

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG
ZA I PÓŁROCZE 2010 ROKU



Warszawa, 17 sierpnia 2010

Spis treści

Spis treści	2
Rozdział I. Dane o Grupie Kapitałowej	4
1. Struktura organizacyjna Grupy Kapitałowej PGNiG	4
2. Zatrudnienie	8
3. Sprzedaż i pozyskanie gazu	9
Rozdział II. Organy Spółki	10
1. Zarząd	10
2. Rada Nadzorcza	11
Rozdział III. Akcjonariat	12
Rozdział IV. Otoczenie regulacyjne	14
1. Koncesje	14
2. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.	14
3. Zmiany w taryfach Spółek Gazownictwa	17
4. Ryzyko otoczenia regulacyjnego	17
Rozdział V. Poszukiwanie i wydobywanie	19
1. Poszukiwanie	19
1.1. Prace poszukiwawcze w Polsce	19
1.2. Prace poszukiwawcze za granicą	20
2. Wydobywanie	22
3. Inwestycje w segmencie poszukiwanie i wydobywanie	23
4. Planowane działania	25
5. Ryzyko poszukiwania i wydobywania	26
Rozdział VI. Obrót i magazynowanie	29
1. Zakupy	29
2. Sprzedaż	30
3. Magazynowanie	31
4. Inwestycje w segmencie obrót i magazynowanie	32
5. Planowane działania	32
6. Ryzyko obrotu i magazynowania	32
Rozdział VII. Dystrybucja	34

1. Działalność Spółek Gazownictwa	34
2. Planowane kierunki rozwoju w obszarze dystrybucji	35
3. Ryzyko w obszarze dystrybucji.....	35
Rozdział VIII. Pozostała działalność	37
1. Prace segmentu.....	37
2. Ryzyko pozostałej działalności	38
Rozdział IX. Ochrona środowiska	40
Rozdział X. Pozostałe informacje	41
Rozdział IX. Sytuacja finansowa	43
1. Sytuacja finansowa.....	43
2. Przewidywana sytuacja finansowa.....	51

Rozdział I. Dane o Grupie Kapitałowej

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

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. Dnia 30 października 1996 roku Spółka została wpisana do rejestru handlowego pod firmą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie pod numerem RHB 48382. Dnia 14 listopada 2001 roku została wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem 0000059492.

W dniu 24 maja 2005 roku decyzją Komisji Papierów Wartościowych i Giełd akcje PGNiG S.A. zostały dopuszczone do obrotu publicznego. 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. Kapitał zakładowy PGNiG S.A. wynosi obecnie 5,9 mld zł i dzieli się na 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda.

Obszar działalności Grupy Kapitałowej PGNiG obejmuje poszukiwanie złóż, wydobycie, magazynowanie paliw gazowych oraz obrót i dystrybucję gazu ziemnego. Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej jest jednym z kluczowych czynników zapewniających Grupie konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu. Obrót i dystrybucja gazu ziemnego stanowią integralny obszar działalności gospodarczej Grupy Kapitałowej PGNiG. Obrotem gazem ziemnym zajmuje się PGNiG S.A. natomiast dystrybucja prowadzona jest przez sześciu Operatorów Systemu Dystrybucyjnego, będących podmiotami Grupy Kapitałowej PGNiG.

1. Struktura organizacyjna Grupy Kapitałowej PGNiG

Według stanu na dzień 30 czerwca 2010 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 36 spółek o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

- 27 spółek zależnych od PGNiG S.A.,
- 9 spółek pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2010 roku został przedstawiony w poniższej tabeli.

Tabela nr 1. Wykaz spółek GK PGNiG

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
	Spółki zależne od PGNiG S.A.				
1	Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%	100,00%
2	Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.	105 231 000,00	105 231 000,00	100,00%	100,00%
3	Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.	60 000 000,00	60 000 000,00	100,00%	100,00%
4	GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	64 400 000,00	64 400 000,00	100,00%	100,00%
5	GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	66 000 000,00	66 000 000,00	100,00%	100,00%
6	Poszukiwania Naftowe „Diament” Sp. z o.o.	62 000 000,00	62 000 000,00	100,00%	100,00%
7	Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 903 000,00	26 903 000,00	100,00%	100,00%
8	PGNiG Norway AS (NOK) ¹⁾	951 327 000,00	951 327 000,00	100,00%	100,00%
9	Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. (EUR) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
10	„INVESTGAS” S.A.	502 250,00	502 250,00	100,00%	100,00%
11	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	658 384 000,00	658 384 000,00	100,00%	100,00%
12	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 300 338 000,00	1 300 338 000,00	100,00%	100,00%
13	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 484 953 000,00	1 484 953 000,00	100,00%	100,00%
14	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 255 800 000,00	1 255 800 000,00	100,00%	100,00%
15	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	614 696 000,00	614 696 000,00	100,00%	100,00%
16	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 033 186 000,00	1 033 186 000,00	100,00%	100,00%
17	B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%	75,00%
18	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	39 220 000,00	39 220 000,00	100,00%	100,00%
19	Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o.	23 500 000,00	23 500 000,00	100,00%	100,00%
20	Geovita Sp. z o.o.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%	100,00%
21	Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o.	44 751 000,00	39 751 000,00	88,83%	88,83%
22	PGNiG Energia S.A.	5 000 000,00	5 000 000,00	100,00%	100,00%
23	Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	50 000,00	50 000,00	100,00%	100,00%
24	„NYSAGAZ Sp. z o.o.”	6 800 000,00	3 468 000,00	51,00%	51,00%
25	ZRUG Sp. z o.o. (Pogórska Wola)	4 300 000,00	4 300 000,00	100,00%	100,00%
26	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
27	PPUiH „TURGAZ” Sp. z o.o. w likwidacji	176 000,00	90 000,00	51,14%	51,14%

Tabela nr 1. Wykaz spółek GK PGNiG – cd.

	Spółki zależne od spółek zależnych PGNiG S.A.	Kapitał zakładowy w zł	Udział spółek zależnych PGNiG S.A. w kapitale zakładowym w zł	% kapitału spółek zależnych PGNiG S.A.	% głosów spółek zależnych PGNiG S.A.
28	Geofizyka Torun Kish Ltd (IRR) ^{1), 2)}	10 000 000,00	10 000 000,00	100,00%	100,00%
29	Oil Tech International F.Z.E. (USD) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
30	Powiśle Park Sp. z o.o.	81 131 000,00	81 131 000,00	100,00%	100,00%
31	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. (Piła)	1 806 500,00	1 806 500,00	100,00%	100,00%
32	Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o.	5 000,00	5 000,00	100,00%	100,00%
33	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o. ³⁾	2 500 000,00	1 288 000,00	51,52%	51,52%
34	GAZ Sp. z o.o. (Błonie)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%
35	GAZ MEDIA Sp. z o.o. (Wołomin)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%
36	NAFT-STAL Sp. z o.o. w upadłości	667 500,00	450 000,00	67,40%	67,40%

1) Wartości podane w walutach obcych

2) Kapitał nieopłacony

3) 51,52% udziałów w spółce posiada PGNiG Energia S.A., pozostałe 48,48% - PGNiG S.A.

W I półroczu 2010 roku miały miejsce następujące zmiany struktury Grupy Kapitałowej PGNiG:

- 11 stycznia 2010 roku zarejestrowano w KRS spółkę PGNiG Energia S.A.,
- 19 stycznia 2010 roku spółka GEOFIZYKA Kraków Libya JSC w likwidacji została wykreślona z rejestru handlowego w Libii,
- 12 maja 2010 roku zawiązana została spółka Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o.; kapitał zakładowy spółki wynosi 5.000 zł i został w całości pokryty gotówką przez PGNiG Energia Sp. z o.o.; rejestracja spółki w KRS miała miejsce 13 maja 2010 roku,
- 29 czerwca 2010 roku sąd rejonowy w Krośnie wydał postanowienie o ogłoszeniu upadłości obejmującej likwidację majątku NAFT-STAL Sp. z o.o. w upadłości,
- 14 czerwca 2010 roku PGNiG Energia S.A. odkupiła od PGE Energia Odnawialna S.A. 1.288 udziałów spółki Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o. w likwidacji, co stanowi 51,52% kapitału zakładowego spółki; 30 czerwca 2010 roku Zwyczajne Zgromadzenie Wspólników Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o. w likwidacji podjęło uchwałę w sprawie dalszego istnienia spółki i uchylenia likwidacji.

W I półroczu 2010 roku zostały zarejestrowane w KRS następujące podwyższenia kapitału:

- rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 850.000 zł do poziomu 1.300.338.000 zł, która miała miejsce 4 stycznia 2010 roku,
- rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki Powiśle Park Sp. z o.o. o kwotę 3.000.000 zł do poziomu 81.131.000 zł, która miała miejsce 5 lutego 2010 roku.

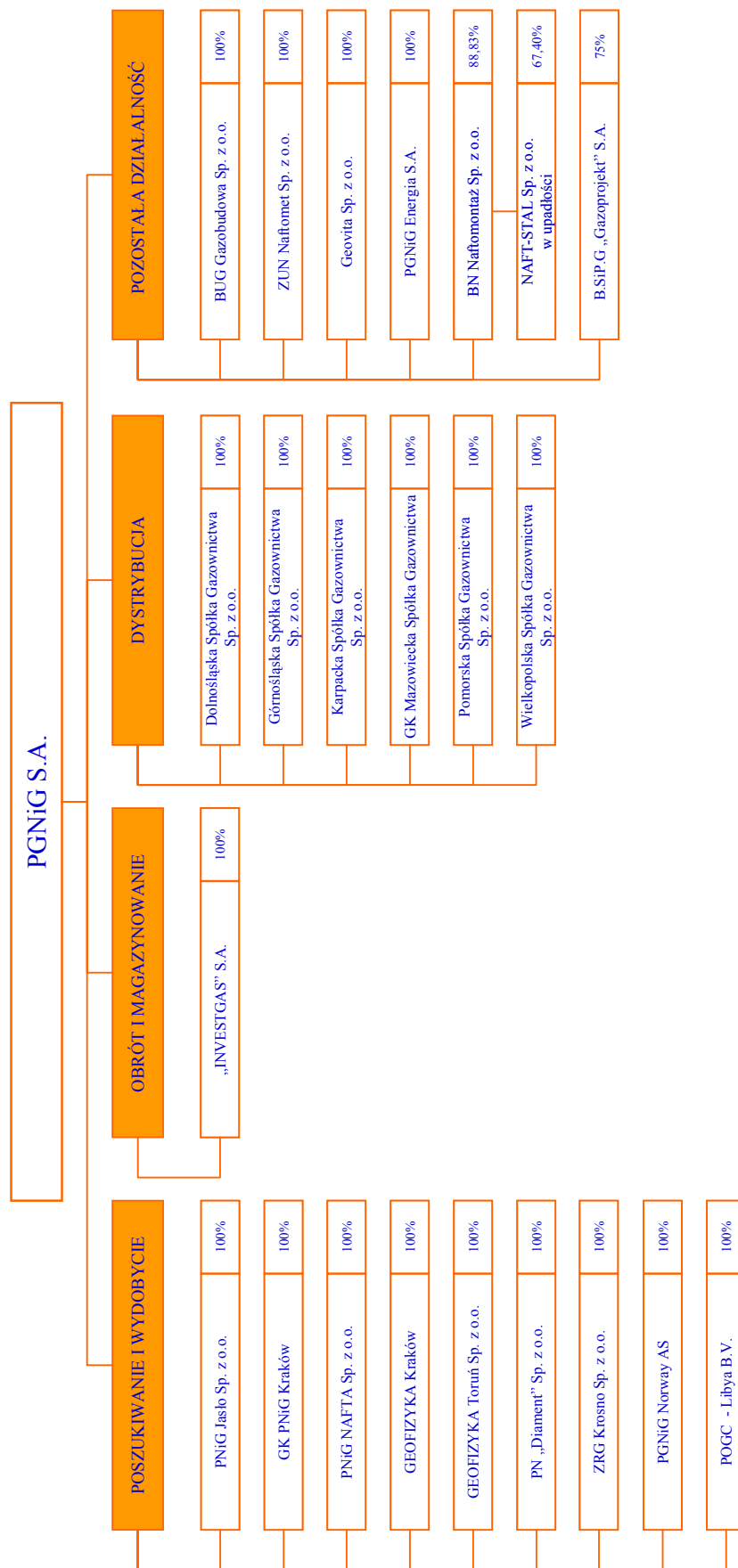
Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego

14 lipca 2010 roku PPUiH „TURGAZ” Sp. z o.o. w likwidacji została wykreślona z KRS.

30 lipca 2010 roku NZW spółki Górnictwo Naftowe Sp. z o.o. podjęło uchwały w sprawie zmiany umowy spółki, podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 2.000.000 zł oraz objęcia i pokrycia wszystkich nowoutworzonych udziałów wkładem pieniężnym przez PGNiG S.A. Po zarejestrowaniu zmian w KRS spółka zmieni nazwę na PGNiG Technologie Sp. z o.o. Działania te związane są z rozpoczęciem realizacji procesu konsolidacji spółek budowlano-montażowych i projektowych w Grupie Kapitałowej PGNiG.

Na poniższym schemacie został przedstawiony wykaz jednostek konsolidowanych Grupy Kapitałowej PGNiG w podziale na segmenty działalności na dzień 30 czerwca 2010 roku.

KONSOLIDOWANE SPÓŁKI GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG



GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków obejmuje Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. oraz jej spółkę zależną Oil Tech International - F.Z.E.

GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa obejmuje Mazowiecką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. oraz jej spółkę zależną Powiśle Park Sp. z o.o.

2. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia na dzień 30 czerwca 2010 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.

Tabela nr 2. Stan zatrudnienia według segmentów (w osobach)

	30 czerwiec 2010 r.
Centrala PGNiG S.A.	838
Poszukiwanie i wydobywanie	11 751
Obrót i magazynowanie	3 824
Dystrybucja	13 840
Pozostała działalność	2 081
Razem	32 334

Od stycznia 2009 roku w GK PGNiG funkcjonuje „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG lata 2009-2011 (III etap)”. W odróżnieniu od poprzednich programów restrukturyzacji zatrudnienia, program ten został oparty na formule „na gotowość”. Może on być wdrażany w sytuacjach szczególnych i wymaga stosowania przez poszczególne spółki jednolitej dla całej Grupy Kapitałowej procedury. Decyzje o realizacji programu podejmowane mogą być wyłącznie w przypadku, gdy jest to uzasadnione skalą projektowanych działań restrukturyzacyjnych, związanych ze zmniejszeniem zatrudnienia lub likwidacją stanowisk.

W kwietniu 2010 roku uchwałą NWZ PGNiG S.A. zostały uruchomione środki z kapitału rezerwowego PGNiG S.A. pod nazwą „Centralny Fundusz Restrukturyzacji” na jednorazowe wypłaty dla 23 zwolnionych pracowników PGNiG Kraków Sp. z o.o. w wysokości 1.070.002 zł.

3. Sprzedaż i pozyskanie gazu

GK PGNiG osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 10,8 mld zł, z czego 91% stanowiły przychody ze sprzedaży gazu ziemnego.

Tabela nr 3. Przychody ze sprzedaży w mln zł

	I półrocze 2010 r.
Gaz ziemny, w tym:	9 758,2
- gaz ziemny wysokometanowy	9 154,9
- gaz ziemny zaazotowany	603,3
Ropa naftowa	374,1
Kondensat	1,9
Hel	21,5
Mieszanina propan-butan	22,3
Usługi geofizyczno-geologiczne	136,3
Usługi poszukiwawcze	208,1
Pozostała sprzedaż	239,5
Razem	10 761,9

W I półroczu 2010 roku GK PGNiG sprzedała 7,5 mld m³ gazu ziemnego, z czego 95% stanowiła sprzedaż z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a pozostała część – sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż.

Tabela nr 4. Sprzedaż gazu ziemnego w mln m³

	I półrocze 2010 r.
Obrót i magazynowanie	7 152,4
Poszukiwanie i wydobywanie	348,7
Razem	7 501,1

W I półroczu 2010 roku GK PGNiG pozyskała 7,7 mld m³ gazu ziemnego, z czego 71,8% stanowił gaz z importu, głównie pochodzenia rosyjskiego. Wydobywanie gazu ziemnego ze złóż krajowych stanowiło 27,5% pozyskania gazu. Poniższa tabela przedstawia strukturę zaopatrzenia w gaz ziemny w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Tabela nr 5. Pozyskanie gazu w mln m³

	I półrocze 2010 r.
Import	5 498,3
Wydobywanie krajowe	2 103,9
Dostawcy krajowi	51,3
Razem	7 653,5

Rozdział II. Organy Spółki

1. Zarząd

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2010 roku wchodziły następujące osoby:

- Michał Szubski – Prezes Zarządu,
- Mirosław Dobrut – Wiceprezes Zarządu ds. Gazownictwa i Handlu,
- Radosław Dudziński – Wiceprezes Zarządu ds. Strategii,
- Sławomir Hinc – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Mirosław Szałuba – Wiceprezes Zarządu ds. Dialogu Społecznego i Majątku,
- Waldemar Wójcik – Wiceprezes Zarządu ds. Górnictwa Naftowego.

26 kwietnia 2010 roku Mirosław Dobrut złożył rezygnację z funkcji Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A. ds. Gazownictwa i Handlu ze skutkiem na dzień 30 kwietnia 2010 roku. Powodem złożenia rezygnacji był wybór Mirosława Dobruta na stanowisko prezesa zarządu SGT „EUROPOL GAZ” S.A.

12 maja 2010 roku Marek Karabuła, członek Rady Nadzorczej, został delegowany do czasowego wykonywania czynności Wiceprezesa Zarządu ds. Gazownictwa i Handlu w okresie od 1 czerwca 2010 roku do 31 sierpnia 2010 roku.

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2010 roku wchodziły następujące osoby:

- Michał Szubski – Prezes Zarządu,
- Radosław Dudziński – Wiceprezes Zarządu ds. Strategii,
- Sławomir Hinc – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Marek Karabuła – Wiceprezes Zarządu ds. Gazownictwa i Handlu,
- Mirosław Szałuba – Wiceprezes Zarządu ds. Dialogu Społecznego i Majątku,
- Waldemar Wójcik – Wiceprezes Zarządu ds. Górnictwa Naftowego.

19 lipca 2010 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała Marka Karabułę na stanowisko członka Zarządu PGNiG S.A.

15 sierpnia 2010 roku Waldemar Wójcik złożył rezygnację z funkcji Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A. ds. Górnictwa Naftowego.

2. Rada Nadzorcza

W I półroczu 2010 roku skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. nie zmieniał się i na dzień 30 czerwca 2010 roku przedstawiał się następująco.

- 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,
- Marek Karabuła – członek Rady Nadzorczej,
- Mieczysław Puławski – członek Rady Nadzorczej,
- Jolanta Siergiej – członek Rady Nadzorczej.

19 lipca 2010 roku Marek Karabuła złożył rezygnację z funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

Rozdział III. Akcjonariat

Akcje pracownicze

W dniu 25 czerwca 2008 roku Ministerstwo Skarbu Państwa zbyło na zasadach ogólnych jedną akcję PGNiG S.A. Zgodnie z ustawą z dnia 30 sierpnia 1996 roku o komercjalizacji i prywatyzacji prawo do nieodpłatnego nabycia akcji Spółki przez uprawnionych pracowników lub ich spadkobierców powstało 1 października 2008 roku i wygaśnie 1 października 2010 roku. Uprawnionym osobom przysługuje prawo do nieodpłatnego nabycia do 15% akcji objętych przez Skarb Państwa w dniu wpisania Spółki do rejestru, tj. nie więcej niż 750.000.000 akcji na okaziciela serii A1 PGNiG S.A. o wartości nominalnej 1 zł każda. Akcje nabyte nieodpłatnie przez pracowników lub ich spadkobierców nie mogą być przedmiotem obrotu przed 1 lipca 2010 roku, natomiast akcje nabyte nieodpłatnie przez członków Zarządu Spółki – przed 1 lipca 2011 roku. Nieodpłatne nabycie akcji przez wszystkich uprawnionych, spowoduje spadek procentowego udziału Skarbu Państwa w ogólnej liczbie głosów z poziomu 84,75% do poziomu 72,03%. Zawieranie umów nieodpłatnego zbycia akcji rozpoczęło się 6 kwietnia 2009 roku. Według stanu na dzień 30 czerwca 2010 roku 57.702 uprawnione osoby objęły 713.630.894 akcji, co stanowi około 95,2% liczby akcji przeznaczonych do nieodpłatnego nabycia oraz ponad 12% liczby akcji w kapitale zakładowym Spółki.

W związku z upływem 30 czerwca 2010 roku terminu zakazu obrotu akcjami pracowniczymi określonego w ustawie z dnia 30 sierpnia 1996 roku o komercjalizacji i prywatyzacji, 1 lipca 2010 roku dokonano asymilacji oraz wprowadzono do obrotu na Gieldzie Papierów Wartościowych w Warszawie 749.944.750 akcji PGNiG S.A. 55.250 akcji objętych przez członków Zarządu Spółki nie podlegało asymilacji i nie zostało wprowadzonych do obrotu giełdowego. Asymilacja i wprowadzenie ich do obrotu zostaną dokonane 1 lipca 2011 roku.

Struktura akcjonariatu

Na dzień 30 czerwca 2010 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. Jedyнным 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 2010 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Tabela nr 6. Struktura akcjonariatu

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień 30.06.2010 r.	Udział % w kapitale zakładowym na dzień 30.06.2010 r.	Liczba głosów wynikająca z akcji na dzień 30.06.2010 r.	Udział % w liczbie głosów na WZA na dzień 30.06.2010 r.
Skarb Państwa	4 286 369 105	72,65%	4 286 369 105	72,65%
Pozostali	1 613 630 895	27,35%	1 613 630 895	27,35%
Razem	5 900 000 000	100,00%	5 900 000 000	100,00%

Akcje w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Stan posiadania akcji PGNiG S.A. oraz akcji i udziałów w jednostkach powiązanych przez osoby zarządzające i nadzorujące na dzień 30 czerwca 2010 roku został przedstawiony w poniższych tabelach.

Tabela nr 7. Akcje w posiadaniu osób zarządzających

Imię i Nazwisko	Liczba akcji na dzień 31.12.2009 r.	Zmiana liczby posiadanych akcji	Liczba akcji na dzień 30.06.2010 r.	Wartość nominalna akcji w zł
Michał Szubski	6 825	-	6 825	6 825
Mirosław Szkałuba	9 425	-	9 425	9 425
Waldemar Wójcik	19 500	-	19 500	19 500

Tabela nr 8. Akcje w posiadaniu osób nadzorujących

Imię i Nazwisko	Liczba akcji na dzień 31.12.2009 r.	Zmiana liczby posiadanych akcji	Liczba akcji na dzień 30.06.2010 r.	Wartość nominalna akcji w zł
Stanisław Rychlicki	9 897	-	9 897	9 897
Mieczysław Kawecki	19 500	-	19 500	19 500
Jolanta Siergiej	9 425	-	9 425	9 425

Tabela nr 9. Akcje w posiadaniu prokurentów

Imię i Nazwisko	Liczba akcji na dzień 31.12.2009 r.	Zmiana liczby posiadanych akcji	Liczba akcji na dzień 30.06.2010 r.	Wartość nominalna akcji w zł
Mieczysław Jakiel	30 101	-	30 101	30 101
Tadeusz Kulczyk	21 316	-	21 316	21 316

Rozdział IV. Otoczenie regulacyjne

1. Koncesje

Według stanu na dzień 30 czerwca 2010 roku PGNiG S.A. posiadała niżej wymienione koncesje, udzielone przez Prezesa URE na podstawie ustawy Prawo energetyczne:

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

W dniu 17 sierpnia 2009 roku PGNiG S.A. złożyła do Prezesa URE wniosek o zmianę zakresu koncesji na magazynowanie paliw gazowych. Zmiana zakresu koncesji obejmuje wyłączenie pojemności czynnych instalacji magazynowych wykorzystywanych na potrzeby działalności produkcyjnej PGNiG S.A. i na potrzeby Operatora Systemu Przesyłowego oraz zmiany w pojemnościach czynnych KPMG Mogilno i PMG Husów, wynikające z technicznych uwarunkowań prowadzenia działalności. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie przed Prezesem URE nie zostało zakończone.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2010 roku Spółka posiadała niżej wymienione koncesje, udzielone na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:

- 89 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu,
- 1 koncesję na rozpoznanie złoża soli kamiennej,
- 218 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 31 maja 2010 roku w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywała Taryfa dla paliw gazowych nr 2/2009 zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 7 maja 2009 roku.

W dniu 12 lutego 2010 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie Taryfy dla paliw gazowych PGNiG S.A.

Prezes URE decyzją z dnia 17 maja 2010 roku zatwierdził Taryfę dla paliw gazowych PGNiG S.A., która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązuje od dnia 1 czerwca 2010 roku, w tym:

- Część A „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 3/2010” została zatwierdzona na okres do dnia 30 listopada 2010 roku,
- Część B „Taryfa w zakresie usług magazynowania paliw gazowych nr 1/2010” została zatwierdzona na okres do dnia 31 maja 2011 roku.

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.

Tabela nr 10. Obszar Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	2010 r.	2009 r.*	zmiana %
W-1	2,4073	2,3528	2,3%
W-2	1,8265	1,7798	2,6%
W-3	1,6838	1,6249	3,6%
W-4	1,5742	1,5206	3,5%
W-5 –W-7B	1,4273	1,3752	3,8%
W-8 – W-10	1,1587	1,1207	3,4%
S-1	1,7686	1,6798	5,3%
S-2	1,3437	1,2450	7,9%
S-3	1,2181	1,1371	7,1%
S-4	1,0583	1,0002	5,8%
S-5 –S-7B	1,0301	0,9612	7,2%
S-8 – S-10	0,8735	0,8241	6,0%
Z-1	1,3897	1,3124	5,9%
Z-2	1,2377	1,1419	8,4%
Z-3	1,0865	1,0100	7,6%
Z-4	0,9715	0,9130	6,4%
Z-5 –Z-7B	1,0055	0,9296	8,2%

Tabela nr 11. Obszar Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	2010 r.	2009 r.*	zmiana %
W-1	2,3981	2,3142	3,6%
W-2	1,9388	1,8665	3,9%
W-3	1,6488	1,5846	4,1%
W-4	1,5693	1,5129	3,7%
W-5 –W-7B	1,4627	1,4080	3,9%
W-8 – W-10	1,1881	1,1441	3,8%

Tabela nr 12. Obszar Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	2010 r.	2009 r.*	zmiana %
W-1	2,3057	2,2241	3,7%
W-2	1,8178	1,7483	4,0%
W-3	1,5886	1,5245	4,2%
W-4	1,5336	1,4697	4,3%
W-5 –W-7B	1,4422	1,3845	4,2%
W-8 – W-10	1,1664	1,1233	3,8%

Tabela nr 13. Obszar Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	2010 r.	2009 r.*	zmiana %
W-1	2,6210	2,5681	2,1%
W-2	1,7665	1,7210	2,6%
W-3	1,5520	1,5085	2,9%
W-4	1,4994	1,4592	2,8%
W-5 –W-7B	1,4115	1,3728	2,8%
W-8 – W-10	1,0942	1,0609	3,1%

Tabela nr 14. Obszar Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	2010 r.	2009 r.*	zmiana %
W-1	2,5192	2,4457	3,0%
W-2	1,8964	1,8459	2,7%
W-3	1,6611	1,6050	3,5%
W-4	1,5875	1,5336	3,5%
W-5 –W-7B	1,4712	1,4252	3,2%
W-8 – W-10	1,1476	1,1194	2,5%

Tabela nr 15. Obszar Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	2010 r.	2009 r.*	zmiana %
W-1	2,5206	2,4259	3,9%
W-2	1,8355	1,7731	3,5%
W-3	1,6749	1,6151	3,7%
W-4	1,5712	1,5159	3,6%
W-5 –W-7B	1,4005	1,3545	3,4%
W-8 – W-10	1,1324	1,0964	3,3%
S-1	1,7620	1,6803	4,9%
S-2	1,3222	1,2637	4,6%
S-3	1,1800	1,1407	3,4%
S-4	1,0799	1,0388	4,0%
S-5 –S-7B	1,0371	1,0192	1,8%
Z-1	1,6440	1,5663	5,0%
Z-2	1,2071	1,1522	4,8%
Z-3	1,0465	1,0067	4,0%
Z-4	0,9740	0,9359	4,1%
Z-5 –Z-7B	0,9385	0,9197	2,1%

Tabela nr 16. Odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Grupa taryfowa	2010 r.	2009 r.*	zmiana %
E-1A – E-4B	1,0410	1,0114	2,9%
Lw-1 – Lw-4	0,8033	0,7549	6,4%
Ls-1 – Ls-4	0,6652	0,6175	7,7%

* średnie ceny na 2009 rok zostały wyliczone w oparciu o strukturę sprzedaży przyjętą do kalkulacji taryfy 3/2010 stosownie do metodologii kalkulacji taryf.

W dniu 2 lipca 2010 roku PGNiG S.A. złożyła do Prezesa URE wnioski o stwierdzenie nieważności decyzji Prezesa URE z dnia 17 maja 2010 roku zatwierdzającej Taryfę dla paliw gazowych PGNiG S.A. (Część A „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 3/2010”) w zakresie okresu jej obowiązywania, z powodu jednostronnego wydłużenia go przez Prezesa URE o dwa miesiące. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie przed Prezesem URE nie zostało zakończone.

W dniu 23 lipca 2010 roku Spółka złożyła do Prezesa URE wnioski o korektę Taryfy dla paliw gazowych (Część A „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 3/2010”) w zakresie cen za paliwo gazowe (z wyjątkiem gazów: propan-butan-powietrze oraz propan-butan-rozprężony). Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie przed Prezesem URE nie zostało zakończone.

3. Zmiany w taryfach Spółek Gazownictwa

Do dnia 31 maja 2010 roku w rozliczeniach z odbiorcami Spółki Gazownictwa obowiązywały Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego, zatwierdzone decyzjami Prezesa URE z dnia 7 maja 2009 roku.

Prezes URE decyzjami z dnia 17 maja 2010 roku zatwierdził Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego dla Spółek Gazownictwa, które w rozliczeniach z odbiorcami obowiązują od 1 czerwca 2010 roku.

4. Ryzyko otoczenia regulacyjnego

Zmiany prawne

W II półroczu 2010 roku należy oczekiwać kolejnych zmian w przepisach prawnych regulujących działalność sektora gazowego, przede wszystkim planowane jest przyjęcie ustawy Prawo gazowe, która ma zastąpić ustawę Prawo energetyczne w zakresie regulacji sektora gazowego. Ustawa Prawo gazowe wdrażać będzie także regulacje zawarte w przyjętym przez Parlament Europejski III Pakiecie Energetycznym, który obejmuje m.in. „Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE”.

W lipcu 2010 roku weszło w życie Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (tzw. rozporządzenie systemowe). W związku z powyższym w najbliższym czasie należy się spodziewać rozpoczęcia prac nad nowelizacją rozporządzenia taryfowego.

Zmiany prawa oraz opóźnienia w nowelizacji aktów prawnych stwarzają ryzyko wynikające przede wszystkim z niepewności, co do zakresu zmian uregulowań prawnych oraz krótszego terminu na dostosowanie się do tych przepisów, co może mieć negatywny wpływ na wyniki finansowe Spółki oraz perspektywy jej rozwoju.

Projekt ustawy o efektywności energetycznej

W 2009 roku prowadzone były prace nad projektem ustawy o efektywności energetycznej, który stanowić ma 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”. Projekt ustawy zawiera zapisy, które preferują sektor elektroenergetyki, co w konsekwencji prowadzić może do wystąpienia zjawiska subsydiowania sektora energii elektrycznej kosztem innych sektorów (miedzy innymi sektora gazowego) i spowodować zaburzenia konkurencyjności cenowej pomiędzy poszczególnymi nośnikami energii. Wejście w życie ustawy doprowadzi również do konieczności zakupu przez PGNiG S.A., jako przedsiębiorstwa obrotu, świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia tzw. opłaty zastępczej. W konsekwencji spowoduje to wzrost kosztów prowadzenia działalności regulowanej, a zatem cen dla odbiorców gazu. Ponadto implementacja zapisów ustawy wpłynie na zahamowanie rozwoju rynku gazu.

Kalkulacja taryf

Zatwierdzany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki poziom cen 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 słabszych odbiorców, przy weryfikacji kosztów prowadzonej działalności, nie uznaje ich części za uzasadnione. Jednocześnie Prezes URE nie zawsze akceptuje przyjmowane przez PGNiG S.A. założenia w zakresie głównych czynników kształtujących zmianę kosztów i zakładanego poziomu zysku uwzględniającego ryzyko prowadzonej działalności. W konsekwencji, wnioskowane przez PGNiG S.A. poziomy cen i stawek opłat określanych w taryfie często spotykają się z brakiem akceptacji ze strony URE. Zaniżanie cen i stawek opłat taryfowych przekłada się na obniżenie rentowności PGNiG S.A.

Zapotrzebowanie na gaz

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

Ceny zakupu gazu z importu

Ceny gazu z importu ustalane są w USD i EUR oraz kształtowane w oparciu o formuły indeksacyjne oparte na cenach produktów ropopochodnych. Zmiany kursów walutowych oraz produktów ropopochodnych znacząco wpływają na wysokość kosztów pozyskania gazu z importu. Znaczące zmiany cen paliw na rynku międzynarodowym wpływają na zmianę cen zakupu gazu z importu. Dokładna prognoza zmian ceny gazu ziemnego 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 tempo tych zmian będzie następowало z pewnym opóźnieniem.

Koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż

Wzrost cen paliw na rynkach światowych w ostatnich latach przełożył się w sposób bezpośredni na wzrost zainteresowania działalnością poszukiwawczą. Istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji na rynku polskim ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż czy realizowania strategii uzyskiwania dostępu do własnych złóż węglowodorów. Po uzyskaniu stosownych koncesji pojawiają się firmy, które będą mogły skutecznie konkurować z PGNiG S.A. Poważną konkurencję stanowić mogą duże firmy z ugruntowaną pozycją na rynkach międzynarodowych, posiadające wielokrotnie większe zasoby finansowe od PGNiG S.A., a tym samym akceptujące wysokie ryzyko działalności poszukiwawczej w Polsce.

Rozdział V. Poszukiwanie i wydobywanie

1. Poszukiwanie

W I półroczu 2010 roku Grupa Kapitałowa PGNiG prowadziła prace w zakresie poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów, w ramach których wykonała m.in. 105.383 m wierceń, 4.232,5 km sejsmiki 2D oraz 1.542,7 km² sejsmiki 3D. Powyższe prace były prowadzone na potrzeby GK PGNiG w obszarze poszukiwania i zagospodarowania złóż oraz usługowo dla podmiotów zewnętrznych w kraju i za granicą.

1.1. Prace poszukiwawcze w Polsce

W I połowie 2010 roku PGNiG S.A. prowadziła prace poszukiwawczo-rozpoznawcze na obszarze Karpat, Przedgórze Karpat oraz na Niżu Polskim i Lubelszczyźnie. W czterech otworach, w tym 3 poszukiwawczych oraz jednym rozpoznawczym uzyskano wyniki złożowe. Dwa odwierty zostały zakwalifikowane jako pozytywne, a dwa jako negatywne. PGNiG S.A. wykonała ogółem 12.590 m wierceń.

W I półroczu 2010 roku PGNiG S.A. zakończyła wiercenie odwiertu Markowola-1. Otwór zlokalizowany jest na koncesji Pionki-Kazimierz na Lubelszczyźnie. W związku z tym, że analiza pomiarów geofizycznych wykazała prawdopodobieństwo występowania niekonwencjonalnego złoża gazu typu tight gas, w lipcu 2010 roku wykonano zabieg hydraulicznego w otworze Markowola-1.

W kraju prace geofizyczne PGNiG S.A. prowadziła na terenie Karpat oraz na Niżu Polskim. W I półroczu 2010 roku wykonano 409,4 km prac sejsmicznych 2D oraz sejsmikę 3D na powierzchni 368,4 km².

Według stanu na dzień 30 czerwca 2010 roku wielkość udokumentowanych zasobów zatwierdzonych przez Ministra Środowiska wyniosła:

- 95,3 mld m³ gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy,
- 20,8 mln ton ropy naftowej.

Wspólne przedsięwzięcia w Polsce

W I półroczu 2010 roku PGNiG S.A. prowadziła współpracę z firmami:

- FX Energy Poland Sp. z o.o. na obszarach: „Płotki”, „Płotki”-„PTZ”, „Poznań”, „Blok 255” oraz „Ostrowiec”,
- Eurogas Polska Sp. z o.o. oraz Energia Bieszczady Sp. z o.o. na obszarze „Bieszczady”
- Orlen Upstream Sp. z o.o. na obszarze „Sieraków”,
- Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. na obszarach: „Budzów”, „Bielsko-Biała”, „Bestwina” oraz „Cieszyn”,
- Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. na obszarach „Mszana Dolna” i „Jordanów”.

Na obszarze „Płotki” prowadzona była eksploatacja złoża Klęka oraz złoża Roszków. W I połowie 2010 roku zakończono eksploatację złoża Klęka i podjęto decyzję o likwidacji odwiertu na złożu wraz z infrastrukturą. Łączne wydobywanie gazu ziemnego ze złoża Klęka wyniosło ok. 76 mln m³. Na obszarze „Płotki”-„PTZ” kontynuowano eksploatację złoża gazu ziemnego Zaniemyśl.

Na obszarze „Poznań” zakończono reprocessing i interpretację zdjęcia 3D Żerków-Pleszew. W lipcu 2010 roku PGNiG S.A. uzyskiwała koncesje na wydobywanie gazu ziemnego ze złóż: Kromolice,

Kromolice S oraz Środa Wielkopolska na obszarze „Poznań”. W II połowie 2010 roku planuje się rozpoczęcie wiercenia otworów Lisewo-1k oraz Pławce-2 (tight gas).

Pomimo zakończenia eksploatacji złoża Wilga („Blok 255”) oraz braku przyływu węglowodorów w otworze Ostrowiec-1, w I połowie 2010 roku prowadzone były analizy materiałów, w celu określenia możliwości prowadzenia dalszych prac poszukiwawczych na tych obszarach.

Na obszarze „Bieszczady” w I półroczu zakończono processing i interpretację zdjęcia sejsmicznego 2D Kostarowce-Zahutyń w rejonie Karpat oraz dokonano lokalizacji otworu Niebieszczany-1. Rozpoczęcie wiercenia otworu planowane jest na II połowę 2010 roku.

Na obszarze „Sieraków” zostały zakończone prace rekonstrukcyjne oraz test złożowy w otworze Sieraków-4. W II połowie 2010 roku planuje się odwiercenie otworu poszukiwawczego Sieraków-3.

W I półroczu 2010 roku rozpoczęto reprocessing około 3.000 km profili 2D na obszarach koncesyjnych w ramach współpracy z firmą Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k.

1.2. Prace poszukiwawcze za granicą

PGNiG Norway AS

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG Norway AS wspólnie z partnerami prowadzi projekt zagospodarowania złóż Skarv, Snadd i Idun. Udziały w złożach wynoszą: PGNiG Norway AS – 12%, British Petroleum – 24% (operator), Statoil – 36% oraz E.ON Ruhrgas – 28%. Projekt jest realizowany zgodnie z harmonogramem, a jego stopień zaawansowania przekroczył 80%. W ramach projektu Skarv w I półroczu 2010 roku odwiercone zostały pierwsze odwierty eksploatacyjne. W II połowie 2010 roku planuje się zakończenie budowy platformy wydobywczej, magazynowania i załadunku (FPSO) oraz przetransportowanie jej do Norwegii. Rozpoczęcie wydobycia przewiduje się w 2011 roku.

W I półroczu 2010 roku na Morzu Norweskim na obszarze koncesji PL 212, w pobliżu złoża Skarv, PGNiG Norway AS wspólnie z partnerami odkryła nowe złożo ropno-gazowe Snadd North. Udział PGNiG Norway AS w złożu wynosi 12%, natomiast pozostałe udziały należą do British Petroleum – 24%, Statoil – 36% oraz E.ON Ruhrgas – 28%. Zasoby wydobywalne złoża Snadd North wstępnie szacowane są na poziomie od 9 do 16 mld m³ gazu ziemnego. Rozpoczęcie zagospodarowania złoża Snadd North planowane jest w 2011 roku.

Ponadto w I półroczu 2010 roku na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG Norway AS:

- objęła 15% udziałów w koncesji PL 558 w wyniku rozstrzygnięcia rundy koncesyjnej; operatorem na tej koncesji jest firma E.ON Ruhrgas,
- kupiła od firmy Statoil Petroleum AS 10% udziałów w koncesji PL 326, na obszarze której potwierdzono występowanie złoża gazu ziemnego Gro; pozostałe udziały należą do firm: Shell – 50%, Statoil – 30%, Gaz de France SUEZ – 10%.

POGC-Libya B.V.

Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. prowadziła prace poszukiwawcze na koncesji numer 113 zlokalizowanej w basenie naftowym Murzuq w Libii. W I połowie 2010 zakończono realizację I i II fazy prac sejsmicznych 2D, w ramach których wykonano w sumie 3.027 km sejsmiki 2D. Ponadto kontynuowano processing danych sejsmicznych, oraz rozpoczęto interpretację danych geofizycznych. W II połowie 2010 roku będą kontynuowane prace przetwarzania i interpretacji danych.

Pakistan

PGNiG S.A. kontynuowała prace poszukiwawcze w Pakistanie na koncesji Kirthar wspólnie z firmą Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów: PGNiG S.A. – 70%, PPL – 30%. W I półroczu 2010 roku zakończono testy mające na celu określenie wydajności otworu poszukiwawczego Rehman-1 oraz rozpoczęto akwizycję danych sejsmicznych 3D. W II połowie 2010 roku planuje się zakończenie połowych prac sejsmicznych 3D i rozpoczęcie rekonstrukcji otworu Hallel-1.

Dania

W Danii PGNiG S.A. realizowała działalność poszukiwawczą na terenie koncesji 1/05. Udziały w koncesji wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 80%, Nordsofonden – 20%. W I połowie 2010 roku zakończono akwizycję oraz processing danych sejsmicznych 3D i 2D. Ponadto rozpoczęto zaawansowane przetwarzanie danych sejsmicznych, których zakończenie planowane jest w II połowie 2010 roku. Na podstawie wyników powyższych prac zostanie podjęta decyzja o ewentualnym wierceniu otworu poszukiwawczego.

Egipt

W Egipcie PGNiG S.A. prowadziła prace poszukiwawcze na koncesji Bahariya (Blok nr 3). Spółka posiada 100% udziałów w koncesji. W I półroczu 2010 roku rozpoczęto reprocessing 2.000 km sejsmiki 2D, który został zakończony w lipcu 2010 roku. W II połowie 2010 roku planowane jest wykonanie prac grawimetrycznych.

1.3. Usługi w zakresie poszukiwania złóż

W I półroczu 2010 roku spółki segmentu poszukiwanie i wydobywanie prowadziły wiercenia otworów: poszukiwawczo-badawczych, eksploatacyjnych oraz na potrzeby podziemnych magazynów gazu. Na rynku krajowym wiercenia wykonywane były głównie dla PGNiG S.A. Dla podmiotów spoza GK PGNiG spółki realizowały wiercenia na obszarze koncesyjnych złóż miedzi dla KGHM Polska Miedź S.A. oraz wiercenia otworu geologiczno-poszukiwawczego dla RWE Dea AG S.A. i otworu geotermalnego dla PWiK Gołdap Sp. z o.o. Ponadto spółki prowadziły wiercenia otworów w zakresie poszukiwania niekonwencjonalnych złóż gazu dla Geometric Drilling Ltd (poszukiwania metanu z pokładów węgla), Lane Energy Poland Sp. z o.o. (shale gas) oraz Energia Zachód Sp. z o.o. (tight gas). Za granicą wiercenia prowadzone były głównie w Libii, Kazachstanie, Pakistanie, Ugandzie, Egipcie i na Słowacji.

Spółki świadczyły usługi specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego m.in. zabiegi intensyfikacji wydobywania, usługi płuczkowe, cementacyjne oraz wykonywały remonty, rekonstrukcje, likwidacje i modernizacje odwiertów. W kraju głównym odbiorcą usług serwisowych była GK PGNiG. Dla inwestorów spoza GK PGNiG świadczone m.in. usługi serwisu cementacyjnego dla Geotermia Mazowiecka S.A., Warbud S.A. i LOTOS Petrobaltic S.A. oraz serwisu rekonstrukcyjno-wiertnicznego dla FX Energy Poland Sp. z o.o. Spółki wykonywały również szereg usług w zakresie specjalistycznych serwisów na Litwie i Ukrainie oraz prowadziły rekonstrukcje odwiertów w Czechach i Rosji.

W I półroczu 2010 roku spółki segmentu poszukiwanie i wydobywanie świadczyły usługi geofizyczne z zakresu prac sejsmiki polowej, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych oraz projektowania i akwizycji danych sejsmicznych. Na rynku krajowym spółki prowadziły akwizycję danych sejsmicznych 2D i 3D dla RWE Dea AG S.A., Orlen Upstream Sp. z o.o., Aurelian Oil and Gas PLC oraz Lane Energy Poland Sp. z o.o. Na rynkach zagranicznych prowadzono prace akwizycji danych sejsmicznych 2D i 3D dla kontrahentów w Libii, Pakistanie, Indiach i Tajlandii. Dla GK PGNiG spółki świadczyły pełną gamę usług geofizycznych.

2. Wydobywanie

Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG S.A.: Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku. Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 21 kopalniach (13 gazowych oraz 8 ropno-gazowych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową w 46 kopalniach (26 gazowych oraz 20 ropno-gazowych i ropnych).

W I półroczu 2010 roku PGNiG S.A. wydobyla 2,1 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) oraz 226,8 tys. ton ropy naftowej. Wielkość wydobycia PGNiG S.A. w I półroczu 2010 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Tabela nr 17. Wielkość wydobycia

		Jednostka	I półrocze 2010 r.
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³ *	2 103,9
a	wysokometanowy, w tym	mln m ³	797,4
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³	0
	- Oddział w Sanoku	mln m ³	797,4
b	zaazotowany, w tym	mln m ³ *	1 306,5
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³ *	1 265,4
	- Oddział w Sanoku	mln m ³ *	41,1
2	Ropa naftowa	tys. ton	226,8
	- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	203,2
	- Oddział w Sanoku	tys. ton	23,6

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

W I półroczu 2010 roku na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku podłączono do eksploatacji cztery nowe odwierty: Pantalowice 6k, Pantalowice 5k, Zalesie 15k oraz Przemysł 280k. Łączny przyrost zdolności wydobywczych na tych odwiertach wynosi około 11,7 tys. m³/h.

W I półroczu 2010 roku PGNiG S.A. prowadziła szereg prac w celu utrzymania poziomu wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej z eksploatowanych złóż, m.in. zakończono wiercenie odwiertu eksploatacyjnego Buszewo 6k. Dla ograniczenia naturalnego spadku wydobycia przeprowadzono remonty 16 odwiertów, których stan techniczny nie pozwalał na dalszą eksploatację. Ponadto wykonano zabiegi intensyfikacyjne m.in. szczelinowanie odwiertów, kwasowanie, obróbkę odwiertów, których celem było utrzymanie bądź poprawa zdolności wydobywczych odwiertów eksploatacyjnych oraz poprawa chłonności w odwiertach do zatłaczania wód złożowych. W celu podniesienia ciśnienia gazu oddawanego do sieci przesyłowej zainstalowano dwie sprężarki na złożu Jodłówka.

W wyniku przeróbki ropy naftowej uzyskiwane są produkty handlowe tj. kondensat ropny, siarka oraz mieszanina propan-butan. Natomiast część gazu zaazotowanego, pochodzącego z kopalni Oddziału w Zielonej Górze, jest przetwarzana na gaz wysokometanowy w Oddziale w Odolanowie. W procesie kriogenicznego odazotowania gazu uzyskuje się również hel i LNG. W odazotowni w Grodzisku Wielkopolskim, która zajmuje się przetwarzaniem gazu zaazotowanego na gaz wysokometanowy i LNG, trwają próby technologiczne.

Poniższa tabela przedstawia pozataryfową sprzedaż gazu ziemnego (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 %.

Tabela nr 18. Sprzedaż podstawowych produktów

		Jednostka	I półrocze 2010 r.
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	348,7
	- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	26,5
	- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	322,2
2	Ropa naftowa	tys. ton	231,0
3	Kondensat	tys. ton	1,1
4	Hel	mln m ³	1,6
5	Mieszanina propan-butan	tys. ton	9,7
6	Azot	tys. kg	565,8
7	Siarka	tys. ton	11,9

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

W I półroczu 2010 roku PGNiG S.A. sprzedała poza granice kraju 41% wolumenu ropy naftowej oraz 83% helu. Sprzedaż zagraniczna ropy naftowej prowadzona była poprzez ropociąg „Przyjaźń” do rafinerii niemieckich, natomiast większość wolumenu helu sprzedano w formie ciekłej zagranicznemu odbiorcy hurtowemu, który dokonuje jego dystrybucji w krajach europejskich.

Podziemne magazyny gazu

W I półroczu 2010 roku PGNiG S.A. kontynuowała rozbudowę magazynu gazu wysokometanowego PMG Strachocina oraz budowę nowego magazynu gazu zaazotowanego (Lw) PMG Bonikowo. Pojemności czynne magazynów na dzień 30 czerwca 2010 roku wykorzystywane na potrzeby wydobycia przedstawia poniższa tabela.

Tabela nr 19. Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobycie w mln m³

Gaz wysokometanowy	I półrocze 2010 r.
Brzeźnica (E)	65,0
Strachocina (E)	150,0
Swarzów (E)	90,0
Gaz zaazotowany	
Daszewo (Ls)	30,0

3. Inwestycje w segmencie poszukiwanie i wydobycie

W I półroczu 2010 roku w segmencie poszukiwanie i wydobycie PGNiG S.A. poniosła nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne w wysokości 853,4 mln zł. Najważniejsze przedsięwzięcia zostały opisane poniżej.

Poszukiwanie złóż

Inwestycje w obszarze poszukiwania złóż wyniosły 108,3 mln zł, z czego 95,5 mln zł stanowiły nakłady na odwierty, których realizacja nie została zakończona, dwa odwierty pozytywne oraz na prace zagraniczne. Pozostałe nakłady zostały poniesione na odwierty negatywne, które zostały odniesione w koszty w bieżącym okresie sprawozdawczym.

Projekt Skarv

Projekt obejmuje zagospodarowanie złóż Skarv, Snadd i Idun na Norweskim Szelfie Kontynentalnym przy wykorzystaniu pływającej platformy wydobywczej, magazynowania i załadunku (FPSO). W ramach projektu zostanie wykonanych 16 odwiertów. W I półroczu 2010 roku odwiercone zostały pierwsze odwierty eksploatacyjne. Nakłady poniesione w I połowie 2010 roku wyniosły 308,8 mln zł. Rozpoczęcie wydobywania przewiduje się w 2011 roku.

Projekt Lubiatów-Międzychód-Grotów

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

W I połowie 2010 roku kontynuowano prace przygotowawcze pod budowę Ośrodka Centralnego oraz prowadzono prace projektowe pod budowę gazociągu do Odazotowni Grodzisk w ramach zadania inwestycyjnego „Projekt LMG-Ośrodek Centralny, strefy przyodwiertowe i inne”. Nakłady poniesione w I połowie 2010 roku wyniosły 118,8 mln. zł. Łączna szacowana wartość projektu wynosi około 1,6 mld zł.

Projekt Grodzisk

Celem tego projektu jest umożliwienie sprzedaży gazu ze złóż zaazotowanych po uprzednim przetworzeniu (kriogeniczne odazotowanie gazu zaazotowanego) do parametrów gazu wysokometanowego. Budowa odazotowni w Grodzisku Wielkopolskim ma na celu zwiększenie wydobywania gazu zaazotowanego z istniejących kopalni i ze złóż planowanych do zagospodarowania.

W I połowie 2010 roku prowadzono prace budowlane na KGZ Paproć-Cicha Góra oraz prace związane z zagospodarowaniem złóż Wielichowo i Ruchoćce z podłączeniem odwiertów Elźbieciny, Jabłonna i Łęki. Wydajność docelowa odazotowni będzie wynosić około 35 tys. m³/h. W I półroczu 2010 roku poniesiono nakłady w wysokości 59,6 mln zł. Zakończenie projektu Grodzisk planowane jest w 2011 roku. Całkowita szacowana wartość projektu wynosi około 463 mln zł.

Gazociąg do KGHM

Projekt zakłada budowę gazociągu wysokiego ciśnienia oraz kabla światłowodowego wraz z infrastrukturą na trasie KGZ Kościan-KGHM Polkowice/Żukowice w celu bezpośredniej sprzedaży gazu ziemnego do KGHM Polkowice/Żukowice. W I połowie 2010 roku kontynuowano budowę gazociągu. Nakłady poniesione w I półroczu 2010 roku wyniosły 6,1 mln zł. Szacowane całkowite nakłady na projekt wynoszą około 220 mln zł.

Pozostałe inwestycje w obszarze wydobywania

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

- modernizacja i rozbudowa istniejących kopalni gazu ziemnego,
- zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Góra Ropczycka,
- zagospodarowanie odwiertów Sarzyna i Zalesie,
- modernizacja instalacji: produkcyjnej KRIO, skraplania helu i LNG odazotowni w Odolanowie,
- zakup gotowych dóbr inwestycyjnych oraz zaplecza i infrastruktury.

-

Podziemne magazyny gazu

W I półroczu 2010 roku PGNiG S.A. zakończyła wiercenia kolejnych dwóch odwiertów kierunkowych na PMG Strachocina. Ponadto kontynuowano rozbudowę części napowierzchniowej magazynu gazu wysokometanowego PMG Strachocina oraz budowę nowego magazynu gazu zaazotowanego (Lw) PMG Bonikowo. Nakłady poniesione w I połowie 2010 roku wyniosły 94,6 mln zł.

4. Planowane działania

Poszukiwanie złóż

W 2010 roku GK PGNiG planuje prace poszukiwawcze w zakresie badań geofizycznych i wiertniczych na terenie Karpat, Przedgórze Karpat oraz w okolicach Gdańska i Poznania. W II połowie 2010 zostaną wykonane wiercenia otworów poszukiwawczych: Tymowa-1, Piaski-3, Pławce-2 (złoża typu tight gas) oraz Lubocino-1 (złoża typu shale gas). GK PGNiG będzie kontynuować działania zmierzające do pozyskania nowych obszarów poszukiwawczych i koncesyjnych w krajach Afryki Północnej oraz w Iraku oraz prace poszukiwawcze na obszarach koncesyjnych w Danii, Libii, Egipcie, Norwegii i Pakistanie.

Usługi w zakresie poszukiwania złóż

W II połowie 2010 roku GK PGNiG będzie kontynuować wiercenia w Ugandzie, Czechach i na Ukrainie oraz w kraju m.in. dla KGHM Polska Miedź S.A., Lane Energy Poland Sp. z o.o. i Energia Zachód Sp. z o.o. Rekonstrukcje, likwidacje oraz usługi specjalistycznych serwisów będą prowadzone w Czechach, Rosji i na Ukrainie. Natomiast usługi geofizyczne będą realizowane m.in. dla firmy Lane Energy Poland Sp. z o.o. oraz dla odbiorców w Indiach.

Wydobycie gazu ziemnego

W 2010 roku planuje się wydobycie na poziomie 4,3 mld m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o ciepłe spalania 39,5 MJ/m³. Utrzymanie poziomu wydobycia związane jest z włączeniem do eksploatacji złóż Wielichowo i Ruchocice, z których wydobyty gaz będzie stanowił wsad do odazotowni w Grodzisku Wielkopolskim. Ponadto w II połowie 2010 roku będą oddane do eksploatacji złoża: Jasionka II etap, Kupno, Morawsko i Palikówka. W celu zwiększenia wydobycia do poziomu około 4,5 mld m³ PGNiG S.A. planuje w najbliższych latach zagospodarować i włączyć do eksploatacji kolejne udokumentowane złoża gazu ziemnego m.in. Międzychód, Jabłonna, Elżbieciny (złoża gazu zaazotowanego w zachodniej Polsce) oraz Rudka II etap (złoża gazu wysokometanowego na Podkarpaciu).

Wydobycie ropy naftowej

W I półroczu 2010 roku kontynuowano były prace przy realizacji zadania inwestycyjnego „Projekt LMG-Ośrodek Centralny, strefy przyodwiertowe i inne”. Zagospodarowanie złoża Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG) jest projektem mającym na celu zwiększenie wydobycia ropy naftowej przez PGNiG S.A. W roku 2010 planuje się wydobycie ponad 500 tys. ton ropy naftowej. Znaczący przyrost wydobycia ropy naftowej nastąpi w 2013 roku po zagospodarowaniu i włączeniu do

eksploatacji złóż LMG oraz po zagospodarowaniu pięciu odwiertów eksploatacyjnych na złożu Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB) i osiągnięciu roczny poziom ok. 0,9 mln ton. W II połowie 2010 roku planuje się podłączenie dwóch z pięciu odwiertów na złożu BMB.

Podziemne magazyny gazu

W 2010 roku PGNiG S.A. planuje zakończyć budowę podziemnego magazynu gazu PMG Bonikowo o pojemności czynnej 200 mln m³. Na PMG Strachocina będą kontynuowane prace rozbudowy części napowierzchniowej oraz planowane jest odwiercenie jeszcze jednego odwiertu. Zakończenie rozbudowy PMG Strachocina do pojemności czynnej 330 mln m³ planowane jest w 2011 roku.

5. Ryzyko 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 wydobywania z obecnych złóż, udokumentowane zasoby wydobywalne w złożach GK PGNiG będą zmniejszać się wraz z ich postępującą eksploatacją.

Wielkości zasobów i prognoz wydobywania są obarczone błędami wynikającymi z niedoskonałości sprzętu oraz technologii, które wpływają na jakość uzyskiwanych informacji geologiczno-złożowych. Niezależnie od stosowanych metod dane w zakresie 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 w stosunku do dokonanych szacunków. Powyższe ryzyko ma szczególne znaczenie z tego względu, że cykl od rozpoczęcia poszukiwań do udostępnienia złoża do eksploatacji zamyka się w okresie 6-8 lat, a cykl produkcji węglowodorów wynosi 10-40 lat. Określone w trakcie dokumentowania parametry złóż są weryfikowane podczas eksploatacji. Każda ujemna korekta wielkości zasobów czy wielkości wydobywania może prowadzić do zmniejszenia przychodów, a przez to wpłynąć negatywnie na wyniki ekonomiczne GK PGNiG.

Poszukiwanie złóż gazu niekonwencjonalnego

Ryzykiem związanym z poszukiwaniami złóż gazu niekonwencjonalnego 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 wydobywania gazu oraz wysokich nakładów inwestycyjnych na wiercenia otworów i budowę kopalni. Ponadto istotnym czynnikiem jest utrudniony dostęp do obszarów występowania złóż gazu niekonwencjonalnego, ze względu na przepisy prawa w zakresie ochrony środowiska oraz możliwości uzyskania zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

Konkurencja

W kraju i za granicą istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż, czyli realizowania strategii uzyskiwania dostępu do własnych zasobów węglowodorów. Niektórzy konkurenci GK PGNiG, zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową oraz większe niż GK PGNiG zasoby finansowe.

W rezultacie istnieje prawdopodobieństwo, że firmy te przystąpią do przetargów i będą w stanie nabyć koncesje o dobrych perspektywach poszukiwawczych. Konkurenci mogą również definiować, wyceniać, oferować i kupować większą liczbę pól, włączając w to operatorstwo i koncesje, aniżeli pozwalają na to zasoby finansowe i ludzkie GK PGNiG. Przewaga ta jest szczególnie istotna na arenie międzynarodowej.

Opóźnienia prac

Uzyskanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, w myśl aktualnych 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 przestrzegania przepisów w zakresie przeprowadzania przetargów na wykonawcę prac. W myśl obowiązujących przepisów do momentu podpisania umowy z wykonawcą prac upływa kolejnych kilka miesięcy. Często są również przypadki bardzo długiego oczekiwania na odprawy celne importowanego sprzętu. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych.

Sprawy formalno-prawne niezależne od PGNiG S.A. są związane między innymi z:

- brakiem 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,
- zmianami aktualnej koncepcji programowo-przestrzennej,
- 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 będzie miała sytuacja w zakresie kształtowania się cen produktów ropopochodnych oraz wahania kursów walutowych.

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 realizacji przedsięwzięcia mogącego mieć oddziaływanie 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 GK PGNiG prowadzi działalność, występują trudności w naborze wysoko wykwalifikowanej kadry.

Nieprzewidziane zdarzenia

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

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

W rejonach działalności GK PGNiG 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 niepokoїв społecznych spowodowane złą sytuacją socjalną i demograficzną ludności zamieszkującej te państwa. W przypadku wystąpienia tych czynników ryzyka działalność GK PGNiG 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.

W związku z trwającym światowym kryzysem gospodarczym istnieje duża niepewność, co do zachowań inwestorów w sektorze poszukiwania złóż w najbliższych latach. Utrzymywanie się ceny baryłki ropy naftowej na stosunkowo niskim poziomie spowodowało spadek zapotrzebowania na nowe poszukiwania oraz wstrzymanie planowanych przetargów. Spółki świadczące usługi zagranicą są narażone na utratę niektórych rynków i ograniczenia prac poza granicami kraju. Ponadto wahania kursów walut mają wpływ na wynik finansowy spółek, ponieważ znaczna część przychodów uzyskiwana jest w walutach obcych.

Rozdział VI. Obrót i magazynowanie

1. Zakupy

W I półroczu 2010 roku GK PGNiG dokonywała zakupów gazu ziemnego z importu oraz w niewielkim stopniu od dostawców krajowych. PGNiG S.A. importowała gaz głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport” oraz umów średnioterminowych na dostawy gazu z VNG-Verbundnetz Gas AG:

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

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

Tabela nr 20. Struktura zakupów gazu ziemnego (w mln m³)

	I półrocze 2010 r.	%
Import w tym:	5 498,3	99,1%
- OOO "Gazprom eksport"	4 977,9	90,6%
- VNG AG	447,0	8,1%
- Pozostali dostawcy zagraniczni	73,4	1,3%
Dostawcy krajowi	51,3	0,9%
Razem	5 549,6	100,0%

Nowe umowy

W dniu 27 stycznia 2010 roku podpisane zostało trójstronne Porozumienie pomiędzy PGNiG S.A., a OOO „Gazprom eksport” i SGT „EUROPOL GAZ” S.A. Porozumienie zakłada przedłużenie istniejącego kontraktu na dostawę gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej do Rzeczypospolitej Polskiej do 31 grudnia 2037 roku, z możliwością przedłużenia do 31 grudnia 2045 roku oraz zwiększenie dostaw gazu w ramach tego kontraktu. Ponadto porozumienie przewiduje przedłużenie kontraktu na przesył gazu przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej gazociągiem należącym do SGT „EUROPOL GAZ” S.A. na dotychczasowych warunkach. Obecnie PGNiG S.A. oczekuje na podpisanie porozumienia międzyrządowego pomiędzy rządem Rzeczypospolitej Polskiej a rządem Federacji Rosyjskiej. Po podpisaniu dokumentów rządowych, PGNiG S.A. i OOO „Gazprom eksport” podpiszą aneks, wprowadzający zmiany do kontraktu jamalskiego.

W dniu 18 marca 2010 roku zawarta została umowa na zakup usługi regazyfikacji pomiędzy PGNiG S.A. a Polskim LNG S.A. z siedzibą w Świnoujściu. Przedmiotem umowy jest świadczenie przez Polskie LNG S.A. na rzecz PGNiG S.A. usługi regazyfikacji LNG w terminalu LNG w Świnoujściu przez okres 20 lat, od dnia 1 lipca 2014 roku. W celu należytego wykonania umowy Polskie LNG S.A. zobowiązała się do wybudowania terminalu i zapewnienia jego pełnej funkcjonalności operacyjnej od dnia 1 lipca 2014 roku. Podpisanie umowy regazyfikacji pozwoli PGNiG S.A. na realizację warunków zakupowych wynikających z umowy kupna-sprzedaży LNG zawartej w czerwcu 2009 roku pomiędzy PGNiG S.A. a Qatargas Operating Company Ltd.

2. Sprzedaż

Zgodnie z wymogami ustawy Prawo energetyczne w I półroczu 2010 roku PGNiG S.A. kontynuowała proces wymiany umów handlowych na umowy kompleksowe.

W I półroczu 2010 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kompleksowe na dostawy paliwa gazowego, zarówno z systemu przesyłowego, jak i dystrybucyjnego z 29,3 tys. nowych odbiorców.

16 czerwca 2010 roku została podpisana znacząca umowa kompleksowa na dostawę paliwa gazowego pomiędzy PGNiG S.A. a Grupą LOTOS S.A. Przedmiotem umowy jest dostawa gazu ziemnego od dnia 16 grudnia 2011 roku. Roczne dostawy gazu ziemnego wyniosą w 2012 roku 403 mln m³, a docelowo 447 mln m³ gazu rocznie. Szacunkowa wartość umowy w okresie 5 lat wynosi około 2,2 mld zł.

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz zaazotowany. W I półroczu 2010 roku sprzedaż gazu ziemnego w porównaniu do I półrocza roku ubiegłego wzrosła o około 7%, tj. 485,6 mln m³. Wzrost wolumenu sprzedaży spowodowany został głównie niskimi temperaturami w okresie zimy, co wpłynęło na zwiększenie zapotrzebowania na paliwo gazowe przez odbiorców domowych. Zwiększenie zapotrzebowania na gaz ziemny nastąpiło także wśród odbiorców przemysłowych, głównie w branżach, w których nastąpiła poprawa koniunktury tj. przemyśle energetycznym (elektrowniach i elektrociepłowniach), rafineryjnym i petrochemicznym. GK PGNiG prowadziła sprzedaż gazu głównie na rynku krajowym. Struktura sprzedaży segmentu obrót i magazynowanie GK PGNiG w I półroczu 2010 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Tabela nr 21. Struktura sprzedaży podstawowych produktów

		Jednostka	I półrocze 2010 r.
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	7 152,4
	- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	6 872,6
	- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	279,8
2	Propan-butan	tys. t.	1,0

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu był przemysł chemiczny, hutnictwo i energetyka oraz odbiorcy domowi. Najliczniejszą grupą odbiorców gazu ziemnego (ok. 6,4 mln) byli odbiorcy domowi, którzy stanowili 97% klientów PGNiG S.A. Udział powyższej grupy odbiorców w wolumenie sprzedaży wyniósł 32%. Największy udział w wolumenie sprzedaży gazu ziemnego mieli odbiorcy przemysłowi (54%). W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy w podziale na grupy odbiorców.

Tabela nr 22. Sprzedaż gazu ziemnego systemowego (mln m³)

	I półrocze 2010 r.	%
Odbiorcy przemysłowi	3 860,5	54,0%
Handel, usługi	925,2	12,9%
Odbiorcy domowi	2 256,4	31,5%
Odbiorcy hurtowi	85,3	1,2%
Eksport	25,0	0,4%
Razem	7 152,4	100,0%

W I półroczu 2010 roku PGNiG S.A. wspólnie z Mazowiecką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. kontynuowała proces inwestycyjny przestawiania odbiorców gazu propan-butan-powietrze na gaz wysokometanowy (E), wytworzony na bazie LNG w miejscowości Pisz w województwie warmińsko-mazurskim. Zakończenie procesu inwestycyjnego planowane jest w II półroczu 2010 roku.

30 lipca 2010 roku PGNiG S.A. zawarła z KGHM Polska Miedź S.A. umowę kompleksową sprzedaży paliwa gazowego. Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego grupy Lw na cele energetyczne do punktów zdawczo-odbiorczych w Głogowie i Polkowicach w ilości docelowej 266 mln m³ rocznie. Paliwo gazowe będzie dostarczane za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Umowa obowiązuje od dnia jej podpisania do dnia 30 czerwca 2033 roku, z możliwością uzgodnienia terminu rozpoczęcia dostaw między 1 lipca 2012 roku, a 31 grudnia 2012 roku. Szacunkowa wartość umowy wynosi około 4,0 mld zł.

3 sierpnia 2010 roku PGNiG S.A. zawarła porozumienia rozwiązujące umowy sprzedaży gazu ziemnego zawarte 1 grudnia 2003 roku ze spółką Energetyka Sp. z o.o. (spółką zależną od KGHM Polska Miedź S.A.) na dostawę gazu na cele energetyczne. Przyczyną rozwiązania umów był brak możliwości realizacji dostaw gazu ziemnego na zasadach określonych w umowach oraz sfinalizowanie treści nowej umowy na dostawy gazu ziemnego dla KGHM Polska Miedź S.A.

3. Magazynowanie

Od dnia 1 stycznia 2009 roku PGNiG S.A. pełni funkcję Operatora Systemu Magazynowania (OSM). Szczegółowe zasady dostępu do usług magazynowania paliw gazowych (pojemność czynna, moc zatłaczania i moc odbioru) oraz handlu usługami magazynowymi zostały opracowane w formie „Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowych”, który wszedł w życie w dniu 1 lipca 2009 roku. W dniu 17 maja 2010 roku, po przeprowadzonych konsultacjach społecznych, wszedł w życie znowelizowany „Regulamin Świadczenia Usług Magazynowych”.

Zgodnie z przyjętym regulaminem PGNiG S.A. udostępniła w 2009 roku łącznie 627 mln m³ pojemności czynnych instalacji magazynowych w ramach usług pakietowych na warunkach ciągłych i przerywanych. 1 lipca 2010 roku na zasadach umowy krótkoterminowej, PGNiG S.A. przekazała na potrzeby TPA dodatkowe 8 mln m³ pojemności czynnej w ramach usługi pakietowej na warunkach ciągłych.

W I półroczu 2010 roku PGNiG S.A. kontynuowała rozbudowę pojemności czynnych istniejących magazynów gazu wysokometanowego PMG Wierzchowice oraz KPMG Mogilno, gdzie prowadziła prace związane z budową czterech kawern. Ponadto Spółka prowadziła prace związane z budową nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo, w ramach których kontynuowała budowę instalacji ługowniczej wraz z rurociągiem do zrzutu solanki oraz wiercenia dla potrzeb magazynu. Pojemności czynne magazynów przedstawia poniższa tabela.

Tabela nr 23. Pojemności czynne magazynów segmentu obrót i magazynowanie w mln m³

	I półrocze 2010 r.
Husów	350,0
Mogilno	377,9
Wierzchowice	575,0

4. Inwestycje w segmencie obrót i magazynowanie

W I półroczu 2010 roku zostały poniesione nakłady w wysokości 215 mln zł na prace związane z budową części napowierzchniowej PMG Wierzchowice i rozbudową pojemności czynnej magazynu gazu wysokometanowego KPMG Mogilno oraz wiercenia na potrzeby nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo. W sumie w segmencie obrót i magazynowanie zostały poniesione nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne w wysokości 233,2 mln zł.

5. Planowane działania

Zakup gazu ziemnego

W II półroczu 2010 roku PGNiG S.A. nie przewiduje istotnych zmian w strukturze kierunków dostaw gazu ziemnego w stosunku do poprzednich okresów. Od 2009 roku PGNiG S.A. prowadzi negocjacje z OOO „Gazprom eksport” w zakresie zapisów istniejącego kontraktu na dostawę gazu ziemnego. Zawarcie aneksu do kontraktu uzależnione jest od podpisania porozumienia międzyrządowego pomiędzy rządem Rzeczypospolitej Polskiej i rządem Federacji Rosyjskiej, które do dnia sporządzenia sprawozdania nie zostało podpisane. Zmiana warunków kontraktu pozwoli na stabilizację dostaw importowych gazu do Polski. Spółka podjęła również działania mające na celu dywersyfikację dostaw gazu w celu większego zróżnicowania portfela dostawców.

Podziemne magazyny gazu

W II półroczu 2010 roku PGNiG S.A. będzie kontynuowała rozbudowę PMG Wierzchowice oraz KPMG Mogilno. Docelowo KPMG Mogilno zostanie rozbudowany do pojemności czynnej 800 mln m³. Zakończenie pierwszego etapu rozbudowy PMG Wierzchowice z obecnej pojemności czynnej 575 mln m³ do 1.200 mln m³ planowane jest na koniec 2011 roku. Ponadto Spółka kontynuować będzie budowę nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo, który docelowo składać się będzie z 10 podziemnych kawern o łącznej pojemności czynnej 250 mln m³.

6. Ryzyko obrotu i magazynowania

Dostawy gazu

W czerwcu 2010 roku ponownie miały miejsce zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego. Z uwagi na politykę głównego dostawcy oraz sytuację polityczną i gospodarczą w krajach tranzytowych, zakłócenia w dostawach gazu mogą mieć miejsce w przyszłości. Ponadto istnieje ryzyko braku możliwości pokrycia zapotrzebowania na paliwo gazowe, o ile w terminie do połowy października br. nie dojdzie do podpisania porozumienia międzyrządowego przez rządy Rzeczypospolitej Polskiej i Federacji Rosyjskiej. W przypadku niepodpisania powyższego porozumienia należy spodziewać się, że OGP GAZ-SYSTEM S.A. wprowadzi ograniczenia

w poborze gazu zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 19 września 2007 roku w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Wprowadzone przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. ograniczenia mogą okazać się niewystarczające dla zbilansowania obniżonego popytu w stosunku do podaży gazu.

Konkurencja

W chwili obecnej PGNiG S.A. jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Udział PGNiG S.A. w rynku gazu szacowany jest na około 98%, pozostałe 2% posiadają dostawcy spoza GK PGNiG, którzy w znaczącym stopniu dokonują zakupu gazu od PGNiG S.A. Działalność podmiotów spoza GK PGNiG zajmujących się obrotem gazu ukierunkowana jest głównie na obszary niezgazyfikowane. Wśród tych przedsiębiorstw są lokalni dystrybutorzy gazu, którzy posiadają własną infrastrukturę przesyłową i oferują (poza tradycyjnymi dostawami sieciowymi) nowoczesne rozwiązania w zakresie dostaw gazu ziemnego z wykorzystaniem skroplonego gazu LNG. Wzmoczona działalność podmiotów konkurencyjnych zmierzająca do pozyskania obecnych, jak i potencjalnych klientów PGNiG S.A., może stwarzać w przyszłości realne zagrożenie ich utraty na rzecz tych firm.

Wzrost należności

W związku z kryzysem gospodarczym, którego efektem było pogorszenie się koniunktury na rynkach zbytu produktów klientów PGNiG S.A., a tym samym pogorszeniem się sytuacji finansowej odbiorców gazu, głównie w branży chemicznej, mogą nadal występować trudności z bieżącym regulowaniem płatności za dostarczone paliwo gazowe.

Magazynowanie

Implementacja „Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE” do prawa krajowego, może w znaczny sposób ograniczyć wpływ PGNiG S.A. na rynek usług magazynowania gazu.

Kolejnym ryzykiem jest możliwość wystąpienia deficytu środków na finansowanie zaplanowanych prac inwestycyjnych. W przypadku braku dofinansowania przez Unię Europejską prac inwestycyjnych na KPMG Mogilno, KPMG Kosakowo, PMG Strachocina i PMG Wierzchowice, PGNiG S.A. będzie musiała pozyskać dodatkowe środki na inwestycje.

Rozdział VII. Dystrybucja

1. Działalność Spółek Gazownictwa

W I półroczu 2010 roku Spółki Gazownictwa zajmowały się przede wszystkim przesyłaniem siecią dystrybucyjną gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu propan-butan i koksowniczego. Na podstawie decyzji Prezesa URE Spółki Gazownictwa od połowy 2007 roku posiadają status Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.

Spółki Gazownictwa prowadziły również prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej oraz dokonywały przyłączeń nowych klientów, zarówno do istniejącej sieci, jak i rozbudowywanej. Spółki kontynuowały wymianę najbardziej awaryjnych odcinków gazociągów żeliwnych oraz modernizowały gazociągi o długim okresie użytkowania, których dalsza eksploatacja zagrażała bezpieczeństwu i powodowała duże straty gazu.

Największymi inwestycjami w zakresie rozbudowy infrastruktury gazowej, realizowanymi przez Spółki Gazownictwa w I półroczu 2010 roku były:

- kontynuacja prac projektowych gazyfikacji miast Herby i Blachownia; projekt wieloletni obejmuje budowę gazociągów wysokiego ciśnienia (w/c) i średniego ciśnienia (s/c) oraz dwie stacje redukcyjno-pomiarowe; realizacja inwestycji rozłożona jest do roku 2015,
- kontynuacja prac projektowych gazyfikacji Komprachcic i Dąbrowy; projekt obejmuje budowę gazociągów s/c o długości około 62 km; oddanie gazociągów do użytku planowane jest na lata 2011-2012; dalsza realizacja inwestycji w dużej mierze uzależniona jest od pozyskania funduszy unijnych,
- kontynuacja projektu przestawiania odbiorców gazu propan-butan-powietrze na gaz wysokometanowy (E) wytworzony na bazie LNG, w miejscowości Pisz w województwie warmińsko-mazurskim; przedsięwzięcie jest pierwszym etapem projektu przestawiania na gaz wysokometanowy miejscowości Pisz, Ełk, Suwałki i Olecko (projekt PESO) realizowanego we współpracy z PGNiG S.A.,
- kontynuacja II etapu budowy gazociągu przesyłowego w/c relacji Werbkowice-Zamość; inwestycja ma na celu wzrost wolumenu przesyłanego gazu ziemnego oraz połączenie gazociągu w/c z Ukrainy z krajowym systemem gazowym,
- kontynuacja budowy gazociągu w/c o długości około 30 km relacji Kowala-Jędrzejów wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową I stopnia.

Spółki Gazownictwa podjęły również starania o pozyskanie funduszy unijnych na realizację kluczowych inwestycji sieciowych, w ramach unijnego Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko.

W I półroczu 2010 roku w segmencie dystrybucja nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne wyniosły 385,1 mln zł.

W poniższej tabeli przedstawiono wolumen gazu przesłanego systemem dystrybucyjnym, długość sieci dystrybucyjnej, liczbę układów pomiarowych oraz stan zatrudnienia na dzień 30 czerwca 2010 roku.

Tabela nr 24. Podstawowe dane o Spółkach Gazownictwa

	Jednostka	DSG	GSG	KSG	MSG	PSG	WSG
Ilość gazu przesłanego systemem dystrybucyjnym	mln m ³	559,9	920,3	1 085,9	1 166,8	552,5	910,9
Długość sieci bez przyłączy	km	7 773,3	20 799,9	44 498,1	18 663,3	9 430,7	15 229,0
Liczba układów pomiarowych	tys. szt.	747,2	1 298,6	1 421,9	1 497,2	741,0	905,4
Zatrudnienie na dzień 30 czerwca 2010 roku	osoby	1 412	2 612	3 311	2 921	1 761	1 823

2. Planowane kierunki rozwoju w obszarze dystrybucji

Do największych projektów inwestycyjnych planowanych na II półrocze 2010 roku należą:

- budowa gazociągu w/c relacji Kolnik k/Pszczółek-Gdańsk wraz z przyłączem dla Grupy LOTOS S.A., o długości około 31 km; gazociąg oprócz zasilenia Grupy LOTOS S.A. będzie dodatkowym źródłem gazu dla sieci dystrybucyjnej średniego ciśnienia miasta Gdańsk i okolic,
- kontynuacja prac związanych z gazyfikacją miast Herby i Blachownia oraz Komprachcic i Dąbrowy,
- odtworzenie wyłączonego z eksploatacji pokoksowniczego gazociągu w/c relacji Czarnocin-Ujazd; gazociąg umożliwi dostarczenie gazu do nowej strefy gospodarczej w miejscowości Ujazd na Opolszczyźnie oraz połączenie w przyszłości systemów dystrybucyjnych Śląska i Opolszczyzny,
- kontynuacja II etapu budowy gazociągu przesyłowego w/c relacji Werbkowice-Zamość oraz kontynuacja budowy gazociągu w/c relacji Kowala-Jędrzejów wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową I stopnia; zakończenie prac planowane jest na przełomie 2010/2011 roku.

Ponadto w najbliższych latach Spółki Gazownictwa koncentrować się będą na utrzymaniu dotychczasowej pozycji na rynku oraz dalszym zwiększaniu ilości przesyłanego gazu poprzez:

- rozbudowę infrastruktury gazociągów dla nowych odbiorców,
- zapewnienie niezbędnych zdolności transportowych i źródeł zasilania systemu gazowego,
- wymianę gazociągów łączonych kielichowo oraz modernizację sieci wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia,
- zastosowanie nowych systemów dystrybucji gazu przy wykorzystaniu technologii LNG,
- dystrybucję biogazu,
- poprawę jakości obsługi klienta,
- wykorzystanie funduszy unijnych do refinansowania rozbudowy systemów dystrybucyjnych.

3. Ryzyko w obszarze dystrybucji

Konkurencja bezpośrednia

Liberalizacja rynku gazu powoduje, że Spółki Gazownictwa narażone są na zwiększenie aktywności firm konkurencyjnych. Firmy dostarczające gaz ziemny wykazują się systematyczną i stałą od kilku lat aktywnością, rozbudowując stopniowo swoje sieci gazowe i pozyskując nowych odbiorców zarówno indywidualnych, jak i biznesowych. Ponadto na pozycję konkurencyjną Spółek Gazownictwa ma wpływ polityka taryfowa Urzędu Regulacji Energetyki, uniemożliwiająca spółkom prowadzenie elastycznej polityki cenowej dla ważnych odbiorców. Brak elastyczności cenowej powoduje, że oferta firm konkurencyjnych może stanowić atrakcyjną alternatywę dla odbiorców spółek.

Ustawodawstwo

Istotnym czynnikiem wpływającym na działalność Spółek Gazownictwa jest długi czas przygotowania inwestycji do realizacji. Skomplikowane przepisy prawa budowlanego oraz regulacje w zakresie ochrony środowiska nakładają obowiązek sporządzania odpowiedniej dokumentacji oraz uzyskiwania wielu zgód i decyzji niezbędnych do otrzymania pozwolenia na budowę. Ponadto brak aktualnych studiów uwarunkowań oraz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego dla gmin, przez które przebiegają sieci gazowe skutkuje brakiem zapisów o nadaniu im rangi inwestycji celu publicznego i tym samym powoduje utrudnienia w uzyskiwaniu pozwoleń na rozbudowę sieci gazowej. Nadmiernie wydłużająca się realizacja nowych projektów inwestycyjnych może ograniczać wzrost wolumenu przesyłanego gazu.

Zmniejszenie ilości przesłanego paliwa gazowego

Ogólnoswiatowy kryzys gospodarczy wpłynął na osłabienie wzrostu gospodarczego kraju, ograniczenie lub wstrzymanie kluczowych inwestycji oraz wzrost bezrobocia. Istnieje ryzyko spadku zapotrzebowania na gaz ziemny i usługi dystrybucji w wyniku pogorszenia się sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw, które ograniczają lub wstrzymują produkcję.

Substytucja

Szeroki i szybki dostęp do alternatywnych nośników energii, tj. olej opałowy, gaz płynny propanbutan, węgiel kamienny, energia elektryczna bądź ciepło wytwarzane w centralnych elektrociepłowniach, ciepłowniach miejskich lub osiedlowych może osłabić pozycję Spółek Gazownictwa na lokalnych rynkach energii.

Rozdział VIII. Pozostała działalność

1. Prace segmentu

W I półroczu 2010 roku segment realizował prace związane m.in. z budową gazociągów przesyłowych, modernizacją węzłów rozdzielczo-pomiarowych gazu, robotami budowlano-montażowymi z zakresu zagospodarowania złóż gazu ziemnego, budowy instalacji technologicznych podziemnych magazynów gazu, produkcją urządzeń wiertniczych, remontami urządzeń dla górnictwa węglowego, projektami instalacji do przesyłu gazu oraz usługami hotelarsko-gastronomicznymi i odnowy biologicznej. Ponadto została rozpoczęta działalność w obszarze elektroenergetyki.

I półroczu 2010 roku zostało wybudowane 30,0 km gazociągów przesyłowych o przeciętnej średnicy 500,7 mm zarówno dla odbiorców zewnętrznych, jak i na potrzeby GK PGNiG. Najważniejszymi realizowanymi kontraktami były: budowa gazociągu DN 500 w rejonie Podbeskidzia dla OGP GAZ-SYSTEM S.A. i gazociągów przesyłowych DN 500/800 na Słowenii, a także budowa gazociągu DN 300 doprowadzającego gaz do Jędrzejowa oraz gazociągu DN 350/200 wraz z światłowodem i infrastrukturą relacji KGZ Kościan-KGHM Żukowice dla GK PGNiG.

Ponadto dla odbiorców z GK PGNiG spółki segmentu świadczyły głównie usługi z zakresu robót budowlano-montażowych, w tym m.in. zagospodarowanie złóż Wielichowo i Ruchocice, budowę części napowierzchniowej PMG Bonikowo i rozbudowę części napowierzchniowej PMG Strachocina oraz modernizację węzła rozdzielczego gazu Szopienice. Spółki segmentu wytwarzały również urządzenia wiertnicze, w tym m.in. ciśnieniowe urządzenia do powierzchniowego zagospodarowania odwiertów, głowice, więźby oraz części do urządzeń eksploatacyjnych.

Dla odbiorców zewnętrznych spółki segmentu produkowały urządzenia i części zamienne do platform i statków wiertniczych oraz części zamienne do maszyn budowlanych. Spółki świadczyły również usługi obejmujące m.in. prace projektowe instalacji do przesyłu gazu, roboty budowlano-montażowe związane z przebudową węzła rozdzielczo-pomiarowego gazu w Rozwadowie oraz remonty urządzeń dla górnictwa węglowego, a także usługi hotelarsko-gastronomiczne i odnowy biologicznej.

7 maja 2010 roku została zawarta umowa realizacyjna projektu „Budowa Bloku Gazowo-Parowego w Stalowej Woli” pomiędzy PGNiG S.A., PGNiG Energia S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz Elektrownią Stalowa Wola S.A., której przedmiotem było określenie zasad i przeprowadzenie procesu inwestycyjnego budowy bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej 400 MW i 229 MW energii cieplnej. Do celów budowy i późniejszej eksploatacji elektrociepłowni z blokiem gazowo-parowym została zawiązana spółka celowa (SPV) Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A., w której 100% udziałów objęła Elektrownia Stalowa Wola S.A.

Ponadto w I półroczu 2010 roku PGNiG Energia S.A. rozpoczęła proces optymalizacji kosztów zakupów energii elektrycznej na potrzeby GK PGNiG.

Inwestycje

W I półroczu 2010 roku w segmencie pozostała działalność poniesiono nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne w wysokości 3,9 mln zł. Najważniejsze inwestycje obejmowały m.in. zakup maszyn i urządzeń produkcyjnych, sprzętu komputerowego i środków transportu oraz rozbudowę i modernizację nieruchomości.

Planowana działalność

W II półroczu 2010 roku spółki segmentu kontynuować będą prace rozpoczęte w poprzednim okresie sprawozdawczym, jak i rozpoczną realizację nowych projektów. Kontynuowana będzie m.in. budowa

gazociągu DN 500 w rejonie Podbeskidzia i części napowierzchniowej PMG Bonikowo, rozbudowa części napowierzchniowej PMG Strachocina oraz zagospodarowanie złóż Wielichowo i Ruhocice, a także modernizacja węzła rozdzielczego Szopienice. Realizacja nowych projektów obejmuje m.in. budowę gazociągów przesyłowych na Słowenii i w Niemczech oraz w Polsce na odcinku Mieszalnia-Kłodawa i Taczalin-Radakowice, a także budowę tłoczni w Jarosławiu i tłoczni Tworzeń wraz z rurociągiem i infrastrukturą wodociągowo-kanalizacyjną.

Pomimo niesprzyjającej koniunktury na produkty branży paliwowo-energetycznej spółki segmentu zamierzają utrzymać swoją pozycję w zakresie produkcji urządzeń wiertniczych, w tym: elementów wyposażenia powierzchniowego odwiertów dla złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych oraz platform wiertniczych, aparatów wyposażenia kopalni ropy i gazu oraz projektowania systemów gazownictwa i usług budowlano-montażowych na obiektach naftowo-gazowniczych. Spółki planują rozszerzyć swoją działalność na inne segmenty rynku krajowego i zagranicznego m.in. zakresie projektowania inwestycji związanych z budową instalacji wytwarzającej energię elektryczną lub ciepłą na bazie biomasy, instalacji transportowania i składowania CO₂, rurociągów paliwowych oraz budowę wodociągów i kanalizacji wraz z towarzyszącą im infrastrukturą.

W II półroczu planowane jest objęcie przez PGNiG Energia S.A. 50% akcji spółki celowej (SPV) Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. Warunkiem koniecznym do objęcia udziałów w spółce jest zgoda Prezesa UOKiK. PGNiG Energia S.A. planuje również rozpoczęcie działalności w zakresie hurtowego obrotu energią elektryczną.

2. Ryzyko pozostałej działalności

Regulacje prawne

Przepisy i procedury administracyjne związane z przygotowaniem inwestycji oraz uzyskaniem pozwoleń na budowę, w tym w szczególności w zakresie spełnienia wymogów ochrony środowiska opóźniają znacznie termin rozpoczęcia inwestycji i narażają spółki na dodatkowe koszty związane z ewentualnym nieterminowym wykonaniem kontraktu i spadkiem przychodów ze sprzedaży.

Konkurencja

Na działalność spółek segmentu świadczących usługi budowlano-montażowe i produkujących urządzenia wiertnicze istotny wpływ ma rosnąca konkurencja ze strony firm zagranicznych działających zarówno za granicą, jak i wchodzących na polski rynek oraz polskich spółek. W obszarze projektowania instalacji do przesyłu gazu niekorzystnym zjawiskiem powodującym zmniejszenie się możliwości zawierania konsorcjum z firmami wykonawczymi i uzyskiwaniem nowych zamówień jest konsolidacja biur projektowych specjalizujących się w projektowaniu instalacji do produkcji, magazynowania, przesyłu i rozdziału gazu oraz powstawanie nowych biur projektowych wewnątrz firm świadczących usługi w branży gazowniczej.

Ponadto obecność konkurencyjnych firm na lokalnych rynkach spowodowała powstanie ryzyka przejmowania przez nie wysoko wyspecjalizowanych pracowników o dużym doświadczeniu zawodowym.

Koniunktura gospodarcza

Na działalność spółek segmentu w dużej mierze ma wpływ poziom inwestycji prowadzonych w obszarze poszukiwania i wydobywania ropy naftowej oraz gazu ziemnego, a w związku z tym na wzrost lub spadek zapotrzebowania na produkty i usługi spółek segmentu. Światowy kryzys gospodarczy spowodował wycofanie się kontrahentów z części projektów.

Projekty energetyczne

Na zaangażowanie w projekty energetyczne istotny wpływ będą wywierać ceny uprawnień do emisji CO₂, których spadek może powodować niską opłacalność wytwarzania energii elektrycznej z gazowych układów kogeneracyjnych. Wzrost cen ropy naftowej na rynkach światowych, skutkujący wzrostem cen gazu ziemnego będzie przyczyniać się do obniżenia konkurencyjności paliwa gazowego stosunku do węgla energetycznego. Ponadto czynnikiem niepewności wpływającym na rentowność projektów energetycznych jest brak jasnego stanowiska organów administracji państwowej w sprawie podtrzymania systemu wsparcia dla kogeneracji gazowej, w postaci „żółtych certyfikatów”, po 2012 roku.

Rozdział IX. Ochrona środowiska

Likwidacja odwiertów

Zgodnie z ustawą Prawo geologiczne i górnicze, PGNiG S.A. zobowiązana jest do likwidacji wyeksploatowanych wyrobisk górniczych, usunięcia zagrożenia i szkód wyrządzonych działalnością górniczą oraz do przywrócenia terenu do stanu sprzed rozpoczęcia działalności górniczej. Poprzez likwidację odwiertów i kopanek zapobiega się wyciekom ropy naftowej oraz gazu ziemnego na powierzchnię oraz do cieków wodnych. Ponadto nielikwidowane odwierty gazowe stwarzają możliwość nagromadzenia się ulatniającego gazu, co stwarza zagrożenie wybuchem pożaru. W I półroczu 2010 roku PGNiG S.A. zlikwidowała 15 odwiertów, w których zakończono eksploatację.

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W 2010 roku w ramach funkcjonującego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (SHUE) PGNiG S.A. dokonała weryfikacji rocznych raportów emisji CO₂ za 2009 rok oraz zbilansowania wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami. Po umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2009 pozostało 23.622 Mg CO₂ wolnych jednostek emisji. W powyższym okresie rozliczeniowym w systemie uczestniczyły instalacje Oddziałów w Odolanowie i Zielonej Górze oraz instalacja gazu w KPMG Mogilno.

System Zarządzania Środowiskowego

W I półroczu 2010 roku kontynuowano wdrażanie Systemu Zarządzania Środowiskowego w WSG Sp. z o.o. oraz rozpoczęto jego wdrażanie w MSG Sp. z o.o.

Emisje metanu

W I półroczu 2010 roku kontynuowano prace zmierzające do opracowania ujednoczonych wskaźników emisji metanu oraz zunifikowania 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 2010 roku zostały zakończone badania uzupełniające na nieruchomościach w Toruniu, Koźminie Wlkp., Gorzowie Wlkp., Szczecinie, Katowicach – Mysłowicach, Reszlu, Gryficach, Czernsku, Zabrze ul. Pyskowicka, Radkowie i Szprotawie. Do końca lipca 2010 roku zostały zakończone prace rekultywacyjne na nieruchomościach we Wrocławiu, Świdnicy, Jugowicach, Łądku Zdroju i Ziębicach o łącznej powierzchni około 60.000 m².

Na II połowę 2010 roku zaplanowane są badania uzupełniające nieruchomości w Kargowej, Zabrze, Wałbrzychu, Łabiszynie i Międzyzlesiu, a także prace rekultywacyjne na nieruchomościach w Bartoszycach, Radkowie, Przycach i Koźminie Wielkopolskim o łącznej powierzchni około 24.000 m².

Rozdział X. Pozostałe informacje

Podział zysku za rok 2009

29 kwietnia 2010 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwałę o podziale zysku netto za 2009 rok w wysokości 665,9 mln zł. Zysk został podzielony w następujący sposób:

- kwotę 117,4 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki,
- kwotę 472,0 mln zł przeznaczono na wypłatę dywidendy (co oznacza, że na jedną akcję przypada 0,08 zł), z czego kwota 340,0 mln zł zostanie przekazana Skarbowi Państwa w formie dywidendy niepieniężnej, której przedmiot i sposób wyceny określi odrębna uchwała Walnego Zgromadzenia, z zastrzeżeniem dopłaty pieniężnej, gdy składniki rzeczowe nie wyczerpią kwoty 340,0 mln zł,
- kwotę 8,9 mln zł przeznaczono na zwiększenie zakładowego funduszu świadczeń socjalnych,
- kwotę 54,6 przeznaczono na nagrody dla pracowników,
- kwotę 13,0 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału rezerwowego pod nazwą Centralny Fundusz Restrukturyzacji.

Ponadto zysk zatrzymany w kwocie 53,6 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki.

Jednocześnie Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. ustaliło dzień dywidendy na 27 lipca 2010 roku oraz termin wypłaty dywidendy na 4 października 2010 roku.

Udzielenie absolutorium

29 kwietnia 2010 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. zatwierdziło: sprawozdanie finansowe i sprawozdanie Zarządu z działalności PGNiG S.A., skonsolidowane sprawozdanie finansowe i sprawozdanie Zarządu z działalności GK PGNiG oraz o udzieliło członkom Zarządu i Rady Nadzorczej PGNiG S.A. absolutorium z wykonywania obowiązków w roku obrotowym 2009.

Wybór biegłego rewidenta

25 maja 2010 roku dokonano wyboru na biegłego rewidenta spółkę Deloitte Audyt Sp. z o.o. do przeprowadzenia badania sprawozdań finansowych PGNiG S.A. i skonsolidowanych sprawozdań finansowych GK PGNiG za lata obrotowe 2010, 2011 i 2012.

Sprawy przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o.

W sprawie z powództwa PGNiG S.A., która została wszczęta 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. Postępowanie 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.

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, toczy się przed Sądem Okręgowym i Sądem Apelacyjnym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 31 października 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. W dniu 30 lipca 2009 roku Sąd Apelacyjny uchylił wyrok sądu pierwszej instancji i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania.

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. W dniu 21 grudnia 2009 roku Sąd Apelacyjny uchylił wyrok Sądu Okręgowego z dnia 30 maja 2008 roku oddalający powództwo PGNiG S.A. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwały o dopłatach i przekazał sprawę Sądowi Okręgowemu do ponownego rozpoznania. Postanowieniem z dnia 25 maja 2010 roku Sąd Apelacyjny po raz kolejny uchylił wyrok Sądu Okręgowego o uchyleniu postanowienia o udzieleniu zabezpieczenia i przekazał sprawę do Sądu Okręgowego w Warszawie.

Sprawa z Bartimpex S.A.

W dniu 9 sierpnia 2005 roku w sprawie wniosku PHZ Bartimpex S.A. Prezes UOKiK wydał decyzję uznającą działanie PGNiG S.A. za praktykę ograniczającą konkurencję w postaci nadużywania przez Spółkę pozycji dominującej na krajowym rynku przesyłu gazu ziemnego poprzez odmowę świadczenia usług przesyłowych gazu ziemnego wydobywanego poza granicami Rzeczypospolitej Polskiej i nałożył karę pieniężną w wysokości 2 mln zł oraz obowiązek zwrotu kosztów postępowania na rzecz PHZ Bartimpex S.A. Prezes UOKiK stwierdził jednocześnie zaniechanie stosowania tych praktyk przez PGNiG S.A. z dniem 2 czerwca 2003 roku.

Dnia 31 sierpnia 2005 roku PGNiG S.A. odwołała się od powyższej decyzji. Sprawy toczyły się kolejno przed Sądem Okręgowym w Warszawie, Apelacyjnym w Warszawie i Sądem Najwyższym. Na skutek skargi kasacyjnej PGNiG S.A. w wyroku z dnia 15 lipca 2009 roku Sąd Najwyższy uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego oraz przekazał sprawę do ponownego rozpoznania Sądowi Apelacyjnemu.

Wyrokiem z dnia 5 stycznia 2010 roku Sąd Apelacyjny uchylił decyzję Prezesa UOKiK z dnia 9 sierpnia 2005 roku, oddalił apelację PHZ Bartimpex S.A. oraz zasądził od Prezesa UOKiK na rzecz PGNiG S.A. zwrot kosztów postępowania odwoławczego, apelacyjnego i kasacyjnego.

Rozdział IX. Sytuacja finansowa

Sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG zostało przygotowane zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 30 czerwca 2010 roku.

Zasady rachunkowości zastosowane przy sporządzaniu skonsolidowanego sprawozdania finansowego zostały ujęte w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG za okres zakończony dnia 30 czerwca 2010 roku.

1. Sytuacja finansowa

W I półroczu 2010 roku wynik netto GK PGNiG wyniósł 994,2 mln zł i był o 1.487,2 mln zł wyższy od wyniku netto osiągniętego w I półroczu roku ubiegłego.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej GK PGNiG w I półroczu 2010 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.

Tabela nr 25. Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł)

AKTYWA	30 czerwca 2010 r.	31 grudnia 2009 r.
Aktywa trwałe (długoterminowe)	25 516,6	24 657,0
Rzeczowe aktywa trwałe	23 621,2	22 888,9
Nieruchomości inwestycyjne	6,9	7,5
Wartości niematerialne	192,2	173,4
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	556,2	556,5
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	86,1	89,8
Inne aktywa finansowe	279,8	299,9
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	725,3	591,6
Pozostałe aktywa trwałe	48,9	49,4
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	6 467,8	6 416,9
Zapasy	1 383,6	1 258,9
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	2 578,9	3 680,0
Należności z tytułu podatku bieżącego	8,8	199,4
Rozliczenia międzyokresowe	259,0	55,3
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	3,6	7,5
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	138,0	18,0
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 093,8	1 196,3
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	2,1	1,5
Suma aktywów	31 984,4	31 073,9

Tabela nr 25. Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł) – cd.

PASYWA	30 czerwca 2010 r.	31 grudnia 2009 r.
Kapitał własny	22 045,3	21 437,3
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900,0	5 900,0
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(33,2)	(51,2)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740,1	1 740,1
Inne kapitały rezerwowe	12 236,3	11 455,4
Zyski (straty) zatrzymane	2 189,8	2 382,5
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)	22 033,0	21 426,8
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym	12,3	10,5
Zobowiązania długoterminowe	3 790,2	3 737,6
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	68,2	44,1
Rezerwy	1 361,7	1 315,8
Przychody przyszłych okresów	1 074,9	1 090,7
Rezerwa na podatek odroczony	1 267,2	1 268,4
Inne zobowiązania długoterminowe	18,2	18,6
Zobowiązania krótkoterminowe	6 148,9	5 899,0
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	2 987,5	2 733,4
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	1 733,1	1 984,1
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	317,5	260,4
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	221,0	47,4
Rezerwy	258,6	240,3
Przychody przyszłych okresów	631,2	633,4
Suma zobowiązań	9 939,1	9 636,6
Suma pasywów	31 984,4	31 073,9

Tabela nr 26. Skonsolidowany rachunek zysków i strat (mln zł)

	I półrocze 2010 r.	I półrocze 2009 r.
Przychody ze sprzedaży	10 761,9	10 253,6
Koszty operacyjne razem	(9 560,2)	(10 932,8)
Zużycie surowców i materiałów	(5 940,7)	(7 672,9)
Świadczenia pracownicze	(1 282,8)	(1 228,5)
Amortyzacja	(745,2)	(762,5)
Usługi obce	(1 518,1)	(1 285,4)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	361,5	359,6
Pozostałe koszty operacyjne netto	(434,9)	(343,1)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 201,7	(679,2)
Przychody finansowe	34,8	169,9
Koszty finansowe	(19,5)	(67,4)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	(0,4)	(0,2)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem	1 216,6	(576,9)
Podatek dochodowy	(222,4)	83,9
Zysk/Strata netto	994,2	(493,0)
Przypisany:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	991,9	(493,4)
Udziałom niekontrolującym	2,3	0,4
	994,2	(493,0)

Tabela nr 27. Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	I półrocze 2010 r.	I półrocze 2009 r.
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 638,5	1 095,6
Środki pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(1 439,8)	(1 698,2)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(302,3)	527,5
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	896,4	(75,1)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	1 196,3	1 420,9
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	2 092,7	1 345,7

Wskaźniki finansowe

Tabela nr 28. Rentowność

	I półrocze 2010 r.	I półrocze 2009 r.
EBIT w mln zł zysk operacyjny	1 201,7	(679,2)
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	1 946,9	83,3
ROE zysk netto* do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	-	-
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto* odniesiony do przychodów ze sprzedaży	9,2%	-4,8%
ROA zysk netto* w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	-	-

* zysk netto za rok obrotowy przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

Tabela nr 29. Płynność

	I półrocze 2010 r.	2009 r.
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) do zobowiązań krótkoterminowych	1,0	1,1
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	0,8	0,9

Tabela nr 30. Zadłużenie

	I półrocze 2010 r.	2009 r.
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	31,1%	31,0%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego*	45,1%	45,0%

* kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego GK PGNiG odnotowała wzrost zysku z działalności operacyjnej o 1.880,9 mln zł (277%). Umocnienie kondycji finansowej Grupy Kapitałowej spowodowane zostało przede wszystkim poprawą rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego w segmencie obrót i magazynowanie.

Poszukiwanie i wydobywanie

Zysk operacyjny w segmencie poszukiwanie i wydobywanie wyniósł 339,8 mln zł i był wyższy o 236,4 mln zł w porównaniu do I półrocza 2009 roku. Wzrost wyniku nastąpił przede wszystkim w rezultacie spadku pozostałych kosztów operacyjnych netto, w tym głównie spadku salda odpisów aktualizujących wartości składników majątku związanego z działalnością poszukiwawczo-wydobywczą. GK PGNiG odnotowała również wzrost rentowności sprzedaży ropy naftowej, który był spowodowany wzrostem notowań tego surowca na rynkach światowych. Ponadto, w efekcie uruchomienia odazotowni w Grodzisku Wielkopolskim, nastąpił wzrost wielkości wydobycia gazu zaazotowanego o 11%. Zwiększenie dostaw gazu do odazotowania oraz realizacja projektów przedstawiania odbiorców na gaz wysokometanowy spowodowały spadek wolumenu sprzedaży gazu zaazotowanego o 15%.

Obrót i magazynowanie

Wzrost wyników finansowych nastąpił przede wszystkim w segmencie obrót i magazynowanie, gdzie zysk operacyjny na koniec I półrocza 2010 roku wyniósł 342,6 mln zł i był wyższy od poziomu z analogicznego okresu roku ubiegłego o 1.416,2 mln zł. Tak znaczna poprawa wyniku operacyjnego spowodowana została wzrostem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, który nastąpił w rezultacie:

- spadku jednostkowych cen zakupu gazu z importu o 30%,
- spadku średnich cen sprzedaży gazu o około 3%.

Decydujący wpływ na wzrost rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego miał spadek w stosunku do I półrocza 2009 roku jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu o 30%. Utrzymujący się od II kwartału 2009 roku stopniowy i łagodny wzrost notowań ropy naftowej zapewnił Spółce stosunkowo stabilny poziom cen zakupu gazu z importu. Ponadto na zmniejszenie jednostkowych kosztów zakupu gazu importu wpłynął spadek średniego kursu USD o około 10% w relacji do I półrocza 2009 roku.

Poprawa rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego nastąpiła pomimo spadku średnich cen sprzedaży gazu o ok. 3%. Spadek ten był następstwem dwukrotnych zmian wysokości stawek i opłat przewidzianych w taryfach na paliwa gazowe. W czerwcu 2009 roku Prezes URE zatwierdził taryfę, gdzie średnia cena gazu została obniżona o 8,8%, natomiast od czerwca 2010 roku średnia cena gazu wysokometanowego wzrosła o 4,8%.

Dystrybucja

W segmencie dystrybucja zysk operacyjny wyniósł 526,1 mln zł i był wyższy od ubiegłorocznego poziomu o 224,4 mln zł, przede wszystkim w rezultacie wzrostu stawek i opłat za usługi sieciowe oraz wzrostu wolumenu sprzedaży paliw gazowych. Wzrost stawek i opłat za usługi sieciowe wynikał z zatwierdzenia przez Prezesa URE dwukrotnych podwyżek cen taryfowych (w czerwcu 2009 roku oraz w czerwcu 2010 roku). Wzrost wolumenu sprzedaży usług sieciowych spowodowany był wyższym zapotrzebowaniem na paliwa gazowe w sezonie grzewczym.

Wyniki operacyjne segmentów

Tabela nr 31. Dane finansowe segmentów GK PGNiG za I półrocze 2010 roku (w mln zł)

	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 055,2	9 552,9	43,2	110,6	-	10 761,9
Sprzedaż między segmentami	596,7	178,3	1 791,7	98,0	(2 664,7)	-
Przychody segmentu ogółem	1 651,9	9 731,2	1 834,9	208,6	(2 664,7)	10 761,9
Koszty segmentu	(1 312,1)	(9 388,6)	(1 308,8)	(192,9)	2 642,2	(9 560,2)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	339,8	342,6	526,1	15,7	(22,5)	1 201,7
Koszty finansowe netto	-	-	-	-	-	15,3
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	(0,4)	-	-	-	(0,4)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						1 216,6
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	(222,4)
Zysk/Strata netto						994,2
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne	(853,4)	(233,2)	(385,1)	(3,9)	-	(1 475,6)

Tabela nr 31. Dane finansowe segmentów GK PGNiG za I półrocze 2009 roku (w mln zł)– cd.

	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	953,2	9 190,3	26,6	83,5	-	10 253,6
Sprzedaż między segmentami	562,8	107,3	1 509,3	86,4	(2 265,8)	-
Przychody segmentu ogółem	1 516,0	9 297,6	1 535,9	169,9	(2 265,8)	10 253,6
Koszty segmentu	(1 412,6)	(10 371,2)	(1 234,2)	(174,3)	2 259,5	(10 932,8)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	103,4	(1 073,6)	301,7	(4,4)	(6,3)	(679,2)
Koszty finansowe netto	-	-	-	-	-	102,5
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	(0,2)	-	-	-	(0,2)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						(576,9)
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	83,9
Zysk/Strata netto						(493,0)
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne	(828,5)	(480,8)	(459,0)	(16,5)	-	(1 784,8)

W I półroczu 2010 roku nastąpił spadek wyniku na działalności finansowej o 87,2 mln zł w relacji do I półrocza roku ubiegłego. Spadek ten spowodowany był przede wszystkim zmniejszeniem salda rozwiązanych odpisów aktualizujących wartość inwestycji finansowych, w rezultacie rozwiązania w roku ubiegłym odpisów aktualizujących sporne odsetki oraz wartość pożyczki udzielonej SGT „EUROPOL GAZ” S.A.

Bilans na dzień 30 czerwca 2010 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 31.984,4 mln zł, która jest wyższa od wartości według stanu na koniec 2009 roku o 910,5 mln zł (3%).

Największą pozycję aktywów stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec I półrocza 2010 roku wyniósł 23.621,2 mln zł i był o 732,3 mln zł (3%) wyższy od stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku. Na wzrost wartości rzeczowych aktywów trwałych wpłynęły przede wszystkim realizowane przez GK PGNiG inwestycje oraz zmiany wynikające z aktualizacji wartości składników majątku związanego głównie z działalnością poszukiwawczo-wydobywczą.

Istotnej zmianie uległy aktywa z tytułu podatku odroczonego, których wartość w relacji do stanu z dnia 31 grudnia 2009 roku wzrosła o 133,7 mln zł (23%). Wzrost tej pozycji spowodowany był przede wszystkim przysługującym PGNiG Norway AS ulgom inwestycyjnym, które w kolejnych latach obrotowych spowodują zmniejszenie podstawy opodatkowania podatkiem dochodowym.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2010 roku stan aktywów obrotowych wyniósł 6.467,8 mln zł i był wyższy o 50,9 mln zł (1%) od stanu na koniec 2009 roku.

Najistotniejsze zmiany aktywów obrotowych wystąpiły w pozycji należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności, których wartość w porównaniu do końca 2009 roku spadła o 1.101,1 mln zł (30%). Spadek ten spowodowany był sezonowym zmniejszeniem wielkości sprzedaży gazu ziemnego.

W omawianym okresie wartość stanu zapasów wzrosła o 124,7 mln zł (10%). Wykazane w bilansie zapasy stanowi przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach gazu. Wzrost poziomu zapasów nastąpił w wyniku wzrostu kosztów pozyskania gazu.

Znaczące zmiany Grupa Kapitałowa odnotowała w pozycji rozliczenia międzyokresowe, których wartość w relacji do końca 2009 roku wzrosła o 203,7 mln zł. Wzrost ten spowodowany był ujęciem w aktywach bilansu rozliczanych w czasie kosztów z tytułu podatku od nieruchomości, w tym głównie podatku od gazociągów i infrastruktury gazowniczej

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wyniósł 2.093,8 mln zł i był wyższy o 897,5 mln zł (75%) od stanu na koniec roku 2009, przede wszystkim w rezultacie wyższych wpływów z bieżącej działalności operacyjnej.

Poziom i struktura majątku obrotowego w dalszym ciągu zapewniała GK PGNiG całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań. Wskaźniki charakteryzujące płynność przedsiębiorstwa uległy nieznacznemu pogorszeniu, wskaźnik bieżącej płynności spadł z poziomu 1,1 do 1,0, natomiast wskaźnik szybki bieżącej płynności obniżył się z poziomu 0,9 do poziomu 0,8.

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Grupy Kapitałowej jest kapitał własny, którego wartość w relacji do końca 2009 roku wzrosła o 608,0 mln zł (3%). Na zmianę kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim wypracowany w bieżącym okresie zysk netto (994,2 mln zł) oraz wypłata rzeczowej i pieniężnej dywidendy z tytułu podziału zysku z roku poprzedniego (472,0 mln zł).

Według stanu na dzień 30 czerwca 2010 roku poziom zobowiązań krótkoterminowych wzrósł o 249,9 mln zł (4%) w relacji do stanu na 31 grudnia 2009 roku. Na poziom zobowiązań krótkoterminowych wpłynął przede wszystkim wzrost zobowiązań z tytułu dostaw i usług o 254,1 mln zł głównie z tytułu dywidendy na rzecz Skarbu Państwa, wzrost zobowiązań z tytułu podatku bieżącego o 173,6 mln zł oraz spadek zobowiązań z tytułu krótkoterminowych kredytów i pożyczek o 251,0 mln zł w wyniku spłat wykorzystywanych linii kredytowych.

Wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów kształtowały się na porównywalnym poziomie jak w końcu 2009 roku. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem wzrósł z poziomu 45,0% do 45,1% na koniec I półrocza 2009 roku, natomiast wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów wzrósł z poziomu 31,0% do 31,1%.

Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

W I półroczu 2010 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 2010 roku PGNiG S.A. oraz spółki od niej zależne nie udzielały poręczeń kredytu lub pożyczki oraz nie udzielały gwarancji – łącznie 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 2010 roku GK PGNiG nie publikowała prognoz finansowych.

2. Przewidywana sytuacja finansowa

Kluczowe znaczenie na poziom wyników finansowych GK PGNiG będą miały notowania ropy naftowej na rynkach międzynarodowych, sytuacja na rynkach walutowych oraz stanowisko Prezesa URE odnośnie poziomu taryf na paliwa gazowe.

Od ponad roku obserwuje się stopniowy i łagodny wzrost cen ropy naftowej oraz produktów ropopochodnych na rynkach światowych. Utrzymanie się tej tendencji w następnych okresach zapewni Grupie Kapitałowej względnie stabilny poziom cen zakupu gazu z importu.

Na wyniki finansowe GK PGNiG. istotny wpływ ma sytuacja na rynkach walutowych. Od kwietnia 2010 roku kurs dolara wobec złotego zaczął gwałtownie rosnać. Umocnienie się kursu dolara negatywnie wpływa na koszty zakupu gazu wysokometanowego z importu, a dalszy jego wzrost istotnie może wpłynąć na pogorszenie się rentowności obrotu gazem wysokometanowym.

Pomimo, iż aktualnie obowiązujące taryfy zostały zatwierdzone do końca listopada 2010 roku, PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z kolejnym wnioskiem o zatwierdzenie Taryfy dla paliw gazowych PGNiG S.A., która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywałaby od września 2010 roku. Postulowany wzrost cen sprzedaży gazu ziemnego podyktowany jest wzrostem kursu dolara na rynku walutowym. Poziom przyszłych marż realizowanych na obrocie gazem ziemnym zasadniczo zależy będzie od decyzji Prezesa URE odnośnie wysokości stawek i opłat za paliwa gazowe stosowanych w zaktualizowanej taryfie.

Grupa Kapitałowa pojęła działania mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa finansowania bieżącej działalności operacyjnej oraz szeroko zakrojonej działalności inwestycyjnej. W dniu 10 czerwca 2010 roku PGNiG S.A. podpisała umowę z sześcioma bankami (Pekao SA, ING Bank Śląski SA, PKO BP SA, Bank Handlowy w Warszawie SA, Societe Generale SA, BNP Paribas SA Oddział w Polsce), w sprawie programu emisji obligacji do kwoty 3,0 mld zł („Program”). W ramach Programu, który będzie trwał do 31 lipca 2013 roku, PGNiG S.A. będzie mogła emitować obligacje dyskontowe oraz kuponowe, z terminem zapadalności od jednego miesiąca do jednego roku. Spółka przeznaczyła środki pozyskane z pierwszej emisji obligacji na spłatę kredytu wielowalutowego, którego termin zapadalności przypadł na dzień 27 lipca 2010 roku, a środki z kolejnych emisji przeznaczone będą na ogólne potrzeby płynnościowe.

Spółki Grupy Kapitałowej dysponują środkami finansowymi gwarantującymi terminową realizację bieżących i planowanych wydatków związanych z działalnością podstawową oraz inwestycyjną. Finansowanie odbywa się w formie kredytów zawieranych z bankami oraz w formie pożyczek udzielanych przez PGNiG S.A. W celu zwiększenia bezpieczeństwa PGNiG S.A. posiada rezerwę w postaci umów kredytów w rachunkach bieżących (łącznie 240,0 mln zł).

W II półroczu 2010 roku GK PGNiG zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną, w tym głównie na realizację projektów w zakresie rozbudowy podziemnych magazynów gazu, wzrostu zdolności wydobywczych, dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, w działalności związanej z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz budowie sektora elektroenergetycznego.

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu

Michał Szubski

Wiceprezes Zarządu

Radosław Dudziński

Wiceprezes Zarządu

Sławomir Hinc

Wiceprezes Zarządu

Marek Karabuła

Wiceprezes Zarządu

Mirosław Szkałuba
