w celu dalszej jego odsprzedaży odbiorcom. Ponadto wprowadziła możliwość zwolnienia z obowiązku magazynowania (po spełnieniu warunków określonych w ustawie) oraz możliwość utrzymywania zapasów obowiązkowych na terytorium innego państwa członkowskiego EFTA.

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

Ustawa o efektywności energetycznej

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

Kalkulacja taryf

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

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

Zapotrzebowanie na gaz

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

Ceny zakupu gazu z importu

Ceny gazu z importu ustalane są w USD i EUR oraz kształtowane w oparciu o formuły indeksacyjne oparte na cenach produktów ropopochodnych. Zmiany kursów walutowych oraz produktów ropopochodnych znacząco wpływają na wysokość kosztów pozyskania gazu z importu. Znaczące

zmiany cen paliw na rynku międzynarodowym wpływają na zmianę cen zakupu gazu z importu. Dokładna prognoza zmian ceny gazu ziemnego obarczona jest wysokim ryzykiem błędu. Istnieje zagrożenie, że pomimo ustalonych w prawie reguł określających możliwości korekty cen zatwierdzonych na okres obowiązywania taryfy, wzrost cen zakupu gazu z importu może nie być w pełni przeniesiony na wzrost cen sprzedaży gazu dla odbiorców lub zmiany te będą następowały z pewnym opóźnieniem.

Rozdział V: Poszukiwanie i wydobywanie

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

1. Poszukiwanie

W 2011 roku PGNiG S.A. prowadziła poszukiwanie gazu zarówno ze złóż konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych (typu shale gas i tight gas). Prace poszukiwawczo-rozpoznawcze w kraju Spółka realizowała na terenie Karpat, Przedgórze Karpat i na Niżu Polskim, zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A. w kraju prace wiertnicze prowadzone były w 28 otworach: 24 poszukiwawczych i 4 rozpoznawczych (z czego w 1 otworze wiercenie zakończono w 2010 roku, a w 2011 wykonano próby złożowe). Łącznie na koncesjach PGNiG S.A. wykonano 52.838 m wierceń poszukiwawczo-rozpoznawczych, z czego 49.248 m w kraju oraz 3.590 m wierceń za granicą (w Danii i Pakistanie).

Spśród 23 odwiertów o znanych wynikach złożowych (19 poszukiwawczych oraz 4 rozpoznawczych, w tym 1, którego wiercenie zakończono w 2010 roku, a w 2011 wykonano próby złożowe) 11 odwiertów zakwalifikowano jako pozytywne, z tego: 9 gazowych i 2 ropno-gazowe; pozostałych 12 odwiertów było negatywnych.

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

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

Stan zasobów wydobywalnych na dzień 31 grudnia 2011 roku wynosił:

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

Wspólne przedsięwzięcia w Polsce

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

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

- „Płotki” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 12 maja 2000 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%
- „Płotki”-„PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla na podstawie Umowy Operacyjnej Użytkowników Górniczych z dnia 26 października 2005 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A.

(operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 24,5%, „Calenergy Resources Poland” Sp. z o.o. – 24,5%

- „Poznań” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 1 czerwca 2004 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%
- „Bieszczady” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 1 czerwca 2007 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, Eurogas Polska Sp. z o.o. – 24% i Energia Bieszczady Sp. z o.o. – 25%
- „Sieraków” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 22 czerwca 2009 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, Orlen Upstream Sp. z o.o. – 49%.

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

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

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

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

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

- „Warszawa-Południe” (bloki 234, 235, 254, 255, 274N) na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 26 maja 2011 roku (która w części dotyczącej bloku 255 zastąpiła umowę z dnia 29 października 1999 roku); udziały wynoszą: FX Energy Poland Sp. z o.o. (operator) – 51%, PGNiG S.A. – 49%
- „Ostrowiec” (bloki 163 i 164) na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 27 lutego 2009 roku; udziały wynoszą: FX Energy Poland Sp. z o.o. (operator) – 51%, PGNiG S.A. – 49%
- „Kutno”(bloki 211, 212, 231 i 232) na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 30 września 2010 roku; udziały wynoszą: FX Energy Poland Sp. z o.o. (operator) – 50%, PGNiG S.A. – 50%.

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

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

- „Karpaty Zachodnie” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 17 grudnia 2009 roku z firmą Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółką zależną Aurelian Oil & Gas PLC); udziały wynoszą: Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. (operator) – 60%, PGNiG S.A. – 40%
- „Karpaty Wschodnie” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 17 grudnia 2009 roku z firmą Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółką zależną Aurelian Oil & Gas PLC); udziały wynoszą: Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. (operator) – 80%, PGNiG S.A. – 20%.

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

Prace poszukiwawcze za granicą

Prace poszukiwawcze w Pakistanie PGNiG S.A. prowadzi na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar, zawartej 18 maja 2005 roku pomiędzy PGNiG S.A. a rządem Pakistanu. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG S.A. (operator) – 70%, PPL – 30%. W 2011 roku prowadzono rekonstrukcję otworu Hallel-1. Ponadto wykonano przetwarzanie danych sejsmicznych 2D i 3D oraz ich interpretację, której wyniki potwierdziły obecność struktury budującej złoża Rehman. Na 2012 rok planowane jest rozpoczęcie próbnej eksploatacji odwiertów Hallel-1 i Rehman-1 (tight gas).

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

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

2. Wydobywanie

Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG S.A.: Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku. Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 22 kopalniach (14 gazowych oraz 8 ropno-gazowych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową w 46 kopalniach (26 gazowych oraz 20 ropno-gazowych i ropnych).

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

Wielkość wydobycia

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

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

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

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

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

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

Sprzedaż podstawowych produktów

	Jednostka	2011	2010
1 Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	681,8	673,8
- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	64,0	53,7
- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	617,8	620,1
2 Ropa naftowa	tys. t.	464,6	499,0
3 Kondensat	tys. t.	2,2	1,9
4 Hel	mln m ³	3,4	3,1
5 Mieszanina propan-butan	tys. t.	20,7	21,0
6 Azot	tys. kg	535,8	832,2
7 Siarka	tys. t.	23,8	25,2

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

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

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

Podziemne magazyny gazu

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

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

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

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobycie w mln m³

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

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

3. Planowane działania

Prace poszukiwawcze w Polsce

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

Prace poszukiwawcze za granicą

W 2012 roku PGNiG S.A. kontynuować będzie prace poszukiwawcze w Egipcie. Z uwagi na negatywny wynik odwiertu poszukiwawczego Felsted-1 w Danii PGNiG S.A. podjęła decyzję o nieprzedłużaniu koncesji 1/05. W Pakistanie zostanie rozpoczęta próbna eksploatacja odwiertów Hallel-1 i Rehman-1.

Wydobycie gazu ziemnego

PGNiG S.A. realizuje program inwestycyjny mający na celu osiągnięcie w dłuższej perspektywie wzrostu zdolności wydobywczych gazu ziemnego. W ramach programu planuje się m.in. zagospodarowanie nowych złóż i odwiertów, modernizację i rozbudowę istniejących kopalni gazu ziemnego oraz budowę nowych i rozbudowę już istniejących podziemnych magazynów gazu. W 2012 roku Spółka planuje wydobycie na poziomie ok. 4,5 mld m³ gazu w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³, z tego 4,4 mld m³ w Polsce i 0,1 mld m³ w Pakistanie.

W 2012 roku przewiduje się m.in. włączenie do eksploatacji odwiertów na już eksploatowanych złożach Bogdaj-Uciechów, Jarocin, Rudka i Pruchnik oraz nowych złóż: Góra Ropczycka, Rylowa-Rajsko, Lubliniec o łącznych zdolnościach wydobywczych ok. 18,5 tys. m³/h.

Wydobycie ropy naftowej

W 2012 roku PGNiG S.A. planuje wydobycie 480,0 tys. ton ropy naftowej ze złóż krajowych. Na terenie kraju przewiduje się podłączenie kolejnych trzech odwiertów na złożu Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB).

4. Ryzyka poszukiwania i wydobywania

Odkrycia i szacowanie zasobów

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

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

Poszukiwanie niekonwencjonalnych złóż gazu

Ryzykiem związanym z poszukiwaniem niekonwencjonalnych złóż gazu w Polsce jest brak potwierdzonych zasobów gazu łupkowego (shale gas) oraz gazu zaciśniętego (tight gas). W przypadku potwierdzenia występowania zasobów geologicznych istnieje ryzyko, że eksploatacja będzie nieopłacalna z powodu niewystarczającego poziomu wydobycia gazu oraz wysokich nakładów inwestycyjnych na wiercenia otworów i budowę kopalni. Ponadto istotnym czynnikiem jest utrudniony dostęp do obszarów występowania niekonwencjonalnych złóż gazu, ze względu na przepisy prawa w zakresie ochrony środowiska oraz możliwości uzyskania zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

Konkurencja

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

Opóźnienia prac

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

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

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

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

Koszty prac poszukiwawczych

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

Przepisy w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia

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

Wykwalifikowana kadra

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

Nieprzewidziane zdarzenia

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 erupcji lub wycieku węglowodorów, co z kolei może powodować zagrożenie dla ludzi (pracowników i okolicznych mieszkańców) i środowiska naturalnego, a także urządzeń produkcyjnych.

Zmiany prawne

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

Sytuacja polityczno-gospodarcza

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

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

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

Rozdział VI: Obrót i magazynowanie

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

1. Zakupy

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

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

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

Struktura zakupów gazu ziemnego (w mln m³)

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

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

Nowe umowy

21 marca 2011 roku PGNiG S.A. i OOO „Gazprom export” podpisały aneks do Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku. Strony

uzgodniły możliwość zwiększenia dobowego odbioru gazu ziemnego w punkcie zdawczo-odbiorczym Wysokoje do 15 mln m³ na dobę, przy zachowaniu dotychczasowego poziomu rocznych ilości kontraktowych.

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

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

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

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

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

2. Sprzedaż

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

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

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

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

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

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

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

Struktura sprzedaży podstawowych produktów

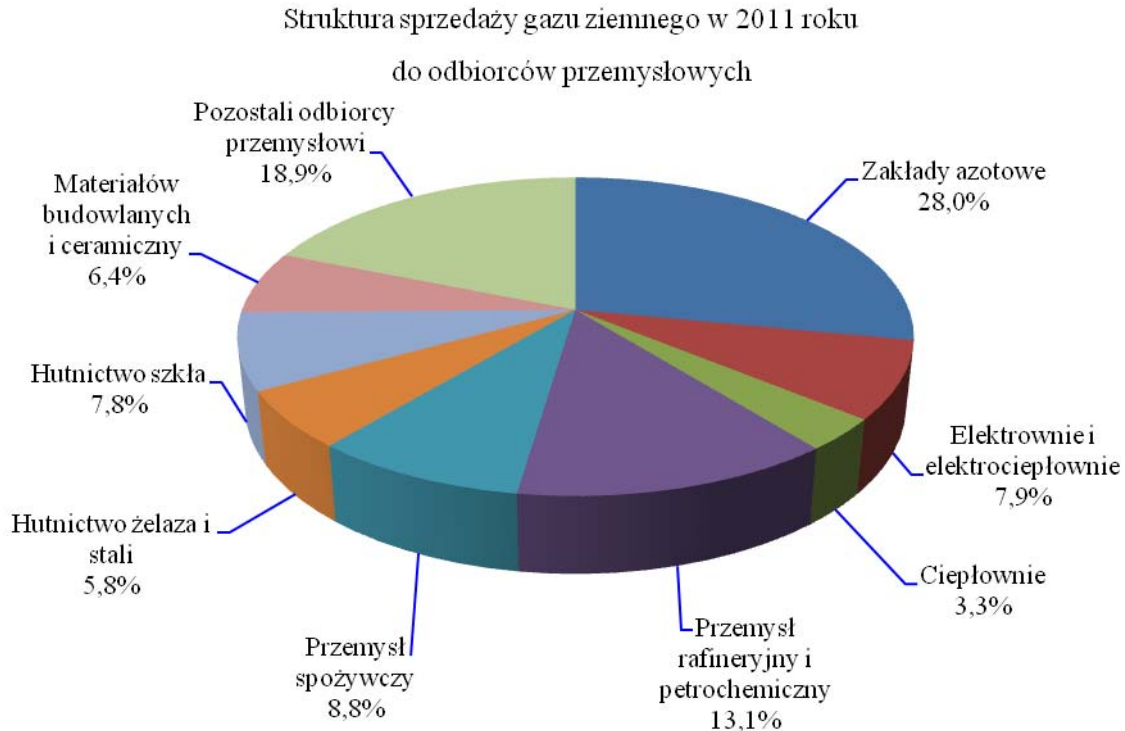
		Jednostka	2011	2010
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	13 699,2	13 743,0
	- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	13 204,6	13 221,9
	- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	494,6	521,1
2	Propan-butan	tys. t.	1,9	2,1

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu był przemysł chemiczny, petrochemiczny i hutnictwo oraz odbiorcy domowi. Najliczniejszą grupą odbiorców gazu ziemnego (ok. 6,5 mln) byli odbiorcy domowi, którzy stanowili 97% klientów PGNiG S.A. W porównaniu do 2010 roku wolumen sprzedaży gazu dla powyższej grupy odbiorców spadł o ok. 9%. Natomiast sprzedaż gazu do odbiorców przemysłowych, których udział w wolumenie sprzedaży gazu ziemnego wyniósł 60%, wzrosła o 441,1 mln m³ (ok. 6%). W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż gazu ziemnego systemowego (mln m³)

	2011	%	2010	%
Odbiorcy przemysłowi	8 252,4	60,3%	7 811,3	56,8%
Handel, usługi	1 468,5	10,7%	1 574,3	11,5%
Odbiorcy domowi	3 730,1	27,2%	4 095,8	29,8%
Odbiorcy hurtowi	221,5	1,6%	217,7	1,6%
Eksport	26,7	0,2%	43,9	0,3%
Razem	13 699,2	100,0%	13 743,0	100,0%



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

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

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

3. Magazynowanie

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

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

z odbiorcami umów sprzedaży „loco brama” odbiorcy, prowadzone są w oparciu o pojemności PMG Wierzchowice i PMG Husów.

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

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

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

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

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

Pojemności czynne magazynów segmentu obrót i magazynowanie w mln m³

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

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

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

4. Planowane działania

Dostawy gazu

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

Magazynowanie

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

5. Ryzyka obrotu i magazynowania

Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy

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

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

Uwolnienie cen gazu dla odbiorców

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

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

Magazynowanie

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

Rozdział VII: Pozostała działalność

Jednostką organizacyjną PGNiG S.A. zakwalifikowaną do segmentu pozostała działalność jest Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze, który zajmuje się świadczeniem usług zapewniających poprawność i wiarygodność pomiarów gazu ziemnego, a w szczególności kalibracją urządzeń pomiarowych, legalizacją gazomierzy i przeliczników do gazu, badaniem jakości gazu ziemnego, badaniem nowych urządzeń gazowniczych oraz nadzorem pomiarowo-analitycznym nad urządzeniami i analizatorami procesowymi ulokowanymi w sieciach przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynach gazów. Oddział świadczy również usługi w zakresie doradztwa, opiniowania i ekspertyz a także przeprowadza walidacje i nadzór pomiarowy nad terenowymi laboratoriami kontroli jakości gazów ziemnych.

W 2011 roku Oddział przede wszystkim prowadził:

- kontrole metrologiczne systemów pomiarowych na gazociągu tranzytowym Jamał-Europa (odcinek polski)
- kontrole metrologiczne i nadzór stacji pomiarowych granicznych (Wysokoje, Tietierowka, Cieszyn)
- kontrole metrologiczne systemów pomiarowych na stacjach rozliczeniowych odbiorców przemysłowych (na 33 obiektach)
- weryfikację systemów pomiarowych gazów ziemnych na potrzeby oceny emisji CO₂ dużych emitentów przemysłowych
- nadzór pomiarowy nad systemami procesowych analizatorów do oceny jakości gazów ziemnych na sieciach przesyłowych, dystrybucyjnych, obiektach kopalnianych i magazynach
- walidację i nadzór pomiarowy nad terenowymi laboratoriami kontroli jakości gazów ziemnych.

Oddział sporządził również szereg opracowań technicznych m.in. na temat doboru modernizowanego układu pomiarowego dla KPMG Mogilno, pracy gazomierzy rotorowych w warunkach zmiennego strumienia gazu, wykorzystania w różnych warunkach pomiarowych gazomierzy ultradźwiękowych, rozliczeń energetycznych gazów ziemnych oraz nowych możliwości wykorzystania gazów ziemnych jako paliw, w szczególności w gospodarstwach domowych i małych przedsiębiorstwach.

Podstawowymi nabywcami usług Oddziału były: „EUROPOL GAZ” S.A., OGP GAZ-SYSTEM S.A. oraz spółki Grupy Kapitałowej PGNiG.

Planowane działania

W przyszłości Oddział planuje utrzymać dotychczasową pozycję wiodącego laboratorium w zakresie kontroli metrologicznej urządzeń i systemów pomiarowych, legalizacji wszystkich typów gazomierzy i przeliczników do gazu, kontroli jakości gazów ziemnych wszystkich rodzajów (E i L) i form (GZ, LNG, CNG) oraz biogazu, a także oceny układów pomiarowych i analizatorów procesowych wykorzystywanych do szacowania wielkości emisji CO₂. Dodatkowo Oddział zamierza rozwijać działalność w zakresie pomiarów i rozliczeń LNG transportowanego drogą morską.

Ponadto Oddział planuje rozwijać działalność badawczą w dziedzinie badań przeliczników do gazu i wypracować pozycję wiodącej jednostki badawczej w zakresie kontroli jakości gazów ziemnych i biogazów.

Ryzyka

Liberalizacja rynku gazu powoduje, że istnieje ryzyko wystąpienia na krajowym rynku usług pomiarowo-analitycznych gazu ziemnego konkurencji ze strony polskich i zagranicznych

laboratoriów. W 2011 roku nastąpił dalszy wzrost liczby akredytowanych polskich laboratoriów świadczących usługi w podobnym zakresie jak CLPB.

Rozdział VIII: Inwestycje

W 2011 roku nakłady inwestycyjne PGNiG S.A. na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne wyniosły 2.089,5 mln zł. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności przedstawia tabela.

Nakłady inwestycyjne (w mln zł)

	2011
Poszukiwanie i wydobywanie	1 544,1
Obrót i magazynowanie	545,1
Pozostała działalność	0,3
Razem	2 089,5

Poniziej zostały przedstawione najistotniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne, które były realizowane w PGNiG S.A.

Poszukiwanie złóż

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

Projekt Lubiatów-Międzychód-Grotów

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

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

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

Projekt Grodzisk

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

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

Gazociąg w/c relacji Mieszalnia Kłodawa-KRNiGZ LMG

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

Gazociąg do KGHM

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

Pozostałe inwestycje w obszarze wydobycia

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

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

Podziemne magazyny gazu (poszukiwanie i wydobycie)

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

Podziemne magazyny gazu (obróć i magazynowanie)

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

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

Rozdział IX: Ochrona środowiska

Likwidacja odwiertów

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

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

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

Emisje metanu

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

Rekultywacje i badania na majątku nieprodukcyjnym

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

Poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych

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

Rozdział X: Pozostałe informacje

Podział zysku za rok 2010

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

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

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

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

Udzielenie absolutorium

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

Nabycie akcji Vattenfall Heat Poland S.A.

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

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

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

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

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

Projekt „Budowa Bloku Gazowo-Parowego w Stalowej Woli”

W ramach projektu „Budowa Bloku Gazowo-Parowego w Stalowej Woli” 11 marca 2011 roku zostały podpisane trzy znaczące umowy:

- umowa o funkcjonowaniu spółki celowej (SPV) Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A., zawarta pomiędzy PGNiG S.A., PGNiG Energia S.A., TAURON Polska Energia S.A., Elektrownią Stalowa Wola S.A. oraz Elektrociepłownią Stalowa Wola S.A. (zastąpiła ona umowę z dnia 7 maja 2010 roku w sprawie przygotowania i przeprowadzenia procesu inwestycyjnego budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli wraz z aneksem)
- umowa kompleksowa na dostawy paliwa gazowego do Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A. pomiędzy PGNiG S.A. oraz Elektrociepłownią Stalowa Wola S.A.
- umowa sprzedaży energii elektrycznej przez Elektrociepłownię Stalowa Wola S.A. spółkom PGNiG Energia S.A. oraz TAURON Polska Energia S.A.

Sprawy przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o.

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

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwały Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 19 stycznia 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 25.999.998 zł, toczyło się przed Sądem Okręgowym i Sądem Apelacyjnym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 18 października 2010 roku Sąd Okręgowy w Warszawie unieważnił uchwałę o dopłatach. W dniu 12 listopada 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła apelację do Sądu Okręgowego wraz z wnioskiem o zwolnienie od kosztów sądowych. Sąd Okręgowy w Warszawie przyjął apelację do rozpoznania. W dniu 28 czerwca 2011 roku PGNiG S.A. złożyła do Sądu Apelacyjnego w Warszawie odpowiedź na powyższą apelację.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 6 października 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 6.552.000 zł zostało wszczęte przed Sądem Okręgowym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 30 maja 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. i uchylił postanowienie w sprawie zabezpieczenia powództwa PGNiG S.A. Postępowania w sprawie o stwierdzenie nieważności bądź

uchylenie uchwały o dopłatach oraz w sprawie utrzymania zabezpieczenia powództwa toczą się od 2008 roku przed Sądem Apelacyjnym i Sądem Okręgowym w Warszawie. Dnia 25 maja 2010 roku Sąd Apelacyjny zmienił postanowienie Sądu Okręgowego z dnia 30 maja 2008 roku w sprawie utrzymania zabezpieczenia powództwa i oddalił wnioski o uchylenie prawomocnego postanowienia o udzieleniu zabezpieczenia powództwa. Sąd Okręgowy na posiedzeniu w dniu 11 kwietnia 2011 roku wydał postanowienie o zawieszeniu postępowania w sprawie o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały o dopłatach.

Postępowania przed Prezesem UOKiK

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

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

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

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

Postępowanie przed Trybunałem Arbitrażowym

31 marca 2011 roku PGNiG S.A. wystąpiła do OAO „Gazprom eksport” z wnioskiem o przystąpienie do renegotjacji ceny gazu ziemnego dostarczanego w ramach Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku. W związku z tym, że strony w okresie 6 miesięcy nie doszły do porozumienia, 7 listopada 2011 roku PGNiG S.A. skierowała wniosek do OAO Gazprom i OAO „Gazprom eksport” o wszczęcie postępowania arbitrażowego przed Trybunałem Arbitrażowym z siedzibą w Sztokholmie. Zgodnie z harmonogramem postępowania przed Trybunałem Arbitrażowym, 20 lutego 2012 roku został złożony pozew przeciwko OAO Gazprom i OAO „Gazprom eksport”.

Rozdział XI: Sytuacja finansowa

1. Wyniki finansowe w 2011 roku

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

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

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

Wynagrodzenie audytora w zł

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

1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe

W 2011 roku zysk netto PGNiG S.A. wyniósł 1.615,7 mln zł i był o 86,4 mln zł niższy od wyniku netto osiągniętego w roku ubiegłym.

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

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

Jednostkowe sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł

AKTYWA	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Aktywa trwałe (długoterminowe)	22 160,6	20 038,8
Rzeczowe aktywa trwałe	12 281,1	10 940,9
Nieruchomości inwestycyjne	2,8	3,4
Wartości niematerialne	91,7	81,9
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	6 460,3	6 408,7
Inne aktywa finansowe	2 900,9	2 260,8
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	347,5	291,5
Pozostałe aktywa trwałe	76,3	51,6
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	6 326,1	4 838,3
Zapasy	1 897,4	879,3
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	3 170,3	3 295,1
Należności z tytułu podatku bieżącego	5,3	-
Rozliczenia międzyokresowe	33,3	18,8
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	284,5	77,6
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	934,6	565,9
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	0,7	1,6
Suma aktywów	28 486,7	24 877,1

Jednostkowe sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł – cd.

PASYWA	31 grudnia 2011	31 grudnia 2010
Kapitał własny	19 647,6	18 663,7
Kapitał podstawowy	5 900,0	5 900,0
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	9,0	(0,8)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740,1	1 740,1
Inne kapitały rezerwowe	10 310,4	9 245,7
Zyski (straty) zatrzymane	1 688,1	1 778,7
Zobowiązania długoterminowe	2 019,4	1 758,4
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	-	0,3
Rezerwy	1 250,6	1 175,5
Przychody przyszłych okresów	256,5	76,2
Rezerwa na podatek odroczoney	495,7	491,5
Inne zobowiązania długoterminowe	16,6	14,9
Zobowiązania krótkoterminowe	6 819,7	4 455,0
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	2 674,9	2 836,4
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	3 590,8	1 218,7
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	416,8	104,4
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	-	135,7
Rezerwy	135,1	156,3
Przychody przyszłych okresów	2,1	3,5
Suma zobowiązań	8 839,1	6 213,4
Suma pasywów	28 486,7	24 877,1

Jednostkowy rachunek zysków i strat (mln zł)

	2011	2010
Przychody ze sprzedaży	21 820,5	20 415,5
Koszty operacyjne razem	(20 770,6)	(18 792,7)
Zużycie surowców i materiałów	(13 523,0)	(11 148,5)
Świadczenia pracownicze	(895,2)	(857,7)
Amortyzacja	(568,0)	(589,1)
Usługi obce	(5 763,9)	(5 799,9)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	33,4	20,7
Pozostałe koszty operacyjne netto	(53,9)	(418,2)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 049,9	1 622,8
Przychody finansowe	1 026,6	538,7
Koszty finansowe	(260,8)	(134,9)
Zysk/Strata brutto	1 815,7	2 026,6
Podatek dochodowy	(200,0)	(324,5)
Zysk/Strata netto	1 615,7	1 702,1

Jednostkowe sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	2011	2010
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	730,3	2 386,0
Środki pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(1 940,0)	(1 336,1)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	1 578,5	(909,3)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	368,8	140,6
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	565,8	425,2
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	934,6	565,8

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	2011	2010
EBIT w mln zł zysk operacyjny	1 049,9	1 622,8
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	1 617,9	2 211,9
ROE zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	8,2%	9,1%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	7,4%	8,3%
ROA zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	5,7%	6,8%

Płynność

	2011	2010
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) do zobowiązań krótkoterminowych	0,9	1,1
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	0,6	0,9

Zadłużenie

	2011	2010
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	31,0%	25,0%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego	45,0%	33,3%

1.2. Omówienie sytuacji finansowej

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego Spółka odnotowała znaczny spadek o 572,9 mln zł zysku z działalności operacyjnej. Zmniejszenie zysku operacyjnego spowodowane zostało dużym spadkiem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego.

Poszukiwanie i wydobywanie

Działalność wydobywcza w dalszym ciągu zapewniała Spółce stabilną pozycję finansową. Zysk operacyjny segmentu poszukiwanie i wydobywanie wyniósł 1.280,3 mln zł i był wyższy o 455,7 mln zł w relacji do 2010 roku. Wzrost wyniku nastąpił głównie w efekcie poprawy rentowności sprzedaży ropy naftowej. Wskutek wzrostu notowań ropy naftowej na rynkach światowych ceny sprzedaży tego surowca wzrosły o 40%. Ponadto Spółka odnotowała wzrost poziomu wydobycia gazu zaazotanego o około 4% oraz wzrost produkcji gazu w odazotowniach o 7%.

Obrót i magazynowanie

W segmencie obrót i magazynowanie w relacji do 2010 roku Spółka odnotowała spadek zysku operacyjnego o 1.028,4 mln zł. Osłabienie kondycji finansowej segmentu spowodowane zostało znacznym spadkiem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, na co decydujący wpływ miał wzrost jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu o 24%. Wzrost jednostkowych cen zakupu gazu z importu wynikał ze wzrostu notowań cen ropy naftowej na rynkach światowych. Wzrost ten byłby znacznie wyższy, gdyby nie uzyskane w grudniu 2011 roku rabaty i upusty w ramach kontraktów importowych.

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

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

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

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

2011	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 853,9	19 963,7	2,9		21 820,5
Sprzedaż między segmentami	1 175,3	-	-	(1 175,3)	-
Przychody segmentu	3 029,2	19 963,7	2,9	(1 175,3)	21 820,5
Koszty segmentu	(1 748,9)	(20 191,3)	(5,7)	1 175,3	(20 770,6)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 280,3	(227,6)	(2,8)	-	1 049,9
Koszty finansowe netto					765,8
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności					-
Zysk/Strata przed opodatkowaniem					1 815,7
Podatek dochodowy					(200,0)
Zysk/Strata netto					1 615,7

Dane finansowe segmentów PGNiG S.A. za rok 2010 (w mln zł)

2010	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 479,8	18 932,8	2,9	-	20 415,5
Sprzedaż między segmentami	1 113,2	-	-	(1 113,2)	-
Przychody segmentu	2 593,0	18 932,8	2,9	(1 113,2)	20 415,5
Koszty segmentu	(1 768,4)	(18 132,0)	(5,5)	1 113,2	(18 792,7)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	824,6	800,8	(2,6)	-	1 622,8
Koszty finansowe netto					403,8
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności					0,0
Zysk/Strata przed opodatkowaniem					2 026,6
Podatek dochodowy					(324,5)
Zysk/Strata netto					1 702,1

Zrealizowany przez Spółkę zysk netto w znacznym stopniu był zdeterminowany poprawą wyniku na działalności finansowej o 362,0 mln zł. Wzrost ten wynikał przede wszystkim ze znacznie wyższych przychodów z tytułu otrzymanej dywidendy od Spółek Gazownictwa oraz sprzedaży akcji Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A.

Pogorszenie sytuacji finansowej Spółki odzwierciedlone zostało w spadku podstawowych wskaźników charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej. Rentowność kapitałów własnych (ROE) spadła z 9,1% do 8,2%, rentowność aktywów ogółem (ROA) wyniosła 5,7 % wobec 6,8% w 2010 roku, natomiast rentowność sprzedaży netto spadła z poziomu 8,3% do 7,4%.

Bilans na dzień 31 grudnia 2011 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 28.486,7 mln zł, która jest wyższa od wartości według stanu na koniec 2010 roku o 3.609,6 mln zł.

Największą pozycję aktywów Spółki stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec 2011 roku wyniósł 12.281,1 mln zł i był o 1.340,2 mln zł (12%) wyższy od stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku. Na wzrost wartości rzeczowych aktywów trwałych wpłynęły przede wszystkim realizowane przez PGNiG S.A. inwestycje oraz zmiany wynikające z aktualizacji wartości składników majątku trwałego.

Kolejną znaczącą pozycję bilansu stanowią aktywa finansowe dostępne do sprzedaży, których wartość na dzień 31 grudnia 2011 roku wyniosła 6.460,3 mln zł i była wyższa od wartości na koniec 2010 roku o 51,6 mln zł. Wzrost ten spowodowany był inwestycjami kapitałowymi, polegającymi na podwyższeniu kapitałów własnych spółek zależnych (głównie spółek: PGNiG Norway AS, PGNiG Technologie Sp. z o.o., Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., PGNiG Energia S.A.). Ponadto na poziom tej pozycji wpłynęło zbycie udziałów Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A.

W relacji do końca grudnia 2010 roku wartość innych aktywów finansowych wyniosła 2.900,9 mln zł i była wyższa od wartości według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku o 640,1 mln zł. Wzrost ten nastąpił w efekcie zwiększenia wartości pożyczek udzielonych podmiotom powiązanym, w tym głównie PGNiG Norway AS oraz zmiany wyceny tych pożyczek z tytułu różnic kursowych.

Aktywa obrotowe Spółki na dzień 31 grudnia 2011 roku kształtowały się na poziomie 6.326,1 mln zł, co oznacza wzrost w relacji do stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku o 1.487,8 mln zł (31%).

W relacji do 31 grudnia 2010 roku Spółka odnotowała znaczny wzrost zapasów o 1.018,1 mln zł (116%). Wykazane w bilansie zapasy stanowią przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach. Wzrost wartości zapasów spowodowany został wzrostem jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu, a także zwiększeniem wolumenu rezerw gazu.

Wartość należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności w porównaniu do końca 2010 roku spadła o 124,8 mln zł (4%). Spadek ten spowodowany został poprawą windykacji należności z tytułu sprzedaży paliw gazowych przy jednoczesnym wzroście należności z tytułu pożyczek udzielonych jednostkom powiązanym.

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wyniósł 934,6 mln zł i był wyższy o 368,7 mln zł (65%) od stanu na koniec 2010 roku, przede wszystkim w rezultacie wzrostu zadłużenia z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych.

Poziom i struktura majątku obrotowego zapewniała Spółce całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań. Wskaźnik bieżącej płynności przyjął wartość 0,9 wobec poziomu 1,1 z końca grudnia 2010 roku, natomiast wskaźnik szybkiej bieżącej płynności spadł z poziomu 0,9 do 0,6.

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Spółki jest kapitał własny, którego wartość w relacji do końca 2010 roku wzrosła o 983,9 mln zł (5%). Na zmianę kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim wypracowany w bieżącym okresie zysk netto (1.615,7 mln zł) oraz wypłata rzeczowej i pieniężnej dywidendy z tytułu podziału zysku z roku poprzedniego (708,0 mln zł).

Stan zobowiązań długoterminowych według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku wyniósł 2.019,4 mln zł i był wyższy od poziomu z końca grudnia 2010 roku o 261,0 mln zł (15%). Wynika to ze wzrostu przychodów przyszłych okresów z tytułu otrzymanej dotacji inwestycyjnej na budowę i rozbudowę podziemnych magazynów gazu, a także z tytułu wzrostu rezerw na likwidację odwiertów oraz wyższego odpisu na Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego.

W porównaniu do końca grudnia 2010 roku nastąpił wzrost zobowiązań krótkoterminowych o 2.364,7 zł (53%), przede wszystkim w rezultacie wzrostu poziomu kredytów, pożyczek i papierów dłużnych. W celu zaspokojenia potrzeb płynnościowych, związanych głównie z realizacją programów inwestycyjnych Spółka istotnie zwiększyła poziom finansowania zewnętrznego w relacji do roku poprzedniego. W efekcie realizacji programów emisji obligacji krótkoterminowych wartość krótkoterminowych kredytów, pożyczek i papierów dłużnych na koniec grudnia 2011 roku wyniosła 3.590,8 mln zł, co oznacza wzrost w relacji do grudnia 2010 roku o 2.372,1 mln zł.

Wartość zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz innych zobowiązań spadła o 161,5 mln zł (6%) w relacji do 31 grudnia 2010 roku, na co decydujący wpływ miał spadek wartości zakupu usług sieciowych oraz niższy poziom zobowiązań z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych przy jednoczesnym wzroście zobowiązań z tytułu importu gazu.

W związku ze znacznym wzrostem finansowania zewnętrznego Spółki, zmianie uległy wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem wzrósł z poziomu 33,3% do 45,0% na koniec 2011 roku, natomiast wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, wzrósł z poziomu 25,0% do 31,0%.

Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych

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

Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

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

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

W 2011 roku Spółka nie publikowała prognoz finansowych.

2. Zarządzanie finansowe

W 2011 roku PGNiG S.A. znacząco zwiększyła poziom dostępnych źródeł finansowania zewnętrznego.

W 2011 roku zostały podpisane dwa aneksy do umowy Programu emisji obligacji zawartej z sześcioma bankami w dniu 10 czerwca 2010 roku. Na mocy powyższych aneksów do Programu przystąpiły trzy nowe banki tj. BRE Bank S.A., Bank Zachodni WBK S.A. i Nordea Bank Polska S.A., kwota finansowania Programu została podwyższona do 7 mld zł oraz okres obowiązywania umowy został wydłużony do 31 lipca 2015 roku. W ramach powyższego Programu PGNiG S.A. może emitować obligacje dyskontowe oraz kuponowe, z terminem zapadalności od jednego miesiąca do jednego roku. W 2011 roku Spółka wyemitowała powyższe obligacje na łączną wartość nominalną 16,4 mld zł. Na dzień 31 grudnia 2011 roku zadłużenie z tytułu Programu wyniosło 3,3 mld złotych. Środki z emisji obligacji PGNiG S.A. przeznaczyła na finansowanie głównych projektów inwestycyjnych w zakresie zagospodarowania złóż, budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu, a także na działalność operacyjną PGNiG S.A. Ponadto w styczniu 2012 roku PGNiG S.A., poprzez spółkę zależną SPV 1 Sp. z o.o., dokonała zakupu akcji Vattenfall Heat Poland S.A.

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

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

PGNiG S.A. dysponuje środkami finansowymi gwarantującymi terminową realizację bieżących i planowanych wydatków związanych z działalnością podstawową oraz inwestycyjną. Finansowanie zewnętrzne Spółka opiera się głównie na programach emisji papierów dłużnych. Ponadto Spółka

posiada rezerwę w postaci umów kredytów odnawialnych w rachunkach bieżących (łącznie 280 mln zł). W 2011 roku Spółka w nieznacznym stopniu korzystała z kredytowania w rachunku bieżącym. Ujemna marża uzyskiwana na sprzedaży gazu ziemnego pochodzącego z importu w dłuższej perspektywie spowodować może obniżenie ratingu kredytowego i znaczący wzrost kosztów finansowania zewnętrznego.

2.1. Inwestycje krótkoterminowe

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

2.2. Umowy kredytów i pożyczek

W 2011 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kredytów w rachunku bieżącym na kwotę 280 mln zł. Informacje o umowach kredytów zawartych przez Spółkę w 2011 roku zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Umowy kredytów zawartych przez PGNiG S.A.

Bank	Wartość zaciągniętego kredytu w mln zł	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
Bank Handlowy w Warszawie SA	40,0	WIBOR 1M+0,30%	obrotowy	31.12.2012
Bank Pekao S.A.	40,0	WIBOR 1M+0,45%	obrotowy	31.07.2012
PKO BP S.A.	40,0	WIBOR 1M+0,60%	obrotowy	13.07.2012
BRE Bank S.A. ¹	40,0	WIBOR ON+0,15%	obrotowy	07.09.2012
Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	40,0	WIBOR 1M+0,40%	obrotowy	31.08.2012
ING Bank Śląski S.A. ²	40,0	WIBOR 1M+0,40%	obrotowy	06.12.2012
Bank Millennium S.A.	40,0	WIBOR 1M+0,40%	obrotowy	18.12.2012

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

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

W 2011 roku PGNiG S.A. nie wypowiedziała umów kredytowych.

W 2011 roku PGNiG S.A. zawarła umowy pożyczek jedynie ze spółkami powiązаныmi na łączną kwotę 3.935,9 mln zł i 650 mln NOK. Pożyczki denominowane w zł zostały udzielone przede wszystkim w celu finansowania inwestycji kapitałowych. Najistotniejszą pozycję stanowiła pożyczka, w wysokości 3.780 mln zł, udzielona PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. na zakup akcji spółki Vattenfall Heat Poland S.A. Ponadto PGNiG S.A. udzieliła pożyczek, głównie inwestycyjnych, m.in. na budowę i rozbudowę sieci gazowej, budowę nowych przyłączy oraz zakup urządzenia wiertniczego. Natomiast pożyczka denominowana w NOK (aneks do umowy pożyczki z 2010 roku) została udzielona na finansowanie nakładów inwestycyjnych na projekt realizowany na Norweskim Szelfie

Kontynentalnym. Szczegółowe dane na temat udzielonych przez PGNiG S.A. pożyczek zaprezentowane zostały w poniższej tabeli.

Umowy pożyczek udzielonych przez PGNiG S.A.

Spółka	Wartość udzielonej pożyczki w mln	Waluta	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
PGNiG Norway AS	650,0	NOK	NIBOR 3M+2,25%	inwestycyjna	20.12.2021
PGNiG SPV 1 Sp. z o.o.	3 780,0	PLN	WIBOR 3M+1,5%	inwestycyjna	31.12.2012
PNiG Jasło Sp. z o.o.	60,0	PLN	WIBOR 3M+2,0%	inwestycyjna	31.03.2017
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	53,0	PLN	WIBOR 1M+3,5%	inwestycyjna	31.08.2023
PGNiG Energia S.A.	15,0	PLN	WIBOR 1M+1,0%	inwestycyjna /obrotowa	01.07.2012
PGNiG Technologie Sp. z o.o.	20,0	PLN	WIBOR 1M+2,0%	obrotowa	08.05.2015
PGNiG Technologie Sp. z o.o.	5,8	PLN	WIBOR 1M+2,0%	inwestycyjna	31.12.2011
PGNiG Technologie Sp. z o.o.	2,1	PLN	WIBOR 1M+2,0%	obrotowa	31.12.2011

W 2011 roku PGNiG S.A. nie zaciągała pożyczek ani nie wypowiedała umów pożyczek.

2.3. Gwarancje i poręczenia

W 2011 roku PGNiG S.A. udzieliła gwarancji i poręczeń na łączną kwotę 7.390,1 mln zł, z których najistotniejszymi pożyczkami były:

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

W 2011 roku PGNiG S.A. otrzymała gwarancje i poręczenia na łączną kwotę 48,3 mln zł, z czego 34% (16,4 mln zł) stanowiły gwarancje i poręczenia o wartości poniżej 500 tys. zł. Na pozostałe gwarancje i poręczenia złożyły się gwarancje należytego wykonania kontraktu, w tym gwarancje stanowiące zabezpieczenie kontraktów sprzedaży gazu. Najistotniejszą z powyższych gwarancji i poręczeń była gwarancja wystawiona przez konsorcjum w składzie Control Process Sp. z o.o., STALBUD Tarnów Sp. z o.o. i Biuro Projektów „NAFTA GAZ” Sp. z o.o. z tytułu należytego wykonania zadania inwestycyjnego „Budowa części napowierzchniowej Podziemnego Magazynu Gazu Kosakowo” na wartość 7,8 mln zł.

2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym

Podstawowym celem polityki zarządzania ryzykiem finansowym w 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. W 2011 roku PGNiG S.A. prowadząc działalność gospodarczą narażona była na szereg ryzyk finansowych, a w szczególności na ryzyko rynkowe (ryzyko cen towarów, stóp procentowych i walutowe), ryzyko płynności oraz ryzyko kredytowe.

Ryzyko rynkowe

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

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

W 2011 roku PGNiG S.A. wykorzystywała następujące instrumenty finansowe ograniczające ryzyko zmiany cen gazu:

- transakcje zakupu towarowej opcji azjatyckiej call z rozliczeniem europejskim
- struktury opcyjne towarowe (stanowiących najczęściej złożenie dwóch opcji towarowych)
- transakcje typu swap towarowy rozliczany do średniej ceny towaru obowiązującej w okresie transakcji.

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

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

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

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

Ryzyko kredytowe

Ryzyko kredytowe, na które narażona jest PGNiG S.A. związane jest z możliwością niewywiązania się kontrahentów lub innych podmiotów z zobowiązań wobec Spółki. W 2011 roku Spółka ograniczała ryzyko kredytowe poprzez inwestowanie wolnych środków pieniężnych w instrumenty o minimalnym ryzyku kredytowym (bony i obligacje Skarbu Państwa), zawieranie ramowych umów z kontrahentami (wyraźnie określając prawa i obowiązki stron) oraz dywersyfikację kontrahentów. Ponadto Spółka współpracowała z wiodącymi bankami komercyjnymi i przy wyborze partnerów finansowych, którym

powierzała część swoich aktywów, kierowała się ich standingiem finansowym zweryfikowanym przez agencje ratingowe oraz ich udziałem w rynku.

Ryzyko zakłóceń przepływów pieniężnych

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

Ryzyko utraty płynności

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

3. Przewidywana sytuacja finansowa

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Członkowie Zarządu

Wiceprezes Zarządu Radosław Dudziński

Wiceprezes Zarządu Sławomir Hinc

Wiceprezes Zarządu Marek Karabuła

Wiceprezes Zarządu Mirosław Szkałuba
