

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI PGNiG S.A.
ZA I PÓŁROCZE 2012 ROKU



Warszawa, 13 sierpnia 2012

Spis treści

Spis treści	2
Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce	3
1. Powstanie Spółki	3
2. Struktura organizacyjna PGNiG S.A.	3
3. Struktura organizacyjna Grupy Kapitałowej PGNiG	5
4. Zatrudnienie	10
5. Sprzedaż i pozyskanie gazu	10
Rozdział II: Organy Spółki	12
1. Zarząd	12
2. Rada Nadzorcza	12
Rozdział III: Akcjonariat	14
Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne	15
1. Koncesje	15
2. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.	16
3. Ryzyka otoczenia regulacyjnego	19
Rozdział V: Poszukiwanie i wydobywanie	21
1. Poszukiwanie	21
2. Wydobywanie	23
3. Planowane działania	25
4. Ryzyka poszukiwania i wydobycia	26
Rozdział VI: Obrót i magazynowanie	29
1. Zakupy	29
2. Sprzedaż	30
3. Magazynowanie	31
4. Planowane działania	32
5. Ryzyka obrotu i magazynowania	32
Rozdział VII: Pozostała działalność	34
Rozdział VIII: Ochrona środowiska	35
Rozdział IX: Pozostałe informacje	37
Rozdział X: Sytuacja finansowa	40
1. Sytuacja finansowa	40
2. Przewidywana sytuacja finansowa	47

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.

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. 14 listopada 2001 roku została wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem 0000059492.

Kapitał zakładowy Spółki wynosi obecnie 5,9 mld zł i dzieli się na 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda.

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

PGNiG S.A. jest największą spółką działającą na polskim rynku poszukiwania, wydobycia 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, wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego, magazynowania paliw gazowych oraz sprzedaży gazu ziemnego.

2. Struktura organizacyjna PGNiG S.A.

PGNiG S.A. zorganizowana jest w strukturę wielooddziałową, w skład której na dzień 30 czerwca 2012 roku wchodziły Centrala Spółki i 14 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
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 Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie	
Oddział Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie	Świadczenie usług w zakresie ratownictwa górniczego

Na dzień 30 czerwca 2012 roku PGNiG S.A. posiadała również zagraniczne przedstawicielstwa w Moskwie (Rosja), Brukseli (Belgia), Kijowie (Ukraina) oraz Wysokoje (Białoruś).

5 czerwca 2012 roku został zlikwidowany Oddział Operator Systemu Magazynowania. Powodem likwidacji Oddziału było podjęcie 1 czerwca 2012 roku działalności przez spółkę Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.

3. Struktura organizacyjna Grupy Kapitałowej PGNiG

Według stanu na dzień 30 czerwca 2012 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 40 spółek o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

- 29 spółek zależnych od PGNiG S.A.
- 11 spółek pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2012 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek GK PGNiG

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
	Spółki zależne od PGNiG S.A.				
1	Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło S.A.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%	100,00%
2	Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków S.A.	105 231 000,00	105 231 000,00	100,00%	100,00%
3	Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA S.A.	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. (USD) ¹⁾²⁾	26 724,00	26 724,00	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.	655 199 000,00	655 199 000,00	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.	41 000 000,00	41 000 000,00	100,00%	100,00%
21	PGNiG Technologie S.A.	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 SPV1 Sp. z o.o.	770 020 000,00	770 020 000,00	100,00%	100,00%
25	PGNiG Finance AB (SEK) ¹⁾	500 000,00	500 000,00	100,00%	100,00%
26	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000,00	9 995 000,00	100,00%	100,00%
27	MLV 27 Sp. z o.o.	5 000,00	5 000,00	100,00%	100,00%
28	B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%	75,00%
29	„NYSAGAZ Sp. z o.o.”	9 881 000,00	6 549 000,00	66,28%	66,28%

Wykaz spółek GK PGNiG – cd.

	Spółki zależne od spółek zależnych PGNiG S.A.	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy spółek zależnych PGNiG S.A. w zł	% kapitału spółek zależnych PGNiG S.A.	% głosów spółek zależnych PGNiG S.A.
1	Oil Tech International F.Z.E. (USD) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
2	Powiśle Park Sp. z o.o.	81 131 000,00	81 131 000,00	100,00%	100,00%
3	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. (Piła)	1 806 500,00	1 806 500,00	100,00%	100,00%
4	Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o.	105 000,00	105 000,00	100,00%	100,00%
5	XOOL GmbH (EUR) ¹⁾	500 000,00	500 000,00	100,00%	100,00%
6	PGNiG TERMIKA SA	246 300 000,00	246 045 490,00	99,89%	99,89%
7	Poltava Services LLC (EUR) ¹⁾	20 000,00	19 800,00	99,00%	99,00%
8	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000,00	2 550 000,00	85,00%	85,00%
9	GAZ Sp. z o.o. (Błonie)	300 000,00	240 000,00	80,00%	80,00%
10	PT Geofizyka Torun Indonesia LLC (IDR) ¹⁾³⁾	8 773 000 000,00	4 825 150 000,00	55,00%	55,00%
11	GAZ MEDIA Sp. z o.o. (Wołomin)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%

¹⁾ wartości podane w walutach obcych

²⁾ waluta sprawozdawczości finansowej została zmieniona z EUR na USD

³⁾ rzeczywisty kapitał wpłacony do spółki wynosi 40.687,13 USD

W I półroczu 2012 roku nastąpiły poniższe zmiany struktury Grupy Kapitałowej PGNiG:

- 11 stycznia 2012 roku PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. podpisała z Vattenfall AB ostateczną umowę sprzedaży akcji, której przedmiotem było nabycie 24.591.544 akcji w kapitale zakładowym Vattenfall Heat Poland S.A.; akcje te stanowiły 99,8% w kapitale zakładowym i uprawniały do 99,8% w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu Vattenfall Heat Poland S.A.; w I półroczu 2012 roku PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. skupiła od akcjonariuszy mniejszościowych 13,005 akcji PGNiG TERMIKA SA, w związku z czym jej udział w kapitale zakładowym spółki wzrósł do poziomu 99,9%
- 23 stycznia 2012 roku firma spółki Vattenfall Heat Poland S.A. została zmieniona na PGNiG TERMIKA SA
- 24 lutego 2012 roku Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. zawarła dwie umowy nabycia łącznie 58 udziałów spółki GAZ Sp. z o.o. z siedzibą w Błoniu, w związku z czym jej zaangażowanie w spółce wzrosło do poziomu 240.000 zł, a udział w kapitale zakładowym zwiększył się do 80%
- 6 czerwca 2012 roku PGNiG Sales & Trading GmbH nabyła 500.000 udziałów spółki XOOL GmbH o wartości nominalnej 1 EUR każdy, stanowiących 100% kapitału zakładowego; spółka została zakupiona w celu rozszerzenia działalności handlowej na terenie Niemiec
- 6 czerwca 2012 roku PGNiG S.A. nabyła 100 udziałów spółki MLV 26 Sp. z o.o. o łącznej wartości nominalnej 5.000 zł stanowiących 100% kapitału zakładowego spółki; cena zakupu udziałów wyniosła 7.500 zł; w 2013 roku spółka rozpocznie świadczenie usług kadrowo-płacowych, finansowo-księgowych i informatycznych dla PGNiG TERMIKA SA; 14 czerwca 2012 roku została zarejestrowana w KRS zmiana firmy spółki na PGNiG Serwis Sp. z o.o.
- 8 czerwca 2012 roku PGNiG S.A. nabyła 100 udziałów spółki MLV 27 Sp. z o.o. o łącznej wartości nominalnej 5.000 zł stanowiących 100% kapitału zakładowego spółki; cena zakupu udziałów wyniosła 7.500 zł; firma spółki została zmieniona na PGNiG SPV 4 Sp. z o.o.; do dnia sporządzenia sprawozdania zmiana firmy spółki nie została zarejestrowana w KRS.

W I półroczu 2012 roku nastąpiły poniższe zmiany kapitału zakładowego spółek:

- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. o kwotę 770.000.000 zł do poziomu 770.020.000 zł 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
- podwyższenie kapitału zakładowego Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 1.553.000 zł do poziomu 655.199.000 zł; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci prawa użytkowania nieruchomości gruntowej w Toruniu wraz z prawem własności postawionych na niej budynków i budowli; rejestracja podwyższenia kapitału miała miejsce 7 marca 2012 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Energia S.A. o kwotę 11.000.000 zł do poziomu 41.000.000 zł poprzez emisję nowych 110.000 akcji o wartości nominalnej 100 zł każda; wszystkie akcje nowej emisji zostały objęte przez PGNiG S.A.; rejestracja podwyższenia kapitału miała miejsce 22 marca 2012 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Serwis Sp. z o.o. do kwoty 9.995.000 zł; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A.; rejestracja podwyższenia kapitału miała miejsce 29 czerwca 2012 roku.

Ponadto w I półroczu 2012 roku zarejestrowano przekształcenie następujących spółek w spółki akcyjne:

- 2 stycznia 2012 roku – PNiG Jasło Sp. z o.o.
- 1 czerwca 2012 roku – PNiG Kraków Sp. z o.o.
- 1 czerwca 2012 roku – PGNiG Technologie Sp. z o.o.
- 14 czerwca 2012 roku – PNiG NAFTA Sp. z o.o.

Zmiany po zakończeniu I półrocza 2012 roku

2 lipca 2012 roku zostało zarejestrowane przekształcenie spółek GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o., GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o. i GEOVITA Sp. z o.o. w spółki akcyjne.

3 lipca 2012 roku zawiązana została spółka pod firmą PGNiG Poszukiwania S.A. w organizacji. Spółka została powołana w celu przeprowadzenia konsolidacji spółek poszukiwawczych i serwisowych PGNiG S.A. Kapitał zakładowy spółki wynosi 10.000.000 zł i dzieli się na 10.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Wszystkie akcje spółki zostały objęte przez jednego akcjonariusza PGNiG S.A. Rejestracja spółki w KRS miała miejsce 27 lipca 2012 roku.

Zmiany w strukturze segmentowej Spółki i GK PGNiG

W I półroczu 2012 roku wprowadzone zostały zmiany w strukturze segmentowej PGNiG S.A. i GK PGNiG. Utworzony został nowy segment i przeprowadzono reklasyfikację wybranych spółek i podziemnych magazynów gazu zgodnie z ich podstawowym przedmiotem działalności.

Podziemne magazyny gazu Brzeźnica, Strachocina i Swarzów zostały przesunięte z segmentu poszukiwanie i wydobywanie do segmentu obrót i magazynowanie w związku z udostępnieniem przez PGNiG S.A. na zasadach TPA pojemności czynnych powyższych instalacji magazynowych.

Poprzez nabycie w I półroczu 2012 roku spółki PGNiG TERMIKA SA (dawniej Vattenfall Heat Poland S.A.), GK PGNiG rozszerzyła zakres swojej działalności o wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła. Utworzony został segment wytwarzanie, w którym zaprezentowane zostały dane spółek PGNiG TERMIKA SA i PGNiG SPV 1 Sp. z o.o.

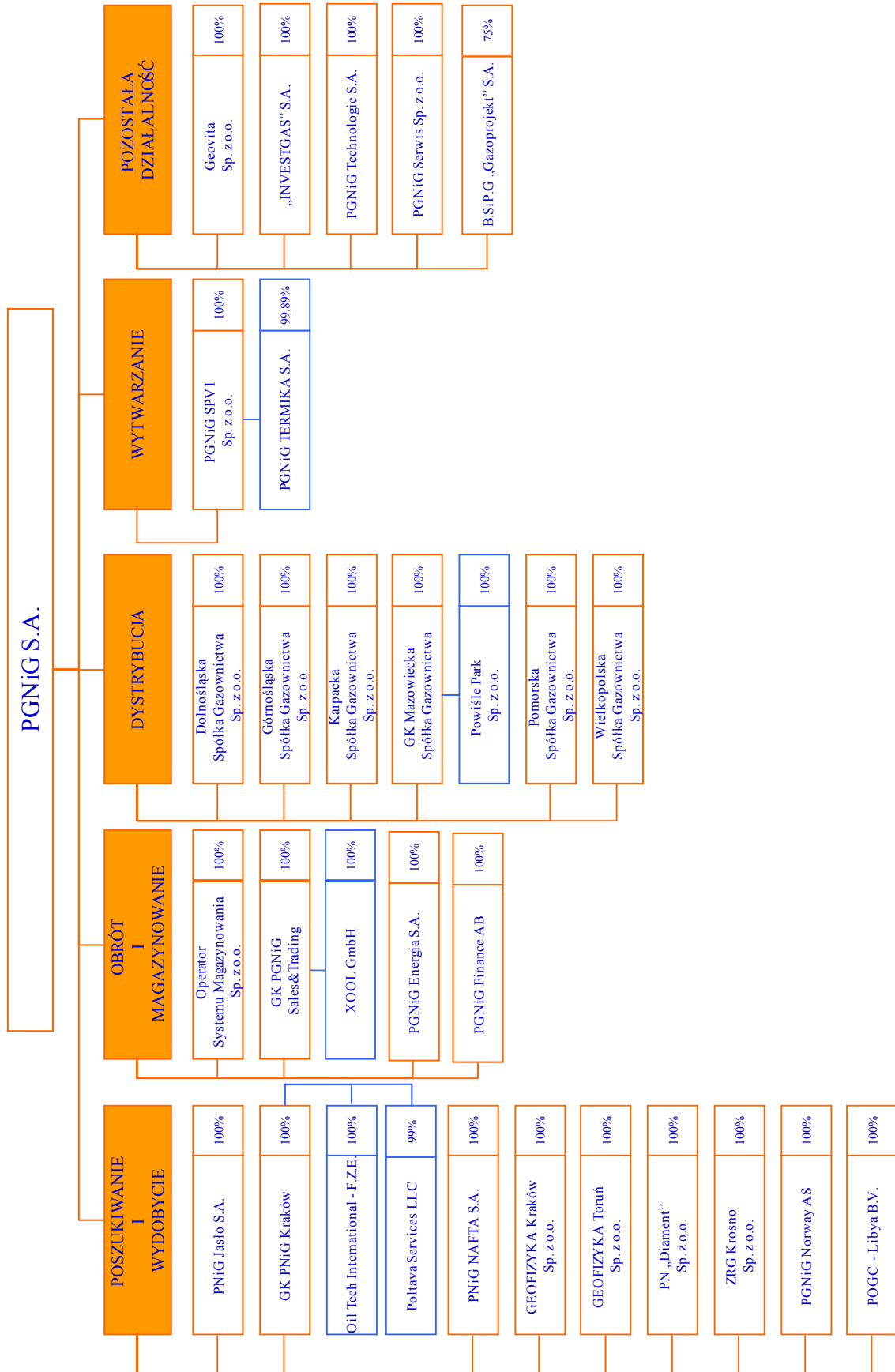
Spółka „INVESTGAS” S.A. została przesunięta z segmentu obrót i magazynowanie do segmentu pozostała działalność. Spółka specjalizuje się w kompleksowej realizacji usług projektowych,

budowlano-montażowych i nadzoru budowlanego z zakresu budowy magazynów gazu i rurociągów, a także usług związanych z eksploatacją magazynów gazu.

Spółki PGNiG Energia S.A. i PGNiG Finance AB z segmentu pozostała działalność zostały przekwalifikowane do segmentu obrót i magazynowanie. Podstawowym przedmiotem działalności PGNiG Energia S.A. jest działalność handlowa na hurtowym rynku energii elektrycznej oraz obrót uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla i innych gazów. Natomiast PGNiG Finance AB zajmuje się obsługą emisji euroobligacji PGNiG S.A.

Na poniższym schemacie został przedstawiony wykaz jednostek konsolidowanych Grupy Kapitałowej PGNiG w podziale na segmenty działalności na dzień 30 czerwca 2012 roku.

KONSOLIDOWANE SPÓŁKI GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG



4. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia na dzień 30 czerwca 2012 roku w podziale na segmenty został przedstawiony w poniższej tabeli. Centrala PGNiG S.A. świadczy usługi na rzecz wszystkich segmentów, w związku z czym nie została przypisana do żadnego z nich.

Stan zatrudnienia według segmentów (w osobach)

	30 czerwca 2012
Centrala PGNiG S.A.	754
Poszukiwanie i wydobywanie	4 340
Obrót i magazynowanie	3 746
Pozostała działalność	38
Razem	8 878

5. Sprzedaż i pozyskanie gazu

PGNiG S.A. osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 13,2 mld zł, z czego 94% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży (w mln zł)

	I półrocze 2012
Gaz ziemny, w tym:	12 338,9
- gaz ziemny wysokometanowy	11 620,2
- gaz ziemny zaazotowany	718,7
Ropa naftowa	589,7
Kondensat	3,8
Hel	66,5
Mieszanina propan-butan	31,2
Usługi magazynowania gazu	15,9
Pozostała sprzedaż	122,1
Razem	13 168,1

W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. sprzedała 8,0 mld m³ gazu ziemnego, z czego 95% stanowiła sprzedaż z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a pozostałą część – sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż.

Sprzedaż gazu ziemnego (w mln m³)

	I półrocze 2012
Obrót i magazynowanie	7 660,2
Poszukiwanie i wydobywanie	365,5
Razem	8 025,7

W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. pozyskała 8,0 mld m³ gazu ziemnego, z czego 72% stanowił gaz z importu, głównie z kierunku wschodniego. Wydobywanie gazu ziemnego ze złóż krajowych stanowiło 27% pozyskania gazu. Poniższa tabela przedstawia strukturę zaopatrzenia w gaz ziemny w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Pozyskanie gazu (w mln m³)

	I półrocze 2012
Import	5 761,5
Wydobywanie krajowe	2 163,5
Dostawcy krajowi	69,2
Razem	7 994,2

Rozdział II: Organy Spółki

1. Zarząd

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2012 roku wchodziły następujące osoby:

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

Rada Nadzorcza na posiedzeniu w dniu 7 marca 2012 roku powołała z dniem 19 marca 2012 roku Grażynę Piotrowską-Oliwę na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG S.A. na wspólną kadencję upływającą z dniem 13 marca 2014 roku.

11 maja 2012 roku Marek Karabuła złożył rezygnację z funkcji członka Zarządu PGNiG S.A. Powodem rezygnacji było objęcie funkcji Prezesa Zarządu POGC Libya B.V.

Skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2012 roku przedstawiał się następująco:

- Grażyna Piotrowska-Oliwa – Prezes Zarządu
- Radosław Dudziński – Wiceprezes Zarządu ds. Handlu
- Sławomir Hinc – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
- Mirosław Szałuba – Wiceprezes Zarządu ds. Zakupów i IT.

2. Rada Nadzorcza

W skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2012 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 Siergiej – członek Rady Nadzorczej.

5 stycznia 2012 roku Stanisław Rychlicki, Przewodniczący Rady Nadzorczej, złożył rezygnację z pełnionej funkcji ze skutkiem na dzień 10 stycznia 2012 roku.

12 stycznia 2012 roku NWZ PGNiG S.A. odwołało ze składu Rady Nadzorczej Grzegorza Banaszka oraz powołało Józefa Głowackiego i 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.

19 marca 2012 roku NWZ PGNiG S.A. powołało w skład Rady Nadzorczej Ewę Sibrecht-Ośka.

Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2012 roku przedstawiał się następująco:

- Wojciech Chmielewski – Przewodniczący Rady Nadzorczej
- Marcin Moryń – Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
- Mieczysław Kawecki – sekretarz Rady Nadzorczej
- Agnieszka Chmielarz – członek Rady Nadzorczej
- Józef Głowacki – członek Rady Nadzorczej
- Janusz Pilitowski – członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Puławski – członek Rady Nadzorczej
- Ewa Sibrecht-Ośka – członek Rady Nadzorczej
- Jolanta Siergiej – członek Rady Nadzorczej.

Rozdział III: Akcjonariat

Na dzień 30 czerwca 2012 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. Jedyńm 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 30 czerwca 2012 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura akcjonariatu

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień 30.06.2012	Udział % w kapitale zakładowym na dzień 30.06.2012	Liczba głosów wynikająca z akcji	Udział % w liczbie głosów na WZA na dzień 30.06.2012
Skarb Państwa	4 271 911 724	72,40%	4 271 911 724	72,40%
Pozostali	1 628 088 276	27,60%	1 628 088 276	27,60%
Razem	5 900 000 000	100,00 %	5 900 000 000	100,00 %

Według stanu na dzień 30 czerwca 2012 roku uprawnionym pracownikom lub ich spadkobiercom przekazano 728.088.275 akcji PGNiG S.A., co stanowi 97,1% liczby akcji przeznaczonych do nieodpłatnego nabycia przez uprawnionych.

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 30 czerwca 2012 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
Mirosław Szałuba	Wiceprezes Zarządu	9 425	9 425
Mieczysław Kawecki	Sekretarz RN	19 500	19 500
Jolanta Siergiej	Członek RN	9 425	9 425

Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne

1. Koncesje

Według stanu na dzień 30 czerwca 2012 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 obrót paliwami ciekłymi
- 1 koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej
- 1 koncesję na obrót energią elektryczną.

Decyzją z dnia 16 marca 2012 roku Prezes URE, na wniosek PGNiG S.A., dokonał zmiany koncesji na magazynowanie paliw gazowych w zakresie określenia przedmiotu działalności jako „magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych”. Ponadto Prezes URE zatwierdził zmiany w wielkościach 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.

16 maja 2012 roku Prezes URE udzielił spółce Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. koncesji na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych, na okres od 1 czerwca 2012 roku do 31 maja 2022 roku. W związku z powyższym Prezes URE decyzją z dnia 29 maja 2012 roku cofnął z dniem 31 maja 2012 roku koncesję na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych PGNiG S.A.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2012 roku PGNiG S.A. posiadała niżej wymienione koncesje, udzielone na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:

- 96 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.

2. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.

Do dnia 30 marca 2012 roku w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywała Taryfa dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 4/2011) zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 30 czerwca 2011 roku.

Decyzją z dnia 11 stycznia 2012 roku Prezes URE odmówił 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.

Decyzją z dnia 16 marca 2012 roku Prezes URE (na wniosek PGNiG S.A. z dnia 25 października 2011 roku) zatwierdził Taryfę dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 5/2012), która zgodnie z wnioskiem PGNiG S.A. w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywać miała w okresie od 1 stycznia do 31 marca 2012 roku. Taryfa weszła w życie w dniu 31 marca 2012 roku i zgodnie z decyzją Prezesa URE ma obowiązywać do dnia 31 grudnia 2012 roku. Średnia wysokość cen istawek opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego (E) wzrosła o 12,5%, gazu zaazotowanego (Lw) o 12,6% natomiast gazu zaazotowanego (Ls) o 11,3%.

15 czerwca 2012 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zmianę Taryfy dla paliw gazowych (Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliwa gazowego nr 5/2012). Do dnia sporządzenia sprawozdania 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 4/2011	Taryfa 5/2012	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,5779	2,7648	7,3%
W-2	2,0167	2,2036	9,3%
W-3	1,8340	2,0209	10,2%
W-4	1,7036	1,8905	11,0%
W-5 - W-7C	1,5629	1,7507	12,0%
W-8A - W-10C	1,3185	1,5063	14,2%

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	zmiana %
	1	2	2/1
S-1	1,8537	2,0010	7,9%
S-2	1,4415	1,5888	10,2%
S-3	1,3152	1,4625	11,2%
S-4	1,1911	1,3384	12,4%
S-5 - S-7B	1,1225	1,2677	12,9%
S-8 - S-10	1,0113	1,1566	14,4%

Sprawozdanie Zarządu z działalności PGNiG S.A. za I półrocze 2012 roku

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	zmiana %
	1	2	2/1
Z-1	1,4575	1,5830	8,6%
Z-2	1,3255	1,4510	9,5%
Z-3	1,1749	1,3004	10,7%
Z-4	1,0954	1,2209	11,5%
Z-5 - Z-7B	1,0825	1,2088	11,7%

Obszar Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,5468	2,7337	7,3%
W-2	2,0803	2,2672	9,0%
W-3	1,8014	1,9883	10,4%
W-4	1,7314	1,9183	10,8%
W-5 - W-7C	1,5854	1,7732	11,8%
W-8A - W-11C	1,3243	1,5121	14,2%

Obszar Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,4284	2,6153	7,7%
W-2	1,9928	2,1797	9,4%
W-3	1,7450	1,9319	10,7%
W-4	1,6960	1,8829	11,0%
W-5 - W-7C	1,5918	1,7796	11,8%
W-8A - W-10C	1,2933	1,4811	14,5%

Obszar Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,8082	2,9951	6,7%
W-2	1,9019	2,0888	9,8%
W-3	1,7044	1,8913	11,0%
W-4	1,6918	1,8787	11,0%
W-5 - W-7C	1,5658	1,7536	12,0%
W-8A - W-10C	1,2341	1,4219	15,2%

Obszar Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,6499	2,8368	7,1%
W-2	2,0396	2,2265	9,2%
W-3	1,8144	2,0013	10,3%
W-4	1,7530	1,9399	10,7%
W-5 - W-7C	1,6114	1,7992	11,7%
W-8A - W-10C	1,3075	1,4953	14,4%

Obszar Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	zmiana %
	1	2	2/1
W-1	2,6742	2,8611	7,0%
W-2	1,9479	2,1348	9,6%
W-3	1,8085	1,9954	10,3%
W-4	1,7181	1,9050	10,9%
W-5 - W-7C	1,5291	1,7169	12,3%
W-8A - W-10C	1,2698	1,4576	14,8%

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	zmiana %
	1	2	2/1
S-1	1,8642	2,0115	7,9%
S-2	1,4032	1,5505	10,5%
S-3	1,2723	1,4196	11,6%
S-4	1,1974	1,3447	12,3%
S-5 - S-7B	1,1246	1,2699	12,9%
S-8 - S-10	-	-	

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	zmiana %
	1	2	2/1
Z-1	1,6976	1,8231	7,4%
Z-2	1,2649	1,3904	9,9%
Z-3	1,1314	1,2569	11,1%
Z-4	1,0645	1,1900	11,8%
Z-5 - Z-7B	1,0184	1,1446	12,4%

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

Grupa taryfowa	Taryfa 4/2011	Taryfa 5/2012	zmiana %
	1	2	2/1
E-1A - E-2C	1,1818	1,3700	15,9%
Lw-1 - Lw-2	0,9130	1,0583	15,9%
Ls-1 - Ls-2	0,7564	0,8827	16,7%

13 stycznia 2012 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie nowej Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego (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 uwzględniała 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). 13 kwietnia 2012 roku Prezes URE zatwierdził przedłożoną przez Spółkę taryfę na okres obowiązywania do dnia 31 marca 2013 roku. Powyższa taryfa została zastąpiona Taryfą w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2012 Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o., która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązuje od 1 lipca 2012 roku.

3. Ryzyka otoczenia regulacyjnego

Ustawa Prawo energetyczne

W I półroczu 2012 roku trwały prace nad pakietem projektu trzech ustaw regulujących sektor energetyczny, tzn. Prawem gazowym, Prawem energetycznym oraz Prawem o odnawialnych źródłach energii. 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 ostatecznego zakresu zmian uregulowań prawnych oraz krótkiego terminu na dostosowanie się do tych przepisów. Może to negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe PGNiG S.A. oraz perspektywy jej rozwoju.

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 ww. ustawy rodzi konieczność zakupu przez PGNiG S.A., jako przedsiębiorstwo 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 określone w taryfie często spotykają się z brakiem akceptacji ze strony URE. Zanizanie cen i stawek opłat taryfowych przekłada się na obniżenie rentowności PGNiG S.A.

W 2012 roku Prezes URE ponownie jednostronnie wydłużył okres obowiązywania taryfy (podobnie jak w poprzednich postępowaniach taryfowych). 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. Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 5/2012 została zatwierdzona dopiero 16 marca 2012 roku, pomimo że Spółka złożyła wniosek o jej zatwierdzenie 25 października 2011 roku.

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.

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 obciążona 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

1. Poszukiwanie

W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. zajmowała się poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż węglowodorów na terenie kraju oraz za granicą. Prace poszukiwawczo-rozpoznawcze prowadzono w Polsce na obszarze Karpat, Przedgórze Karpat oraz na Niziu Polskim, a za granicą – w Pakistanie, Egipcie i Danii. Wyżej wymienione prace wykonywane były zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami.

Na własnych koncesjach Spółka wykonała 10.237 m wierceń poszukiwawczo-rozpoznawczych, z czego 9.977 m w kraju i 260 m w Danii. Prace wiertnicze w kraju prowadzone były w pięciu otworach: dwóch poszukiwawczych, dwóch badawczych i jednym po rekonstrukcji. Na krajowych koncesjach PGNiG S.A. próby złożowe wykonano w I półroczu 2012 roku w trzech odwiertach, w tym w dwóch odwierconych w 2011 roku. Próby potwierdziły obecność gazu w dwóch otworach – jednym poszukiwawczym i jednym rozpoznawczym. W trzecim z odwiertów nie uzyskano przemysłowego przyływu węglowodorów i otwór został zlikwidowany. Prace prowadzono również w odwiercie na koncesji w Danii. Ze względu na negatywny wynik otwór ten został przeznaczony do likwidacji.

Jednym z odwiertów pozytywnych był wykonany na Przedgórzu Karpat w 2011 roku głęboki otwór badawczy Kramarzówka-1 (3.357 m). W odwiercie tym uzyskano przyływ gazu ziemnego. Zakończono wiercenie głębokiego otworu Dukla-1 w Karpatach. Na Lubelszczyźnie rozpoczęto wiercenie otworu Lubycza Królewska-1 (shale gas), otwierając nowy obszar poszukiwania gazu łupkowego.

W ramach działań poszukiwawczo-rozpoznawczych Spółka prowadziła również prace geofizyczne. Na własnych koncesjach w kraju w I półroczu 2012 roku Spółka wykonała 1.059 km prac sejsmicznych 2D oraz sejsmikę 3D na powierzchni 34 km², a w Egipcie 1.793 km sejsmiki 2D.

Stan zasobów wydobywalnych na dzień 30 czerwca 2012 roku wynosił:

- 91,6 mld m³ gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy
- 21,0 mln ton ropy naftowej.

Wspólne przedsięwzięcia w Polsce

W I półroczu 2012 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. – 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. – 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. – 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. – 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. – 51%, Orlen Upstream Sp. z o.o. – 49%.

W I półroczu 2012 roku na obszarach „Płotki” oraz „Płotki”-„PTZ” kontynuowano eksploatację złóż: Roszków na obszarze „Płotki” oraz Zaniemyśl na obszarze „Płotki”-„PTZ”.

Na obszarze „Poznań” w I półroczu 2012 roku kontynuowano eksploatację złóż gazu ziemnego Środa Wielkopolska, Kromolice i Kromolice S. Kontynuowano również zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Winna Góra oraz rozpoczęto zagospodarowanie złoża Lisewo. W otworze poszukiwawczym Pławce-2 (tight gas) prowadzono przygotowania do zabiegów intensyfikacyjnych. W rejonie Żerków-Pleszew zakończono processing II etapu zdjęcia sejsmicznego 3D i rozpoczęto jego interpretację. Ponadto rozpoczęto wiercenie otworu Komorze-3k o głębokości 4.075 m. Wiercenie zakończono w lipcu 2012 roku; w II półroczu 2012 roku wykonane zostaną próby złożowe.

Na obszarze „Bieszczady” zakończono prace polowe 2D w rejonie Jaślika-Baligród. W rejonie Hoczew-Lutowiska zakończono polowe prace grawimetryczne oraz interpretację wyników pomiarów. Ponadto udziałowcy dokonywali uzgodnień w zakresie wyboru optymalnego sposobu opróbowania głębokiego otworu Niebieszczany-1.

Na obszarze „Sieraków” w I półroczu 2012 roku, po weryfikacji zakresu prac poszukiwawczych, wyznaczono w terenie lokalizację otworu Sieraków-3. Otwór ten będzie wiercony, w miejsce planowanego otworu Sieraków-2, w II półroczu 2012 roku.

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; udziały wynoszą: FX Energy Poland Sp. z o.o. – 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. – 51%, PGNiG S.A. – 49%
- „Kutno” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 30 września 2010 roku; udziały wynoszą: FX Energy Poland Sp. z o.o. – 50%, PGNiG S.A. – 50%.

W I półroczu 2012 roku na obszarze „Warszawa-Południe” wykonano 235 km sejsmiki 2D. Na obszarze „Ostrowiec” kontynuowane były prace analityczne, natomiast na obszarze „Kutno” kontynuowano wiercenie głębokiego otworu poszukiwawczego Kutno-2.

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. – 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. – 80%, PGNiG S.A. – 20%.

W I półroczu 2012 roku na obszarze „Karpaty Zachodnie” wykonano analizę perspektywiczności obszaru pod przyszłe prace wiertnicze oraz rozpoczęto realizację polowych prac sejsmicznych 2D w rejonie Bestwina. Na obszarze „Karpaty Wschodnie” wykonano przetwarzanie zdjęcia sejsmicznego 2D w rejonie Jordanów oraz rozpoczęto jego interpretację.

4 lipca 2012 roku PGNiG S.A. podpisała umowę ramową w zakresie poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego oraz ropy naftowej z łupków na obszarze koncesji Wejherowo z czterema innymi polskimi spółkami: Tauron Polska Energia S.A., KGHM Polska Miedź S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. i Enea S.A. Zgodnie z umową wspólne prace będą prowadzone m.in.

w rejonie Kochanowa, Częstkowa i Tęczza, na części należącej do PGNiG S.A. koncesji Wejherowo, na której wstępne badania potwierdziły występowanie niekonwencjonalnych złóż gazu. Współpraca spółek na koncesji Wejherowo obejmie obszar o powierzchni ok. 160 km². Szacowane nakłady na projekt Kochanowo-Częstkowo-Tęcz (KCT) wyniosą maksymalnie 1,7 mld zł. Na etapie prac poszukiwawczo-rozpoznawczych operatorem będzie PGNiG S.A.

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 I półroczu 2012 roku zakończono rekonstrukcję otworu Hallel-1 i wiercenie z niego otworu poziomego Hallel-x1, w którym uzyskano przyływ gazu. Ponadto dodatkowa interpretacja danych sejsmiki 3D potwierdziła obecność potencjalnych obiektów złożowych na północy koncesji. 6 lipca 2012 roku pakistański organ koncesyjny (Directorate General of Petroleum Concessions) zakwalifikował złożo Rehman jako niekonwencjonalne (tight gas). Uprawnia to udziałowców do zwiększenia ceny gazu o 50% w stosunku do ceny gazu ze złóż konwencjonalnych. W II połowie 2012 roku planowane jest rozpoczęcie budowy instalacji niezbędnej do przeprowadzenia wspólnego testu produkcyjnego dla otworów Rehman-1 i Hallel-x1.

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%. Na początku 2012 roku zakończono wiercenie otworu poszukiwawczego Felsted-1. Ze względu na brak przemysłowego przyływu węglowodorów odwiert został zlikwidowany, jednak zabieg likwidacji okazał się nieskuteczny. W związku z koniecznością ponownej likwidacji odwiertu PGNiG S.A. uzyskała zgodę Duńskiej Agencji Energii (DEA) na przedłużenie koncesji. Spółka planuje opuścić koncesję przed końcem 2012 roku.

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 I półroczu 2012 roku zakończono połowe prace sejsmiczne 2D i rozpoczęto przetwarzanie zdjęcia sejsmicznego. Na koncesji Bahariya do końca I półrocza wykonano 2.300 km sejsmiki 2D. Na II półroczu 2012 roku planowane są zakończenie przetwarzania zdjęcia 2D, jego interpretacja oraz rozpoczęcie wiercenia otworu poszukiwawczego.

2. Wydobycie

W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. wydobyla 2,2 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) oraz 217,1 tys. ton ropy naftowej. Wielkość wydobycia PGNiG S.A. w I półroczu 2012 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Wielkość wydobycia

		Jednostka	I półrocze 2012
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³ *	2 163,5
a	wysokometanowy, w tym	mln m ³	807,9
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³	0
	- Oddział w Sanoku	mln m ³	807,9
b	zaazotowany, w tym	mln m ³ *	1 355,6
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³ *	1 317,2
	- Oddział w Sanoku	mln m ³ *	38,4
2	Ropa naftowa	tys. ton	217,1
	- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	193,5
	- Oddział w Sanoku	tys. ton	23,6

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

Na terenie działania Oddziału w Sanoku włączono do eksploatacji złoża Ryłowa i Rajska oraz podłączono nowy odwiert na już eksploatowanym złożu Zagorzyce. Łączny przyrost zdolności wydobywczych gazu ziemnego z podłączonych odwiertów wynosi około 7,5 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Na terenie działania Oddziału w Zielonej Górze nie było nowych podłączeń.

W celu przywrócenia sprawności technicznej odwiertów eksploatacyjnych w I półroczu 2012 roku przeprowadzono remonty 8 odwiertów. Ponadto wykonano 38 obróbek odwiertów (w tym zabiegów intensyfikacyjnych), których celem było utrzymanie lub poprawa zdolności wydobywczych odwiertów eksploatacyjnych lub przywrócenie sprawności technicznej wglębnych urządzeń wydobywczych.

W wyniku przeróbki ropy naftowej i gazu ziemnego uzyskiwane są produkty handlowe. 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 84%.

Sprzedaż podstawowych produktów

		Jednostka	I półrocze 2012
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	365,5
	- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	35,7
	- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	329,8
2	Ropa naftowa	tys. t.	221,5
3	Kondensat	tys. t.	1,4
4	Hel	mln m ³	1,7
5	Mieszanina propan-butan	tys. t.	10,2
6	Azot	tys. kg	245,4
7	Siarka	tys. t.	11,8

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

W I półroczu 2012 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 43% 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, działającym na terenie Unii Europejskiej.

Podziemne magazyny gazu segmentu poszukiwanie i wydobywanie

W I półroczu 2012 roku segment poszukiwanie i wydobywanie na potrzeby wydobywania wykorzystywał pojemności czynne podziemnych magazynów gazu zaazotanego Daszewo i Bonikowo. Pojemności magazynowe wykorzystywane na potrzeby wydobywania są wyłączone z definicji instalacji magazynowej w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne. Podstawowym zadaniem podziemnych magazynów gazu jest zapewnienie możliwości zagospodarowania wydobywanego gazu w okresach zmniejszonego zapotrzebowania na gaz. Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobywanie na dzień 30 czerwca 2012 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobywanie w mln m³

	30 czerwca 2012
PMG Daszewo (Ls)	30,0
PMG Bonikowo (Lw)	200,0
Razem	230,0

3. Planowane działania

Prace poszukiwawcze

W II półroczu 2012 roku PGNiG S.A. planuje prowadzenie prac poszukiwawczych geofizycznych i wiertniczych obejmujących obiekty poszukiwawcze rozmieszczone na obszarze Karpat, Przedgórze Karpat i Niżu Polskiego. Działania te prowadzone będą zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami zagranicznymi. Przewiduje się m.in. realizację zadań pozwalających otworzyć nowe, słabo rozpoznane obszary poszukiwania, w tym pod kątem niekonwencjonalnych złóż shale oil/gas i tight gas. Na Pomorzu Spółka planuje wiercenie otworu Lubocino-2h w ramach rozwiarcenia struktury Lubocino. Na Lubelszczyźnie planowana jest kontynuacja wiercenia otworu Lubycza Królewska-1. W Karpatach w otworze Dukla-1 zostaną przeprowadzone próby złożowe. W otworze Piaski-3 na Pomorzu planowane jest przeprowadzenie szczelinowania. Ponadto planowane jest wiercenie nowych otworów: Opalino-2 i Kochanowo-1.

PGNiG S.A. w II połowie 2012 roku zamierza kontynuować prace prowadzone w Pakistanie i w Egipcie. Z Danii Spółka zamierza wycofać się do końca 2012 roku.

Wydobywanie gazu ziemnego

W 2012 roku w kraju PGNiG S.A. planuje wydobywanie na poziomie 4,4 mld m³ gazu rocznie w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy o ciepłe spalania 39,5 MJ/m³. W kraju w II półroczu 2012 roku, po zakończeniu rozbudowy węzła Kościan i oddaniu do eksploatacji wybudowanego gazociągu Kościan-Szczyglice, możliwa będzie sprzedaż do odbiorców bezpośrednich i systemu dystrybucyjnego dodatkowych ilości gazu Lw. Ponadto przewiduje się nowe podłączenia złóż i odwiertów o łącznej zdolności wydobywczej ok. 19 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz ziemny

wysokometanowy). Na obszarze działania Oddziału w Sanoku zostaną podłączone do eksploatacji złoża Góra Ropeczycka, Wola Rokietnicka i Lubliniec oraz odwierty na złożach już eksploatowanych: Rudka, Pruchnik, Miocin i Cierpisz. Na obszarze działania Oddziału w Zielonej Górze planowane jest podłączenie dwóch odwiertów na złożach eksploatowanych: Bogdaj-Uciechów i Jarocin oraz, we współpracy ze spółką FX Energy Poland Sp. z o.o., podłączenie odwiertu na złożu Winna Góra.

Wydobycie ropy naftowej

W 2012 roku, po podłączeniu w II półroczu 2012 roku kolejnych trzech odwiertów na złożu BMB (Barnówko-Mostno-Buszewo), PGNiG S.A. planuje uzyskać wydobycie ropy naftowej na poziomie ok. 480 tys. ton.

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 PGNiG S.A. w celu obniżenia kosztów prac wiertniczych przy wyborze wykonawców stosuje się system Daily Rate.

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

Ekspluatowane 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 siarkowodor. 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

1. Zakupy

W I półroczu 2012 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 średnio i krótkoterminowych z dostawcami europejskimi:

- Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport”, obowiązującego do 31 grudnia 2022 roku
- transakcji indywidualnych na dostawy gazu ziemnego poprzez wykorzystanie reverse flow z PGNiG Sales & Trading GmbH
- Umowy Indywidualnej sprzedaży gazu ziemnego z dnia 13 maja 2011 roku z Vitol SA, obowiązującej do 1 października 2014 roku
- Umowy sprzedaży gazu Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2016 roku.

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

Struktura zakupów gazu ziemnego (w mln m³)

	I półrocze 2012	%
Import w tym:	5 761,5	98,8%
- OOO "Gazprom eksport"	4 570,1	79,3%
- Pozostali dostawcy zagraniczni	1 191,4	20,7%
Dostawcy krajowi	69,2	1,2%
Razem	5 830,7	100,0%

Nowe umowy

W celu obniżenia kosztów pozyskania gazu ziemnego 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. W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. zawarła z PGNiG Sales & Trading GmbH jednaście pakietów transakcji indywidualnych na dostawy gazu ziemnego, poprzez wykorzystanie wirtualnego rewersu na gazociągu jamalskim, w łącznej ilości ok. 510 mln m³.

19 marca 2012 roku PGNiG S.A., w ramach uprawnień wynikających z postanowień Umowy sprzedaży gazu Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 roku, wystąpiła do VNG-Verbundnetz Gas AG z wnioskiem o obniżenie ceny gazu ziemnego. 29 marca 2012 roku VNG-Verbundnetz Gas AG przesłała do PGNiG S.A. wniosek o zmianę ceny gazu ziemnego w kierunku jej podwyższenia. Do dnia sporządzenia sprawozdania proces renegocjacji ceny gazu ziemnego nie został zakończony.

2. Sprzedaż

W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kompleksowe na dostawy paliwa gazowego, zarówno z systemu przesyłowego, jak i dystrybucyjnego z 33,4 tys. nowych odbiorców.

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz ziemny zaazotowany. W I półroczu 2012 roku sprzedaż gazu ziemnego w porównaniu do I półrocza 2011 roku wzrosła o ok. 5%. Największy wzrost sprzedaży gazu nastąpił wśród odbiorców przemysłowych, w tym głównie z grupy przemysł rafineryjny i petrochemiczny. PGNiG S.A. prowadziła sprzedaż gazu na rynku krajowym. Struktura sprzedaży segmentu obrót i magazynowanie PGNiG S.A. w I półroczu 2012 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura sprzedaży podstawowych produktów

	Jednostka	I półrocze 2012
Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	7 660,2
- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	7 383,5
- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	276,7
Propan-butan	tys. t.	0,8

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu byli przemysłowi (głównie z grupy przemysł chemiczny, rafineryjny i petrochemiczny, 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 I półrocza 2011 roku wolumen sprzedaży gazu dla powyższej grupy odbiorców wzrósł o 4,5%. Największy udział w wolumenie sprzedaży mieli odbiorcy przemysłowi. W relacji do I półrocza 2011 roku sprzedaż gazu do tej grupy odbiorców wzrosła o 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)

	I półrocze 2012	%
Odbiorcy przemysłowi	4 401,3	57,4%
Handel, usługi	925,6	12,1%
Odbiorcy domowi	2 213,4	28,9%
Odbiorcy hurtowi	119,9	1,6%
Razem	7 660,2	100,0%

W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. kontynuowała realizację projektu pn. „Zasilanie miejscowości Ełk i Olecko w paliwo gazowe grupy E przy zastosowaniu LNG”. Inwestycja jest kolejnym etapem projektu przestawienia na gaz wysokometanowy miejscowości Pisz, Ełk, Suwałki i Olecko (projekt PESO). Zakres projektu obejmuje budowę stacji regazyfikacji LNG i stacji redukcyjno-pomiarowych dwustopniowych z nawianialniami w miejscowościach Ełk i Olecko oraz przestawienie odbiorców na gaz wysokometanowy w miejscowościach Ełk i Olecko. Zakończenie budowy powyższych instalacji planowane jest na koniec 2013 roku. 29 czerwca 2012 roku została podpisana umowa o dofinansowanie projektu z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko.

3. Magazynowanie

Segment obrót i magazynowanie wykorzystywał na swoje potrzeby pojemności czynne PMG Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno, PMG Strachocina, PMG Swarzędów oraz PMG Brzeźnica. 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, PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzędów oraz PMG Brzeźnica.

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.

W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. zakończyła rozbudowę PMG Strachocina. Pojemność czynna magazynu zwiększyła się z 150 mln m³ do 330 mln m³. Ponadto spółka oddała do eksploatacji jedną z kawern KPMG Mogilno, co spowodowało zwiększenie pojemności czynnej magazynu do 411,9 mln m³. W związku z powyższym 1 maja 2012 roku PGNiG S.A. udostępniła na zasadach TPA dodatkowe 214 mln m³ pojemności czynnych instalacji magazynowych. Pojemności czynne magazynów na dzień 30 czerwca roku 2012 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu obrót i magazynowanie w mln m³

	30 czerwca 2012
PMG Brzeźnica	65,0
PMG Husów	350,0
KPMG Mogilno	411,9
PMG Strachocina	330,0
PMG Swarzędów	90,0
PMG Wierzchowice	575,0
Razem	1 821,9

11 maja 2012 roku PGNiG S.A. i Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. podpisały Umowę o wyłączne dysponowanie instalacjami magazynowymi oraz o powierzenie pełnienia obowiązków operatora systemu magazynowania. Obowiązek zawarcia umowy wynikał z ustawy Prawo energetyczne i stanowił warunek wydania decyzji operatorskiej dla OSM Sp. z o.o.

Do 31 maja 2012 roku funkcję Operatora Systemu Magazynowania (OSM) pełniła PGNiG S.A. Decyzją z dnia 22 maja 2012 roku Prezes URE, na wniosek PGNiG S.A., wyznaczył spółkę Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. Operatorem Systemu Magazynowania na okres od 1 czerwca 2012 roku do 31 maja 2022 roku. Ponadto Prezes URE w dniu 16 maja 2012 roku udzielił OSM Sp. z o.o.

koncesji na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych na okres od 1 czerwca 2012 roku do 31 maja 2022 roku.

4. Planowane działania

Zakup gazu ziemnego

W II półroczu 2012 roku PGNiG S.A. kontynuować będzie zakupy gazu ziemnego z importu w ramach długoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport” oraz umów średnio i krótkoterminowych z dostawcami europejskimi. Ponadto w celu optymalizacji kosztów pozyskania paliwa gazowego Spółka, za pośrednictwem spółki PGNiG Sales & Trading GmbH, będzie dokonywała zakupów gazu ziemnego na rynku niemieckim w ramach umów krótkoterminowych. Gaz dostarczany będzie z wykorzystaniem usługi przesyłania zwrotnego na gazociągu jamalskim.

Magazynowanie

W II półroczu 2012 roku PGNiG S.A. będzie kontynuowała rozbudowę KPMG Mogilno oraz PMG Wierzchowice. W IV kwartale 2012 roku planowane jest przekazanie do eksploatacji PMG Wierzchowice, natomiast pierwsze zatłaczanie gazu do magazynu oraz odbiór gazu z magazynu odbędzie się w sezonie 2013/2014. W dniu 21 maja 2012 roku podjęto decyzję o rozbudowie KPMG Mogilno poprzez budowę 5 nowych kawern. Ponadto Spółka kontynuować będzie budowę nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo. Zakończenie ługowania pierwszej komory planowane jest na 2013 rok.

5. Ryzyka obrotu i magazynowania

Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy

W 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 nieprzestrzeganie obowiązku 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, Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów 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. Postępowanie w przedmiotowej sprawie nie zostało zakończone. W 2011 roku Prezes URE wszczął postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG S.A. za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w roku 2009. Analogiczne postępowanie administracyjne za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w roku 2010 zostało wszczęte przez Prezesa URE w dniu 11 maja 2012 roku. Oba postępowania zostały zawieszono z urzędu do czasu zakończenia postępowania właściwego dla roku 2007 i 2008, toczącego się przed Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

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 nieprzestrzeganie obowiązku 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 96%, pozostałe 4% 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. W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. rozpoczęła prace nad Programem Uwolnienia Gazu, który przewiduje od 1 stycznia 2013 roku 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 tzw. trójpaku energetycznego w tym m.in. ustawy Prawo gazowe. 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 jakości i ilości gazu ziemnego, a w szczególności kalibracją urządzeń pomiarowych, legalizacją gazomierzy i przeliczników do gazu, badaniem jakości gazu ziemnego, badaniem nowych urządzeń pomiarowo-analitycznych do gazu ziemnego 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 I półroczu 2012 roku Oddział przede wszystkim prowadził:

- kontrole metrologiczne systemów pomiarowych na gazociągu tranzytowym Jamał-Europa (odcinek polski)
- kontrole metrologiczne systemów pomiarowych na stacjach rozliczeniowych odbiorców przemysłowych (na 28 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.

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

Planowane działania

W przyszłości Oddział planuje utrzymać pozycję wiodącego laboratorium badawczego i punktu legalizacyjnego w zakresie kontroli metrologicznej urządzeń i systemów pomiarowych stosowanych w przemyśle gazu ziemnego. Oddział planuje również utrzymać dotychczasową pozycję wiodącego laboratorium w zakresie kontroli jakości gazów ziemnych wszystkich rodzajów i form oraz biogazu, oceny układów pomiarowych i analizatorów procesowych wykorzystywanych do szacowania wielkości emisji CO₂, a także nadzoru pomiarowego nad terenowymi laboratoriami analitycznymi.

Ponadto Oddział planuje rozwinąć 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 I półroczu 2012 roku nastąpił dalszy wzrost liczby akredytowanych polskich i zagranicznych laboratoriów świadczących usługi w podobnym częściowo zakresie jak CLPB.

Rozdział VIII: Ochrona środowiska

Likwidacja odwiertów i kopanek

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 I półroczu 2012 roku zlikwidowano 4 kopanki.

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. przeprowadziła weryfikację rocznych raportów emisji CO₂ za rok 2011. Po zbilansowaniu wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami i umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2011 roku pozostało 8.884 Mg CO₂ wolnych jednostek emisji. W 2011 roku w systemie uczestniczyły instalacje Oddziałów w Odolanowie i Zielonej Górze oraz KPMG Mogilno, a emisja CO₂ z tych instalacji wyniosła 91.098 Mg.

Emisje metanu

W I półroczu 2012 zakończony został I etap rozpoczętej w 2011 roku inwentaryzacji emisji metanu z systemu dystrybucji gazu ziemnego. Celem inwentaryzacji jest oszacowanie wielkości emisji metanu z poszczególnych elementów systemu oraz weryfikacja dotychczas stosowanych współczynników emisji, a także 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 I półroczu 2012 roku przeprowadzono badania monitoringowe wpływu na środowisko zrekultywowanego składowiska odpadów w Zabrze-Biskupicach i nieruchomości w Zabrzu oraz badania uzupełniające na nieruchomości w Szczecinie.

REACH i CLP

W 2011 roku PGNiG S.A. prowadziła prace nad dostosowaniem oznakowania wytwarzanych przez Spółkę substancji do wymagań rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej w zakresie bezpiecznego stosowania chemikaliów (REACH) oraz klasyfikacji, oznakowania i pakowania substancji i mieszanin chemicznych (CLP). W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. dostosowała do wymagań rozporządzenia CLP karty charakterystyk dla gazu ziemnego, ropy naftowej, kondensatu węglowodorowego, LPG, LNG, helu i azotu.

Zintegrowany System Zarządzania i System Zarządzania Środowiskowego

I półroczu 2012 roku w Centrali Spółki PGNiG S.A. został przeprowadzony z wynikiem pozytywnym audyt recertyfikacyjny Systemu Zarządzania Środowiskowego. Certyfikat potwierdzający zgodność funkcjonowania powyższego systemu z normą PN-EN ISO 14001:2005 został przedłużony do 2015

roku. Ponadto w Mazowieckiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. odbył się audyt certyfikacyjny wdrożonego w 2011 roku Systemu Zarządzania Środowiskowego.

Rozdział IX: Pozostałe informacje

Podział zysku za rok 2011

6 czerwca 2012 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwałę w sprawie przeznaczenia zysku netto za 2011 rok w wysokości 1.615,7 mln zł oraz zysku zatrzymanego w wysokości 72,5 mln zł na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki.

Udzielenie absolutorium

6 czerwca 2012 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 2011.

Emisja obligacji

10 lutego 2012 roku PGNiG S.A. wyemitowała (poprzez swoją spółkę zależną PGNiG Finance AB) pięcioletnie euroobligacje na kwotę 500 mln EUR. Powyższe obligacje otrzymały rating kredytowy na poziomie Baa1 (agencja Moody's) i BBB+ (agencja Standard & Poor's). Ponadto w maju 2012 roku PGNiG S.A. podpisała dokumentację pięcioletniego programu emisji obligacji kierowanego do inwestorów krajowych w kwocie 4,5 mld zł. Pierwsza emisja obligacji o wartości nominalnej 2,5 mld zł została przeprowadzona 19 czerwca 2012 roku.

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. Sąd Apelacyjny wyrokiem z dnia 14 grudnia 2011 roku oddalił apelację PI GAZOTECH Sp. z o.o. Wyrok jest prawomocny. 24 kwietnia 2012 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła skargę kasacyjną, która do dnia sporządzenia sprawozdania nie została przyjęta przez Sąd Najwyższy do rozpoznania.

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 Apelacyjny w Warszawie wyrokiem z dnia 22 czerwca 2012 roku oddalił apelację PI GAZOTECH Sp. z o.o. Wyrok jest prawomocny. Do dnia sporządzenia sprawozdania PI GAZOTECH Sp. z o.o. nie wniosła skargi kasacyjnej od powyższego wyroku.

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. Wyrokiem z dnia 21 maja 2012 roku Sąd Okręgowy w Warszawie stwierdził nieważność uchwały Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. o dopłatach. Do dnia sporządzenia sprawozdania PI GAZOTECH Sp. z o.o. nie złożyła apelacji od powyższego wyroku.

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 zamierającego dokonywać dalszej odsprzedaży gazu ziemnego, tj. NowyGaz Sp. z o.o. w Warszawie. Prezes UOKiK decyzją z dnia 5 lipca 2012 roku uznał powyższe działania PGNiG S.A. za praktykę ograniczającą konkurencję, stwierdził zaniechanie przez PGNiG S.A. stosowania tych praktyk z dniem 30 listopada 2010 roku i nałożył na PGNiG S.A. karę pieniężną w wysokości 60.016.474,40 zł. 24 lipca 2012 roku PGNiG S.A. odwołała się od decyzji Prezesa UOKiK do Sądu Okręgowego w Warszawie-Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

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. W trakcie postępowania PGNiG S.A. dobrowolnie zobowiązała się do zmiany niektórych postanowień umownych. Prezes UOKiK decyzją z dnia 13 kwietnia 2012 roku odstąpił od nałożenia na PGNiG S.A. kary finansowej i zobowiązał Spółkę do zmiany niektórych postanowień umownych. PGNiG S.A. wywiązała się z zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji Prezesa UOKiK.

9 lutego 2012 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie 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 trakcie postępowania PGNiG S.A. dobrowolnie zobowiązała się do zmiany niektórych postanowień umownych. Prezes UOKiK decyzją z dnia 10 sierpnia 2012 roku odstąpił od nałożenia na PGNiG S.A. kary finansowej i zobowiązał Spółkę do wprowadzenia nowego wzorca ogólnych warunków umowy.

Postępowanie przed Trybunałem Arbitrażowym

31 marca 2011 roku PGNiG S.A. wystąpiła do OOO „Gazprom eksport” z wnioskiem o przystąpienie do renegowacji 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 OOO „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 OOO „Gazprom eksport”. W dniu 24 maja 2012 roku OAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport” przedstawiły odpowiedź, w której odrzuciły argumenty zawarte w pozwie PGNiG S.A. Do

dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie przed Trybunałem Arbitrażowym nie zostało zakończone. PGNiG S.A. nie wyklucza również możliwości porozumienia na poziomie handlowym, o ile OAO Gazprom i OOO „Gazprom eksport” zaakceptują obniżenie ceny gazu ziemnego dostarczanego w ramach Kontraktu jamalskiego.

Rozdział X: Sytuacja finansowa

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2012 roku zostało przygotowane zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 30 czerwca 2012 roku.

Zasady rachunkowości zastosowane przy sporządzaniu Skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego zostały ujęte w Śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2012 roku.

1. Sytuacja finansowa

W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. zrealizowała stratę netto w wysokości 204,1 mln zł, co oznacza, że w relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego wynik netto spadł o 1.390,3 mln zł.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej PGNiG S.A. w I półroczu 2012 roku 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 (mln zł)

AKTYWA	30 czerwca 2012	31 grudnia 2011
Aktywa trwałe (długoterminowe)	25 851,4	22 160,6
Rzeczowe aktywa trwałe	12 555,2	12 281,1
Nieruchomości inwestycyjne	2,0	2,8
Wartości niematerialne	114,9	91,7
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	7 267,9	6 460,3
Inne aktywa finansowe	5 371,7	2 900,9
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	462,8	347,5
Pozostałe aktywa trwałe	76,9	76,3
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	6 001,5	6 326,1
Zapasy	2 157,3	1 897,4
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	2 848,1	3 170,3
Należności z tytułu podatku bieżącego	-	5,3
Rozliczenia międzyokresowe	82,6	33,3
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	0,1	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	197,8	284,5
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	714,9	934,6
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	0,7	0,7
Suma aktywów	31 852,9	28 486,7

Jednostkowe sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł) - cd.

PASYWA	30 czerwca 2012	31 grudnia 2011
Kapitał własny	19 344,2	19 647,6
Kapitał podstawowy	5 900,0	5 900,0
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	8,6	9,0
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740,1	1 740,1
Inne kapitały rezerwowe	11 899,6	10 310,4
Zyski (straty) zatrzymane	(204,1)	1 688,1
Zobowiązania długoterminowe	6 641,1	2 019,4
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	4 421,4	-
Rezerwy	1 381,7	1 250,6
Przychody przyszłych okresów	323,6	256,5
Rezerwa na podatek odroczone	495,0	495,7
Inne zobowiązania długoterminowe	19,4	16,6
Zobowiązania krótkoterminowe	5 867,6	6 819,7
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	2 206,3	2 674,9
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	3 067,4	3 590,8
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	399,1	416,8
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	-	-
Rezerwy	191,6	135,1
Przychody przyszłych okresów	3,2	2,1
Suma zobowiązań	12 508,7	8 839,1
Suma pasywów	31 852,9	28 486,7

Jednostkowy rachunek zysków i strat (mln zł)

	I półrocze 2012	I półrocze 2011
Przychody ze sprzedaży	13 168,1	11 023,5
Koszty operacyjne razem	(13 795,9)	(10 396,7)
Zużycie surowców i materiałów	(9 677,3)	(6 625,7)
Świadczenia pracownicze	(401,2)	(457,2)
Amortyzacja	(274,2)	(279,2)
Usługi obce	(3 020,8)	(3 027,8)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	5,5	5,8
Pozostałe koszty operacyjne netto	(427,9)	(12,6)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	-627,8	626,8
Przychody finansowe	492,2	734,7
Koszty finansowe	(161,2)	(39,6)
Zysk/Strata brutto	-296,8	1 321,9
Podatek dochodowy	92,7	(135,7)
Zysk/Strata netto	-204,1	1 186,2

Jednostkowe sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	I półrocze 2012	I półrocze 2011
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	(31,7)	1 135,1
Środki pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(3 866,7)	(1 297,0)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	3 678,7	(94,3)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	(219,7)	(256,2)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	934,6	565,9
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	714,9	309,7

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	I półrocze 2012	2011 rok
EBIT w mln zł zysk operacyjny	-627,8	626,8
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	-353,6	906,0
ROE zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	-1,1%	6,0%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	-1,5%	10,8%
ROA zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	-0,6%	4,2%

Płynność

	30 czerwca 2012	31 grudnia 2011
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) do zobowiązań krótkoterminowych	1,0	0,9
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	0,6	0,6

Zadłużenie

	30 czerwca 2012	31 grudnia 2011
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	39,3%	31,0%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego	64,7%	45,0%

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego Spółka odnotowała spadek wyniku z działalności operacyjnej (EBIT) o 1.254,6 mln zł. Zmniejszenie wyniku operacyjnego spowodowane zostało znaczącym spadkiem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego. Decydujący wpływ na spadek rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego miały następujące czynniki:

- wzrost jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu
- poziom średnich cen i stawek opłat sprzedaży gazu.

W efekcie wzrostu notowań cen ropy naftowej na rynkach światowych, a także znacznie wyższego niż w I półroczu 2011 roku kursu dolara, jednostkowe koszty zakupu gazu z importu wzrosły o 47%.

Decyzją z dnia 16 marca 2012 roku Prezes URE zatwierdził Taryfę dla paliw gazowych, która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywać miała w okresie od 1 stycznia do 31 marca 2012 roku. Brak decyzji Prezesa URE odnośnie zatwierdzenia nowej taryfy z początkiem I kwartału 2012 roku uniemożliwił Spółce pokrycie wzrostu kosztów zakupu gazu wyższym poziomem cen dla odbiorców gazu, w rezultacie czego rentowność sprzedaży gazu wysokometanowego znacznie spadła poniżej progu opłacalności. Pomimo że z dniem 31 marca 2012 roku weszła w życie nowa taryfa dla paliw gazowych, nowe ceny gazu w dalszym ciągu nie zapewniły Spółce rentowności na obrocie gazem wysokometanowym. W porównaniu do I półrocza 2011 roku średni wzrost cen i stawek opłat

związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego (E) wyniósł 13,1%, gazu zaazotowanego (Lw) 12,6% natomiast gazu zaazotowanego (Ls) 10,5%.

Wysokie straty na sprzedaży gazu wysokometanowego zostały częściowo zrekompensovane korzystną sytuacją w obszarze działalności wydobywczej. W relacji do I półrocza 2011 roku nastąpiła znaczna poprawa rentowności sprzedaży ropy naftowej. Wskutek wzrostu notowań ropy naftowej na rynkach światowych ceny sprzedaży tego surowca wzrosły o 23%. Poprawę wyników Spółka uzyskała również na sprzedaży gazu zaazotowanego, co spowodowane zostało wzrostem cen sprzedaży tego gazu oraz wzrostem wolumenu sprzedaży o 5%. Ponadto wskutek wzrostu rynkowych cen sprzedaży helu nastąpiła poprawa zyskowności sprzedaży tego surowca.

Wynik na działalności operacyjnej w dużym stopniu zdeterminowany jest poziomem pozostałych kosztów operacyjnych netto, których wartość w relacji do I półrocza 2011 roku wzrosła o 415,3 mln zł. Wzrost ten spowodowany został przede wszystkim ujemną wyceną pochodnych instrumentów finansowych oraz spadkiem wyniku z tytułu różnic kursowych. Ponadto Spółka odnotowała wzrost utworzonych rezerw (z tytułu kary nałożonej przez UOKiK za stosowanie praktyk monopolistycznych) i wzrost utworzonych odpisów aktualizujących wartości zapasów gazu. Jednocześnie Spółka uzyskała znaczne przychody z tytułu sprzedaży gazociągów spółce OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Wynik na działalności finansowej w relacji do I półrocza 2011 roku spadł o 364,1 mln zł, przede wszystkim w rezultacie zrealizowania niższych o 282,8 mln zł przychodów z tytułu dywidendy i udziałów w zyskach. Spadek ten wynika ze znacznie niższej dywidendy od Spółek Gazownictwa, w następstwie pogorszenia wyników finansowych spółek w relacji do 2010 roku.

Pogorszenie sytuacji finansowej Spółki odzwierciedlone zostało w spadku podstawowych wskaźników charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej. Rentowność kapitałów własnych (ROE) spadła z 6% do -1,1%, rentowność aktywów ogółem (ROA) wyniosła -0,6 wobec 4,2% w I połowie 2011 roku, natomiast rentowność sprzedaży netto spadła z poziomu 10,8 do -1,5%.

Bilans na dzień 30 czerwca 2012 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 31.852,9 mln zł, która jest wyższa od wartości według stanu na koniec 2011 roku o 3.366,2 mln zł.

Największą pozycję aktywów Spółki stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec czerwca 2012 roku wyniósł 12.555,2 mln zł i był o 274,1 mln zł (2%) wyższy od stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku. Na wzrost wartości rzeczowych aktywów trwałych wpłynęły przede wszystkim realizowane przez PGNiG SA inwestycje oraz zmiany wynikające z aktualizacji wartości składników majątku trwałego.

Kolejną znaczącą pozycję bilansu stanowią aktywa finansowe dostępne do sprzedaży, których wartość na dzień 30 czerwca 2012 roku wyniosła 7.267,9 mln zł i była wyższa od wartości na koniec 2011 roku o 807,6 mln zł. Wzrost ten spowodowany był przede wszystkim podwyższeniem kapitałów własnych spółki PGNiG SPV1 Sp. z o.o. w celu finalizacji zakupu 99,8% akcji Vattenfall Heat Poland S.A.

Na dzień 30 czerwca 2012 roku wartość innych aktywów finansowych wyniosła 5.371,7 mln zł i była wyższa od wartości według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku o 2.470,8 mln zł. Wzrost ten nastąpił przede wszystkim w efekcie udzielenia spółce PGNiG SPV1 Sp. z o.o. pożyczki w celu zakupu akcji Vattenfall Heat Poland S.A. Ponadto na zmianę innych aktywów finansowych wpłynęło również zwiększenie stanu udzielonych pożyczek spółkom powiązanym, w tym głównie PGNiG Norway AS, Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A. oraz PSG Sp. z o.o.

Aktywa obrotowe Spółki na dzień 30 czerwca 2012 roku kształtowały się na poziomie 6.001,5 mln zł, co oznacza spadek w relacji do stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku o 324,6 mln zł (5%).

W relacji do 31 grudnia 2011 roku Spółka odnotowała wzrost zapasów o 259,9 mln zł (14%). Wykazane w bilansie zapasy stanowią przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach. Wzrost wyceny zapasów spowodowany został wzrostem kosztów pozyskania gazu. Ponadto na koniec bieżącego okresu sprawozdawczego Spółka dokonała odpisu aktualizującego wartość zapasu gazu wysokometanowego w podziemnych magazynach gazu.

Wartość należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności w porównaniu do końca 2011 roku spadła o 322,2 mln zł (10%). Spadek ten spowodowany był sezonowym zmniejszeniem wielkości sprzedaży paliw gazowych, który nastąpił przy jednoczesnym wzroście należności z tytułu udzielonych pożyczek krótkoterminowych oraz należności z tytułu dywidendy od spółek zależnych.

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wyniósł 714,9 mln zł i był niższy o 219,7 mln zł (24%) od stanu na koniec 2011 roku. Spadek ten nastąpił pomimo znacznego wzrostu finansowania zewnętrznego Spółki i był spowodowany przede wszystkim wysokim poziomem nakładów na działalność inwestycyjną oraz stratami ponoszonymi na działalności operacyjnej.

Poziom i struktura majątku obrotowego zapewniała Spółce całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań. Wskaźnik bieżącej płynności przyjął wartość 1,0 wobec poziomu 0,9 z końca grudnia 2011 roku, natomiast wskaźnik szybkiej bieżącej płynności utrzymał się na poziomie 0,6.

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Spółki jest kapitał własny, którego wartość w relacji do końca 2011 roku spadła o 303,4 mln zł (2%). Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miała przede wszystkim zrealizowana w bieżącym okresie strata netto (204,1 mln zł) oraz zmiana innych kapitałów rezerwowych.

Stan zobowiązań długoterminowych według stanu na dzień 30 czerwca 2012 roku wyniósł 6.641,1 mln zł i był wyższy od poziomu z końca grudnia 2011 roku o 4.621,7 mln zł. Wynika to przede wszystkim ze wzrostu zadłużenia długoterminowego o 4.421,4 mln zł, który nastąpił w efekcie zaciągnięcia pożyczki od PGNiG Finance AB (500 mln EUR) oraz emisji pięcioletnich obligacji na rynku krajowym (2,5 mld zł). Ponadto na wzrost poziomu zobowiązań długoterminowych wpłynął również wzrost rezerw o 131,1 mln zł, w efekcie wyższego poziomu rezerw na likwidację odwiertów oraz wzrost przychodów przyszłych okresów o 67,1 mln zł z tytułu otrzymanej dotacji inwestycyjnej na budowę i rozbudowę podziemnych magazynów gazu.

W porównaniu do końca grudnia 2011 roku nastąpił spadek zobowiązań krótkoterminowych o 952,1 mln zł (14%) w rezultacie spadku wartości kredytów, pożyczek i papierów dłużnych o 523,4 mln zł (w efekcie wykupu obligacji krótkoterminowych) oraz spadku zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz innych zobowiązań o 468,6 mln zł oraz. Niższy poziom zobowiązań z tytułu dostaw i usług wynikał z sezonowego zmniejszenia zakupów usług przesyłowych i dystrybucyjnych, spadku zobowiązań publicznoprawnych oraz niższego poziomu 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 45,0% do 64,7%, natomiast wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, wzrósł z poziomu 31,0% do 39,3%.

Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. oraz spółki od niej zależne nie zawierały żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż rynkowe.

Gwarancje i poręczenia

W I półroczu 2012 roku PGNiG S.A. oraz spółki od niej zależne nie udzielały poręczeń kredytu lub pożyczki oraz nie udzielały gwarancji jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej od tego podmiotu o łącznej wartości stanowiącej równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych PGNiG S.A.

Możliwości zrealizowania publikowanych prognoz wyników

W I półroczu 2012 roku Spółka nie publikowała prognoz finansowych.

2. Przewidywana sytuacja finansowa

Na wyniki finansowe PGNiG S.A. istotny wpływ 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., ze względu na ich bezpośredni wpływ na cenę zakupu gazu z importu. Notowania cen ropy naftowej w II kwartale 2012 roku były niższe niż w I kwartale. W następnych miesiącach cena ropy naftowej będzie uzależniona przede wszystkim od koniunktury w światowej gospodarce oraz rozwoju sytuacji geopolitycznej w krajach producentów ropy naftowej.

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 I półroczu 2012 roku rynek walutowy był bardzo zmienny, co wpłynęło na osłabienie polskiej waluty. Trudna sytuacja gospodarcza wielu krajów Unii Europejskiej może spowodować dalsze wahania kursów walutowych.

Kolejnym czynnikiem wpływającym na poziom wyników finansowych Spółki jest wysokość stawek i opłat przewidzianych w taryfach dla paliw gazowych. Obowiązujące w I kwartale 2012 roku ceny taryfowe w zakresie dostarczania paliw gazowych były wyjątkowo niekorzystne dla PGNiG S.A. Zgodnie z decyzją Prezesa URE nowa taryfa na paliwo gazowe weszła w życie z dniem 31 marca 2012 roku i ma obowiązywać do końca roku. Pomimo zatwierdzenia nowej taryfy Spółka w dalszym ciągu generowała straty na sprzedaży gazu wysokometanowego, w związku z czym w czerwcu 2012 roku złożyła wniosek o kolejną podwyżkę cen gazu.

W 2011 roku PGNiG S.A. przystąpiła do renegotjacji ceny gazu ziemnego dostarczanego w ramach długoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport”, a następnie przekazała sprawę do Trybunału Arbitrażowego w Sztokholmie. Z analogicznym wnioskiem o obniżenie ceny gazu i opłat za jego przesył Spółka wystąpiła w 2012 roku do niemieckiej spółki VNG-Verbundnetz Gas AG. Korzystne rozstrzygnięcie sporu arbitrażowego oraz negocjacji z VNG-Verbundnetz Gas AG zapewniłoby Spółce istotną redukcję kosztów pozyskania paliwa gazowego.

W czerwcu 2012 roku walne zgromadzeniu akcjonariuszy podjęło decyzję o przeznaczeniu całego zysku bilansowego w kwocie 1.615,7 mln zł oraz zysku zatrzymanego w kwocie 72,5 mln zł za rok 2011 na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki. Zwiększenie kapitałów własnych Spółki sprzyjać będzie finansowaniu zaplanowanych na 2012 rok inwestycji.

Ze względu na wysoki poziom aktualnych i planowanych nakładów inwestycyjnych PGNiG S.A. korzysta z finansowania zewnętrznego opartego w szczególności o emisje krajowych i zagranicznych papierów dłużnych. Spółka rozpoczęła emisję obligacji krajowych w 2010 roku. Dostępna w ramach gwarantowanego programu emisji obligacji kwota wynosi 7 mld zł. W lutym bieżącego roku spółka wyemitowała (poprzez swoją spółkę zależną PGNiG Finance AB) pięcioletnie euroobligacje na kwotę 500 mln EUR. Ponadto w maju 2012 roku PGNiG S.A. podpisała dokumentację pięcioletniego programu emisji obligacji kierowanego do inwestorów krajowych w kwocie 4,5 mld zł. Pierwsza emisja obligacji o wartości nominalnej 2,5 mld zł została przeprowadzona 19 czerwca 2012 roku. W II półroczu 2012 roku PGNiG S.A. nie planuje przeprowadzać emisji obligacji na rynku krajowym i europejskim.

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.

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu Grażyna Piotrowska-Oliwa

Wiceprezes Zarządu Radosław Dudziński

Wiceprezes Zarządu Sławomir Hinc

Wiceprezes Zarządu Mirosław Szałuba
