

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG
ZA I PÓŁROCZE 2009 ROKU



Warszawa, 12 sierpnia 2009

Spis rozdziałów

Rozdział I: Dane o Grupie Kapitałowej	4
1. Struktura organizacyjna Grupy Kapitałowej PGNiG	4
2. Zatrudnienie	8
3. Sprzedaż i pozyskanie gazu	8
Rozdział II: Organy PGNiG S.A.	10
1. Zarząd	10
2. Rada Nadzorcza	10
3. Prokurenci	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. Ryzyka 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
1.3. Usługi w zakresie poszukiwania złóż	21
2. Wydobywanie	21
3. Inwestycje	23
4. Planowane działania	24
5. Ryzyka poszukiwania i wydobywania	25
Rozdział VI: Obrót i magazynowanie	29
1. Zakupy	29
2. Sprzedaż	30
3. Magazynowanie	32
4. Inwestycje	33
5. Planowane działania w obszarze obrotu i magazynowania	33
6. Ryzyka obrotu i magazynowania	34

Rozdział VII: Dystrybucja	36
1. Działalność Spółek Gazownictwa	36
2. Planowane kierunki rozwoju w obszarze dystrybucji	37
3. Ryzyka w obszarze dystrybucji	37
Rozdział VIII: Pozostała działalność	39
Rozdział IX: Ochrona środowiska	41
Rozdział X: Pozostałe informacje	42
Rozdział IX: Sytuacja finansowa	44
1. Sytuacja finansowa	44
2. Przewidywana sytuacja finansowa	52

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 Warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych 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.

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 2009 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 34 spółki o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

- 26 spółek zależnych od PGNiG S.A.
- 8 spółek pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek GK PGNiG

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
	Spółki zależne od PGNiG S.A.				
1	Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło 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 „Diamant” 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)	497 327 000,00	497 327 000,00	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	Dolnoślaska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	658 384 000,00	658 384 000,00	100,00%	100,00%
12	Górnoślaska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 288 680 000,00	1 288 680 000,00	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	Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	50 000,00	50 000,00	100,00%	100,00%
23	„NYSAGAZ Sp. z o.o.”	3 700 000,00	1 887 000,00	51,00%	51,00%
24	ZRUG Sp. z o.o. (Pogórska Wola)	4 300 000,00	4 300 000,00	100,00%	100,00%
25	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
26	PPUiH „TURGAZ” Sp. z o.o. w likwidacji	176 000,00	90 000,00	51,14%	51,14%
	Spółki zależne od spółek zależnych PGNiG S.A.	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy spółek zależnych PGNiG S.A. w zł	% kapitału spółek zależnych PGNiG S.A.	% głosów spółek zależnych PGNiG S.A.
27	GEOFIZYKA Kraków Libya JSC (LYD)1), 2)	1 000 000,00	600 000,00	60,00%	60,00%
28	Geofizyka Torun Kish Ltd (Rial)1), 3)	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.	78 131 000,00	78 131 000,00	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	GAZ Sp. z o.o. (Błonie)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%
33	GAZ MEDIA Sp. z o.o. (Wołomin)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%
34	NAFT-STAL Sp. z o.o.	667 500,00	450 000,00	67,40%	67,40%

1) wartości podane w walutach obcych

2) kapitał opłacony - 300 000,00 dinarów libijskich, w tym GEOFIZYKA Kraków sp. z o.o. opłaciła 180 000,00 dinarów libijskich

3) kapitał nieopłacony

22 kwietnia 2009 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PPUiH „TURGAZ” Sp. z o.o. podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki i rozpoczęciu procesu jej likwidacji.

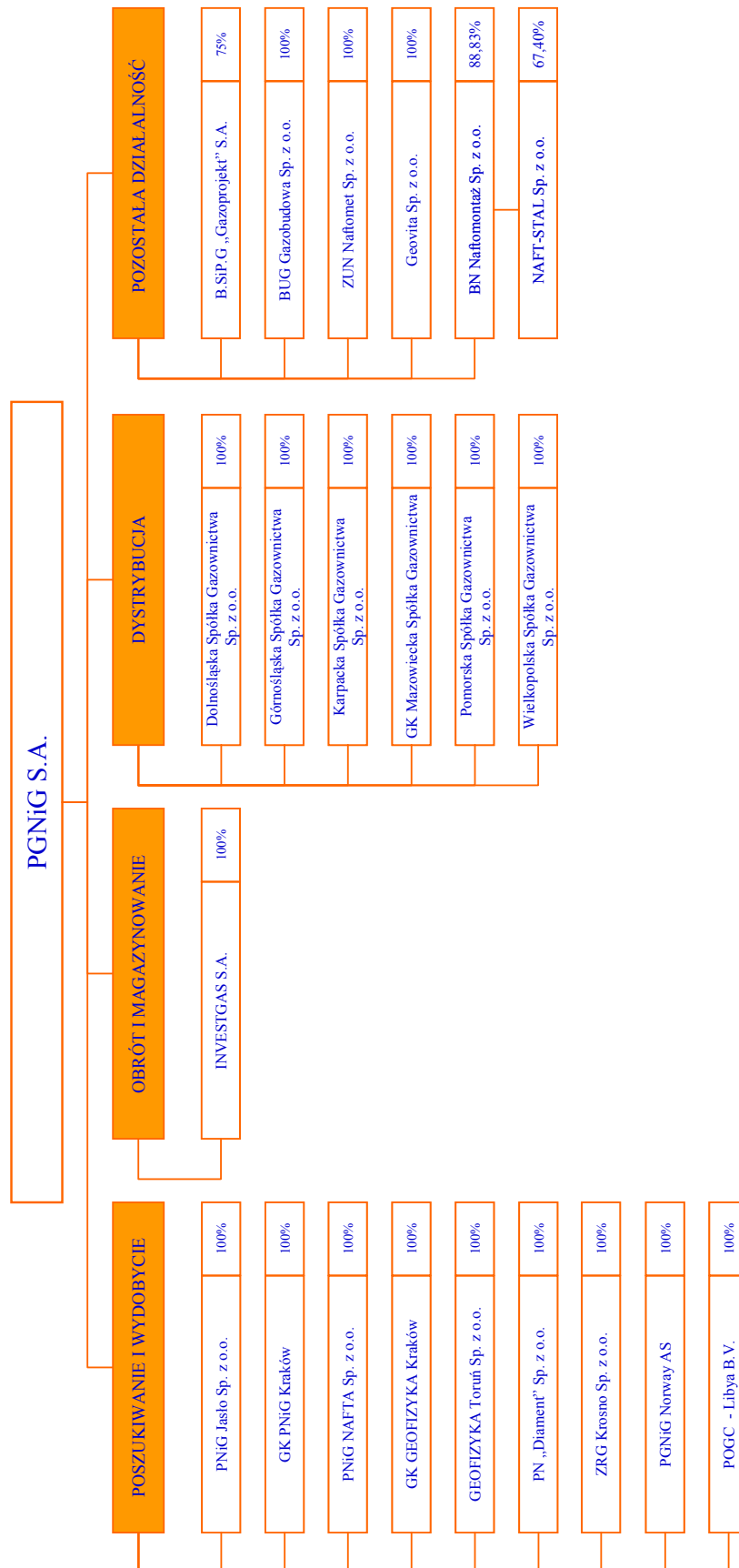
W I półroczu 2009 roku miały miejsce następujące zmiany struktury GK PGNiG:

- rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 54.899.000 zł do poziomu 1.033.186.000 zł, która miała miejsce 22 stycznia 2009 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 4.062.000 zł do poziomu 1.255.800.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 11 maja 2009 roku; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej
- podwyższenie kapitału zakładowego Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 3.321.000 zł do poziomu 658.384.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 12 maja 2009 roku; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej
- rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 10.808.000 zł do poziomu 1.299.488.000 zł, która miała miejsce 22 czerwca 2009 roku.

W I półroczu 2009 roku Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. oraz Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa „Gazoprojekt” S.A. zawiązały spółkę celową pod firmą Powiśle Park Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, której celem jest budowa siedziby MSG Sp. z o.o. oraz lokali mieszkalnych i biurowo-usługowych, przewidzianych do zbycia. Spółka została utworzona na czas potrzebny do realizacji inwestycji. Kapitał zakładowy nowoutworzonej spółki wynosi 78.131.000 zł, przy czym MSG Sp. z o.o. objęła 76.131 udziałów o wartości nominalnej 1.000 zł każdy, na łączną kwotę 76.131.000 zł, a B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A. objęła 2.000 udziałów o wartości nominalnej 1.000 zł każdy, na łączną kwotę 2.000.000 zł. Rejestracja Powiśle Park Sp. z o.o. w KRS miała miejsce 18 marca 2009 roku.

Na poniższym schemacie został przedstawiony wykaz jednostek konsolidowanych Grupy Kapitałowej PGNiG w podziale na segmenty działalności na dzień 30 czerwca 2009 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 GEOFIZYKA Kraków obejmuje Geofizykę Kraków Sp. z o.o. oraz jej spółkę zależną GEOFIZYKA Kraków Libya JSC.

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

2. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia w spółkach Grupy Kapitałowej PGNiG objętych konsolidacją na dzień 30 czerwca 2009 roku w podziale na segmenty został przedstawiony w poniższym zestawieniu. Centrala PGNiG S.A. świadczy usługi na rzecz wszystkich segmentów, w związku, z czym nie została przypisana do żadnego z nich.

Stan zatrudnienia według segmentów (w osobach)

	30 czerwiec 2009
Centrala PGNiG S.A.	829
Poszukiwanie i wydobywanie	10 946
Obrót i magazynowanie	3 840
Dystrybucja	13 757
Pozostała działalność	2 042
Razem	31 414

W dniu 11 grudnia 2008 roku NWZ PGNiG S.A. przyjęło „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG lata 2009-2011 (III etap)”. Program wszedł w życie w styczniu 2009 roku. W odróżnieniu od uprzednich 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 i/lub likwidacją stanowisk. Do dnia 30 czerwca 2009 roku program nie został uruchomiony.

3. Sprzedaż i pozyskanie gazu

W 2008 roku GK PGNiG osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 10,3 mld zł, z czego 91% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

	I półrocze 2009
Gaz ziemny, w tym:	9 382,0
- gaz ziemny wysokometanowy	8 628,2
- gaz ziemny zaazotowany	753,8
Ropa naftowa	317,6
Kondensat	0,9
Hel	15,7
Mieszanina propan-butan	17,6
Usługi geofizyczno-geologiczne	124,0
Usługi poszukiwawcze	191,1
Pozostała sprzedaż	204,7
Razem	10 253,6

W I półroczu 2009 roku GK PGNiG sprzedała 7 mld m³ gazu ziemnego, z czego 95% stanowiła sprzedaż z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a pozostała część – sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż.

Sprzedaż gazu ziemnego w mln m³

	I półrocze 2009
Obrót i magazynowanie	6 666,8
Poszukiwanie i wydobywanie	341,9
Razem	7 008,7

W I półroczu 2009 roku GK PGNiG pozyskała 6,8 mld m³ gazu ziemnego, z czego 70% stanowił gaz z importu, głównie pochodzenia rosyjskiego. Wydobywanie gazu ziemnego ze złóż krajowych wyniosło 29,7% pozyskania gazu. Poniższa tabela przedstawia strukturę zaopatrzenia w gaz ziemny w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Pozyskanie gazu w mln m³

	I półrocze 2009
Import	4 774,9
Wydobywanie krajowe	2 025,0
Dostawcy krajowi	21,1
Razem	6 821,0

Rozdział II: Organy PGNiG S.A.

1. Zarząd

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2009 roku wchodziły następujące osoby:

- Michał Szubski – Prezes Zarządu
- Mirosław Dobrut – Wiceprezes Zarządu ds. Techniczno-Inwestycyjnych
- Sławomir Hinc – Wiceprezes Zarządu ds. Ekonomiczno-Finansowych
- Radosław Dudziński – Wiceprezes Zarządu ds. Projektów Strategicznych
- Mirosław Szałuba – Wiceprezes Zarządu ds. Pracowniczych i Restrukturyzacji.

Dnia 28 stycznia 2009 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała w skład Zarządu Spółki Waldemara Wójcika na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Górnictwa Naftowego.

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2009 roku wchodziły następujące osoby:

- Michał Szubski – Prezes Zarządu
- Mirosław Dobrut – Wiceprezes Zarządu ds. Techniczno-Inwestycyjnych
- Sławomir Hinc – Wiceprezes Zarządu ds. Ekonomiczno-Finansowych
- Radosław Dudziński – Wiceprezes Zarządu ds. Projektów Strategicznych
- Mirosław Szałuba – Wiceprezes Zarządu ds. Pracowniczych i Restrukturyzacji
- Waldemar Wójcik – Wiceprezes Zarządu ds. Górnictwa Naftowego.

2. Rada Nadzorcza

Rada Nadzorcza PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2009 roku składała się z następujących członków:

- 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
- Maciej Kaliski – członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Puławski – członek Rady Nadzorczej
- Jolanta Siergiej – członek Rady Nadzorczej.

W dniu 16 czerwca 2009 roku Maciej Kaliski złożył rezygnację z funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

Na dzień 30 czerwca 2009 roku w skład Rady Nadzorczej wchodziło osiem osób:

- Stanisław Rychlicki – przewodniczący Rady Nadzorczej
- Marcin Moryń – wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
- Mieczysław Kawecki – sekretarz Rady Nadzorczej
- Grzegorz Banaszek – członek Rady Nadzorczej
- Agnieszka Chmielarz – członek Rady Nadzorczej
- Marek Karabuła – członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Puławski – członek Rady Nadzorczej

- Jolanta Siergiej – członek Rady Nadzorczej.

3. Prokurenci

Na dzień 1 stycznia 2009 roku w PGNiG S.A. było ustanowionych czterech prokurentów:

- Ewa Bernacik
- Waldemar Wójcik
- Marek Dobryniewski
- Stanisław Radecki.

W dniu 14 lutego 2009 roku Zarząd PGNiG S.A. udzielił prokury Tadeuszowi Kulczykowi i Zbigniewowi Królowi oraz odwołał prokurę Waldemarowi Wójcikowi i Markowi Dobryniewskiemu. Dnia 28 kwietnia 2009 roku Zarząd PGNiG S.A. odwołał prokurę Zbigniewowi Królowi oraz udzielił prokury Mieczysławowi Jankielowi.

Na dzień 30 czerwca 2009 roku w PGNiG S.A. było ustanowionych czterech prokurentów:

- Ewa Bernacik
- Stanisław Radecki
- Tadeusz Kulczyk
- Mieczysław Jakiel.

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 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 2009 roku 50.174 uprawnionych osób objęło 598.830.048 sztuk akcji, co stanowi około 80% liczby akcji przeznaczonych do nieodpłatnego nabycia oraz ponad 10% liczby akcji w kapitale zakładowym Spółki.

Struktura akcjonariatu

Na dzień 30 czerwca 2009 roku jedynie Skarb Państwa posiadał liczbę akcji stanowiącą 5% i więcej kapitału zakładowego i jednocześnie dającą prawo do 5% i więcej ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu Akcjonariuszy Spółki. Kapitał zakładowy PGNiG S.A. wynosił 5.900.000.000 zł. Składało się na niego 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Akcje wszystkich serii, tj. A, A1 oraz B są akcjami zwykłymi na okaziciela i uprawniają do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Statut PGNiG S.A. nie przewiduje ograniczeń w zakresie wykonywania prawa głosu przypadającego na akcje PGNiG S.A. Struktura akcjonariatu PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2009 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura akcjonariatu

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień 30.06.2009	Udział % w kapitale zakładowym na dzień 30.06.2009	Liczba głosów wynikająca z akcji	Udział % w liczbie głosów na WZA na dzień 30.06.2009
Skarb Państwa	4 401 169 951	74,60%	4 401 169 951	74,60%
Pozostali	1 498 830 049	25,40%	1 498 830 049	25,40%
Razem	5 900 000 000	100,00%	5 900 000 000	100,00%

Informacja o liczbie akcji posiadanych przez Skarb Państwa na dzień 30 czerwca 2009 roku ustalona została na podstawie danych przekazywanych przez Centralny Dom Maklerski PEKAO S.A. za pośrednictwem, którego wydawane są akcje uprawnionym osobom. Z uwagi na trwający proces wydawania akcji, ilość akcji będących w posiadaniu Skarbu Państwa ulega sukcesywnie zmniejszeniu w stosunku do zwiększającego się stanu posiadania akcji przez uprawnionych.

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 2009 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Akcje w posiadaniu osób zarządzających

Imię i Nazwisko	Liczba akcji na dzień 31.12.2008	Zmiana liczby posiadanych akcji	Liczba akcji na dzień 30.06.2009	Wartość nominalna akcji w zł
Michał Szubski	0	+ 6825	6 825	6 825
Mirosław Dobrut	0	+ 19 500	19 500	19 500
Mirosław Szkałuba	0	+ 9 425	9 425	9 425

Dnia 8 lipca 2009 roku członek Zarządu Waldemar Wójcik nabył nieodpłatnie 19.500 akcji o wartości nominalnej 19.500 zł.

Akcje w posiadaniu osób nadzorujących

Imię i Nazwisko	Liczba akcji na dzień 31.12.2008	Zmiana liczby posiadanych akcji	Liczba akcji na dzień 30.06.2009	Wartość nominalna akcji w zł
Stanisław Rychlicki	8 272	+ 1 625	9 897	9 897
Mieczysław Kawecki	0	+ 19 500	19 500	19 500
Jolanta Siergiej	0	+ 9 425	9 425	9 425

Akcje w posiadaniu prokurentów

Imię i Nazwisko	Liczba akcji na dzień 31.12.2008	Zmiana liczby posiadanych akcji	Liczba akcji na dzień 30.06.2009	Wartość nominalna akcji w zł
Stanisław Radecki	0	+ 19 500	19 500	19 500
Mieczysław Jakiel	10 601	0	10 601	10 601
Tadeusz Kulczyk	1 816	+19 500	21 316	21 316

Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne

1. Koncesje

W dniu 15 maja 2009 roku wygasła udzielona PGNiG S.A. koncesja na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych z dnia 30 kwietnia 1999 roku.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku PGNiG S.A. była w posiadaniu niżej wymienionych koncesji, udzielonych przez Prezesa URE na podstawie ustawy Prawo energetyczne:

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

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku PGNiG S.A. była w posiadaniu niżej wymienionych koncesji, udzielonych na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:

- 77 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu
- 217 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż
- 9 koncesji na podziemne magazynowanie gazu (PMG)
- 4 koncesje na składowanie odpadów.

2. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.

Do dnia 30 maja 2009 roku w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywała Taryfa dla paliw gazowych nr 1 zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 10 kwietnia 2008 roku, która została zmieniona decyzją Prezesa URE z dnia 17 października 2008 roku w zakresie ceny za paliwo gazowe.

W dniu 13 lutego 2009 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie Taryfy dla paliw gazowych nr 1/2009 (w trakcie postępowania nastąpiła zmiana nazwy na Taryfa dla paliw gazowych nr 2/2009). Taryfa została podzielona na dwie części A i B.

Prezes URE decyzją z dnia 7 maja 2009 roku zatwierdził Taryfę dla paliw gazowych nr 2/2009 oznaczoną, jako część A, która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązuje od dnia 1 czerwca 2009 roku.

Decyzją z dnia 31 grudnia 2008 roku Prezes URE wyznaczył PGNiG S.A. Operatorem Systemu Magazynowania (OSM) na okres od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 31 grudnia 2025 roku. W niniejszej decyzji Prezes URE zobowiązał PGNiG S.A. do opracowania projektu taryfy na świadczenie usług magazynowania paliw gazowych w terminie maksymalnie 6 miesięcy od momentu wyznaczenia na OSM tj. do dnia 1 lipca 2009 roku. W dniu 25 maja 2009 roku PGNiG S.A. złożyła do Prezesa URE wniosek o zatwierdzenie Taryfy dla paliw gazowych, oznaczonej jako część B („Taryfa w zakresie usług magazynowania paliw gazowych Nr 1/2009”). Prezes URE decyzją z dnia 16 czerwca 2009 roku zatwierdził Taryfę w zakresie usług magazynowania paliw gazowych nr 1/2009, która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązuje od dnia 1 lipca 2009 roku.

Ponizej przedstawiono zestawienie średnich opłat stosowanych do rozliczeń z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe w podziale na rodzaj dostarczanego paliwa oraz miejsce odbioru paliwa gazowego.

1. Obszar Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	2008	2009	zmiana %
W-1	2,3773	2,3598	-0,7%
W-2	1,8367	1,8066	-1,6%
W-3	1,6591	1,6341	-1,5%
W-4	1,5486	1,5175	-2,0%
W-5 –W-7B	1,4258	1,3802	-3,2%
W-8 – W-10	1,2012	1,1322	-5,7%

	2008	2009	zmiana %
S-1	1,6307	1,6291	-0,1%
S-2	1,2170	1,2132	-0,3%
S-3	1,1330	1,1333	0,0%
S-4	1,0079	1,0045	-0,3%
S-5 –S-7B	0,9909	0,9806	-1,0%
S-8 – S-10	0,8638	0,8390	-2,9%

	2008	2009	zmiana %
Z-1	1,3640	1,3539	-0,7%
Z-2	1,1401	1,1399	0,0%
Z-3	1,0324	1,0321	0,0%
Z-4	0,9141	0,9115	-0,3%
Z-5 –Z-7B	0,9367	0,9273	-1,0%

2. Obszar Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	2008	2009	zmiana %
W-1	2,3164	2,3161	0,0%
W-2	1,8852	1,8858	0,0%
W-3	1,6166	1,6172	0,0%
W-4	1,5332	1,5335	0,0%
W-5 –W-7B	1,4212	1,4017	-1,4%
W-8 – W-10	1,1952	1,1354	-5,0%

3. Obszar Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	2008	2009	zmiana %
W-1	2,1701	2,1597	-0,5%
W-2	1,8211	1,8153	-0,3%
W-3	1,5735	1,5656	-0,5%
W-4	1,4747	1,4618	-0,9%
W-5 –W-7B	1,3960	1,3680	-2,0%
W-8 – W-10	1,1655	1,1002	-5,6%

4. Obszar Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	2008	2009	zmiana %
W-1	2,5734	2,5416	-1,2%
W-2	1,7764	1,7423	-1,9%
W-3	1,5529	1,5212	-2,0%
W-4	1,5001	1,4772	-1,5%
W-5 – W-7B	1,4001	1,3603	-2,8%
W-8 – W-10	1,1180	1,0399	-7,0%

5. Obszar Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	2008	2009	zmiana %
W-1	2,4382	2,4357	-0,1%
W-2	1,8418	1,8422	0,0%
W-3	1,6117	1,6120	0,0%
W-4	1,5507	1,5356	-1,0%
W-5 – W-7B	1,4266	1,4130	-1,0%
W-8 – W-10	1,1862	1,1384	-4,0%

6. Obszar Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	2008	2009	zmiana %
W-1	2,3865	2,3860	0,0%
W-2	1,8045	1,7745	-1,7%
W-3	1,6162	1,6140	-0,1%
W-4	1,5197	1,5189	-0,1%
W-5 – W-7B	1,3870	1,3568	-2,2%
W-8 – W-10	1,1468	1,0835	-5,5%

	2008	2009	zmiana %
S-1	1,6572	1,6576	0,0%
S-2	1,2700	1,2702	0,0%
S-3	1,1375	1,1364	-0,1%
S-4	1,0354	1,0352	0,0%
S-5 – S-7B	1,0158	1,0070	-0,9%

	2008	2009	zmiana %
Z-1	1,6690	1,6685	0,0%
Z-2	1,1387	1,1359	-0,2%
Z-3	0,9991	0,9926	-0,6%
Z-4	0,9247	0,9210	-0,4%
Z-5 – Z-7B	0,8672	0,8487	-2,1%

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

Grupa taryfowa	2008	2009	zmiana %
E-1A – E-4B	1,1207	1,0439	-6,9%
Lw-1 – Lw-4	0,8001	0,7658	-4,3%
Ls-1 – Ls-4	0,7692	0,7236	-5,9%

3. Zmiany w taryfach Spółek Gazownictwa

Do dnia 30 maja 2009 roku w rozliczeniach z odbiorcami Spółki Gazownictwa obowiązywały Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego, zatwierdzone decyzjami Prezesa URE z dnia 10 kwietnia 2008 roku.

Prezes URE decyzjami z dnia 7 maja 2009 roku zatwierdził Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego dla Spółek Gazownictwa, które w rozliczeniach z odbiorcami obowiązują od 1 czerwca 2009 roku.

4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego

Zmiany prawne

W II półroczu 2009 roku należy oczekiwać kolejnych zmian w przepisach prawnych regulujących działalność sektora gazowniczego, przede wszystkim w ustawie Prawo energetyczne, której nowelizacja została przyjęta przez Radę Ministrów w maju 2009 roku. Kolejne zmiany w ustawie mogą wynikać z przyjęcia przez Parlament Europejski III Pakietu Energetycznego, który obejmuje m.in. „Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającą dyrektywę 2003/55/WE”. Ponadto istotne dla funkcjonowania rynku gazowego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego znajduje się od 2007 roku w fazie projektu. Wejście w życie znowelizowanych ww. aktów prawnych spowoduje konieczność nowelizacji 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 rozwoju.

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 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 obarczona jest wysokim ryzykiem błędu. Istnieje zagrożenie, że pomimo ustalonych w prawie reguł określających możliwości korekty cen zatwierdzonych na okres obowiązywania taryfy, wzrost cen zakupu gazu z importu może nie być w pełni przeniesiony na wzrost cen sprzedaży gazu dla odbiorców lub tempo tych zmian będzie następowało 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. Aktualnie konkurencja na rynku krajowym jest ograniczona. Jednakże w przyszłości, po uzyskaniu stosownych koncesji, pojawią się firmy, które będą mogły skutecznie konkurować z PGNiG S.A. Poważną konkurencję stanowią 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

W I półroczu 2009 roku segment poszukiwanie i wydobywanie prowadził głównie pozataryfową sprzedaż gazu ziemnego oraz sprzedaż ropy naftowej i innych produktów. Głównymi odbiorcami gazu ziemnego byli odbiorcy przemysłowi, których udział w wolumenie sprzedaży stanowił 86,6%. Poniższa tabela przedstawia sprzedaż podstawowych produktów na rzecz odbiorców zewnętrznych w układzie ilościowym.

Sprzedaż podstawowych produktów GK PGNiG

		Jednostka	I półrocze 2009
1.	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	341,9
	- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	22,4
	- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	319,5
2.	Ropa naftowa	tys. t.	266,1
3.	Kondensat	tys. t.	0,7
4.	Hel	mln m ³	1,1
5.	Mieszanka propan-butan	tys. t.	10,9
6.	Azot	tys. kg	797,1
7.	Siarka	tys. t.	13,8

* mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

1. Poszukiwanie

W I półroczu 2009 roku Grupa Kapitałowa PGNiG prowadziła prace w zakresie poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów, w ramach których wykonała m.in. 121.388,5 m wierceń, 4.222,3 km sejsmiki 2D oraz 1.598,5 km² sejsmiki 3D, na potrzeby GK PGNiG oraz usługowo dla podmiotów zewnętrznych w kraju i za granicą. Na potrzeby własne GK PGNiG wykonała 35.746 m wierceń, 1.763,3 km sejsmiki 2D oraz 599,5 km sejsmiki 3D.

1.1. Prace poszukiwawcze w Polsce

W kraju PGNiG S.A. prowadziła prace wiertnicze i geofizyczne na terenie Karpat, Przedgórze Karpat oraz na Nizinie Polskiej. Wiercenia prowadzone były w 19 otworach: 14 poszukiwawczych i 5 rozpoznawczych, z czego w 7 odwiertach wiercenia rozpoczęto w 2008 roku. Spośród 8 odwiertów o znanych wynikach złożowych 5 odwiertów zakwalifikowano jako pozytywne, w tym 4 gazowe i jeden ropy, pozostałe 3 odwierty były negatywne.

W I półroczu 2009 roku PGNiG S.A. kontynuowała współpracę z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. na obszarach: „Płotki”, „Płotki”-„PTZ”, „Poznań”, Blok 255 oraz na obszarze „Bieszczady” we współpracy ze spółkami Eurogas Polska Sp. z o.o. i Energia Bieszczady Sp. z o.o. Ponadto PGNiG S.A. rozpoczęła wiercenie otworu poszukiwawczego Ostrowiec-1 (obszar „Ostrowiec”) w ramach Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 27 lutego 2009 roku zawartej z FX Energy Poland Sp. z o.o.

1.2. Prace poszukiwawcze za granicą

W I półroczu 2009 roku Grupa Kapitałowa PGNiG prowadziła działania na obszarach koncesyjnych w Norwegii, Libii, Pakistanie, Danii oraz Egipcie.

Norwegia

PGNiG Norway AS posiada 15% udziałów w trzech obszarach koncesyjnych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, obejmujących złoża Skarv i Snadd (koncesje: PL 212, PL 212B, PL 262). Pozostałe udziały należą do: British Petroleum (Operator) – 30%, StatoilHydro – 30%, E.ON Ruhrgas Norge – 25%.

Zagospodarowanie złóż jest prowadzone przez British Petroleum wraz z PGNiG Norway AS, StatoilHydro i E.ON Ruhrgas. W wyniku unityzacji złóż Skarv i Snadd ze złożem Idun udziały poszczególnych spółek w obszarze eksploatacyjno-poszukiwawczym w przybliżeniu wynoszą:

- British Petroleum (Operator) 24%
- StatoilHydro 36%
- E.ON Ruhrgas Norge 28%
- PGNiG Norway AS 12%.

Z dniem 1 stycznia 2009 roku na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG Norway AS objęła:

- bezpłatnie 30% udziałów w koncesji PL 350, na podstawie umowy z StatoilHydro Petroleum AS
- za symboliczną kwotę 1 NOK 25% udziałów w koncesji PL 419, na podstawie umowy z Nexen Exploration Norge AS.

W wyniku rozstrzygnięcia rundy koncesyjnej w kwietniu 2009 roku, PGNiG Norway AS objęła 35% udziałów w koncesji PL 521 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Rejestracja udziałów PGNiG Norway AS w koncesji nastąpiła 15 maja 2009 roku.

W I półroczu 2009 roku kontynuowano projekt zagospodarowania złoża Skarv. Rozpoczęcie wydobycia planowane jest w 2011 roku.

Libia

Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. prowadzi prace poszukiwawcze na koncesji numer 113 zlokalizowanej w basenie naftowym Murzuq (zachodnia Libia) na podstawie umowy EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement) z dnia 25 lutego 2008 roku zawartej z Rządem Libii. W I półroczu 2009 roku rozpoczęto wykonywanie zdjęć sejsmicznych 2D i 3D. Prace sejsmiczne będą kontynuowane w II półroczu 2009 roku.

Pakistan

PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie umowy z 18 maja 2005 roku, zawartej pomiędzy PGNiG S.A. a Rządem Pakistanu na realizację poszukiwań i eksploatację węglowodorów w obszarze koncesji Kirthar. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z firmą Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG S.A. – 70%, PPL – 30%. W I półroczu 2009 roku prowadzono wiercenie pierwszego otworu poszukiwawczego Rehman-1. Wiercenie otworu zostało zakończone wynikiem pozytywnym w lipcu 2009 roku.

Dania

W dniu 6 grudnia 2007 roku PGNiG S.A. podpisała umowę cesji udziałów w koncesji poszukiwawczej 1/05 na obszarze Danii i objęła operatorstwo na tej koncesji. W marcu 2009 roku

PGNiG S.A. odkupiła od dotychczasowego udziałowca Odin Energi A/S 40% udziałów w koncesji 1/05 w Danii. Obecnie udziały wynoszą: PGNiG S.A. – 80%, Nordsofonden – 20%. W II połowie 2009 roku planowane jest wykonanie zdjęcia sejsmicznego 3D.

Egipt

W 2007 roku PGNiG S.A. wygrała przetarg na koncesję poszukiwawczą Bahariya (Blok nr 3) w Egipcie. 17 maja 2009 roku PGNiG S.A. i Rząd Egiptu podpisali umowę EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement). W II półroczu 2009 roku planowane jest wykonanie reprocessingu 1.450 km sejsmiki 2D oraz rozpoczęcie prac grawimetrycznych.

1.3. Usługi w zakresie poszukiwania złóż

W I półroczu 2009 roku spółki segmentu poszukiwanie i wydobywanie prowadziły prace wiertnicze, serwisowe i geofizyczne na rzecz GK PGNiG i odbiorców zewnętrznych w Polsce i za granicą.

Na terenie Polski wykonywane były prace wiertnicze oraz wiercenia na potrzeby podziemnych magazynów węglowodorów. W kraju, w ramach prac dla odbiorców spoza GK PGNiG, zakończono wiercenie otworu geotermalnego Toruń TG-1 dla Fundacji Lux Veritatis oraz prowadzono wiercenia otworów badawczych na obszarach koncesyjnych złóż miedzi dla KGHM. Znaczący udział w przychodach spółek miały prace prowadzone na zlecenie inwestorów zagranicznych. Wiercenia wykonywane były za granicą głównie w Kazachstanie, Pakistanie, Egipcie, Libii, Ugandzie oraz na Węgrzech i Ukrainie. Ponadto kontynuowano wiercenie geotermalnego otworu na terenie Niemiec.

Specjalistyczne prace serwisowe w zakresie górnictwa otworowego były świadczone przez spółki segmentu poszukiwanie i wydobywanie przede wszystkim w kraju. W zakres wykonywanych usług wchodziły zabiegi intensyfikacji wydobywania, usługi płuczkowe, cementacyjne oraz inne specjalistyczne prace wiertnicze, pomiarowe i laboratoryjne. Spółki wykonywały również rekonstrukcje i likwidacje odwiertów oraz likwidowały skutki działalności górnictwa otworowego. Głównym odbiorcą usług serwisowych wykonywanych w kraju była GK PGNiG. Prace serwisowe prowadzone były także na rzecz podmiotów spoza GK PGNiG m.in. FX Energy Poland Sp. z o.o., PRWiG Warszawa, Petrobaltic S.A. Spółki świadczyły swoje usługi również w Kazachstanie, na Ukrainie, Litwie i Łotwie.

Spółki segmentu poszukiwanie i wydobywanie zajmowały się świadczeniem usług geofizycznych w zakresie sejsmiki polowej, pomiarów geofizycznych, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych, a także świadczeniem innych usług geofizycznych. Prace geofizyczne były prowadzone w kraju i za granicą, dla GK PGNiG i odbiorców zewnętrznych. Rynkami zagranicznymi, na których operowały spółki były: Indie, Pakistan, Libia, Tajlandia i Niemcy. Ponadto spółki świadczyły usługi w zakresie geofizyki wiertniczej w państwach UE m. in. w Czechach i na Słowacji.

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 20 kopalniach (12 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). Produkcją helu i LNG z gazu zaazotowanego pochodzącego z kopalni z Oddziału w Zielonej Górze zajmuje się Oddział w Odolanowie.

W I półroczu 2009 roku PGNiG S.A. wydobyla 852,0 mln m³ gazu wysokometanowego oraz 1.173,0 mln m³ gazu zaazotowanego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), z czego 641,2 mln m³ gazu uległo odazotowaniu w Oddziale w Odolanowie. Wydobycie ropy naftowej wyniosło 260,9 tys. ton. Wielkość produkcji PGNiG S.A. w I półroczu 2009 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura produkcji

		Jednostka	I półrocze 2009 roku
1.	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³ *	2 025,0
	- wysokometanowy	mln m ³	852,0
	- zaazotowany	mln m ³ *	1 173,0
2.	Ropa naftowa	tys. ton	260,9
	- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	238,5
	- Oddział w Sanoku	tys. ton	22,4
3.	Kondensat	tys. ton	6,7
4.	Siarka	tys. ton	13,2
5.	Mieszanina propan-butan	tys. ton	11,1
6.	Hel	mln m ³	1,0
7.	LNG	mln m ³	8,7

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

W I półroczu 2009 roku do eksploatacji podłączono 7 nowych odwiertów na terenie działania Oddziału w Sanoku: Łukowa 2, 3, 5, 6 oraz Żołyńia 75, 83, 84. Łączny przyrost zdolności wydobywczych wynosi około 9.420 m³/godz.

W I półroczu 2009 roku PGNiG S.A. prowadziła szereg prac w celu utrzymania poziomu wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej z eksploatowanych złóż. W I półroczu 2009 roku zakończono wiercenie odwiertu eksploatacyjnego na złożu Trzebowniko. Dla ograniczenia naturalnego spadku wydobycia przeprowadzono remonty 18 odwiertów, których stan techniczny nie pozwalał na dalszą eksploatację. Ponadto wykonano zabiegi intensyfikacyjne dla utrzymania bądź poprawy zdolności wydobywczych odwiertów eksploatacyjnych. W związku ze spadkiem ciśnienia na złożu Jodłówka rozpoczęto prace związane z zainstalowaniem sprężarek.

Segment poszukiwanie i wydobycie wykorzystuje na swoje potrzeby podziemne magazyny gazu: Brzeźnica, Strachocina i Swarzów. Podstawowym zadaniem podziemnych magazynów gazu jest zapewnienie możliwości zagospodarowania wydobywanego gazu w okresach zmniejszonego zapotrzebowania odbiorców na gaz. Ponadto magazyny umożliwiają optymalizację wydobycia ze złóż krajowych w ciągu roku oraz prowadzenie racjonalnej gospodarki zasobami złóż gazu ziemnego. Pojemności czynne magazynów na dzień 30 czerwca 2009 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobycie

	mln m ³
Brzeźnica	65,0
Strachocina	150,0
Swarzów	90,0

3. Inwestycje

W I półroczu 2009 w segmencie poszukiwanie i wydobywanie GK PGNiG poniosła nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne w wysokości 828,5 mln zł. Najważniejsze przedsięwzięcia zostały opisane poniżej.

Poszukiwanie złóż

Inwestycje w obszarze poszukiwania złóż wyniosły 221,2 mln zł, z czego 184,4 mln zł stanowiły głównie nakłady na odwierty pozytywne oraz odwierty, których realizacja nie została zakończona. W I półroczu 2009 roku odwiercono 5 odwiertów pozytywnych. Pozostałe nakłady zostały poniesione na prace zagraniczne oraz na 3 odwierty negatywne, które zostały odniesione w koszty w bieżącym okresie sprawozdawczym.

Projekt Skarv

Projekt zagospodarowania złoża Skarv obejmuje wykonanie 16 odwiertów, w tym 7 do eksploatacji ropy, 5 – gazu ziemnego i 4 odwiertów iniekcyjnych (do zatłaczania). W późniejszej fazie odwierty iniekcyjne zostaną przekształcone w gazowe otwory eksploatacyjne w celu pełnego wyeksploatowania złoża. W I półroczu 2009 roku kontynuowano zagospodarowanie złoża Skarv. Nakłady poniesione w I półroczu 2009 wyniosły 404,0 mln zł. W związku ze zmianą dostawcy platformy wiertniczej przesunięto mobilizację urządzenia wiertniczego na początek 2010 roku. Rozpoczęcie wydobywania planowane jest 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. Projekt LMG obejmuje:

- budowę Ośrodka Centralnego LMG, który będzie miejscem zbioru, rozdziału i uzdatniania płynów złożowych
- budowę Terminalu Ekspedycyjnego w miejscowości Wierzbno, który umożliwi odbiór i wysyłkę ropy naftowej cysternami kolejowymi oraz tłoczenie ropy naftowej do rurociągu PERN „Przyjaźń”, odbieranej z Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego LMG
- budowę gazociągu do odazotowni Grodzisk, który umożliwi przesłanie nadwyżek gazu z Kopalni LMG do odazotowni Grodzisk.

W I półroczu 2009 roku rozpoczęto prace przygotowawcze do realizacji zadania inwestycyjnego „Projekt LMG - Ośrodek Centralny, strefy przyodwiertowe i inne”. Nakłady poniesione w I półroczu 2009 roku wyniosły 8,4 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. Projekt obejmuje: zagospodarowanie złóż Wielichowo, Ruchocice i Paproć W, podłączenie odwiertów Elźbieciny, Jabłonna i Łęki, zagospodarowanie odwiertu Nowy Tomyśl 2k, modernizację KGZ Paproć, rozbudowę KGZ Paproć-Cicha Góra, budowę gazociągu Przylęk-KGZ Paproć oraz budowę odazotowni Grodzisk. Wydajność docelowa odazotowni będzie wynosić około 35 tys. m³/h. W I półroczu 2009 roku zakończono zagospodarowanie odwiertu Nowy Tomyśl 2k oraz budowę odazotowni Grodzisk. Rozruch technologiczny odazotowni nastąpił w maju 2009 roku. Nakłady

poniesione w I półroczu 2009 roku wynoszą 18,5 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. Nakłady poniesione w I półroczu 2009 roku wyniosły 10,6 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 złóż gazu ziemnego Ryłowa-Rajsko
- zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Łukowa
- zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Kaleje
- zagospodarowanie odwiertów Żołyńia
- zagospodarowanie odwiertów Rudka
- modernizacja instalacji produkcyjnej odazotowni w Odolanowie
- zakup i modernizacja maszyn i urządzeń do prac wiertniczych i geofizycznych
- zakup gotowych dóbr inwestycyjnych oraz zaplecza i infrastruktury.

Podziemne magazyny gazu

W I półroczu roku PGNiG S.A. kontynuowała prace związane z rozbudową pojemności czynnej istniejącego magazynu gazu PMG Strachocina, na potrzeby którego odwiercono pięć odwiertów poziomych i rozpoczęto wiercenie kolejnego odwiertu. Ponadto Spółka kontynuowała prace związane z budową części napowierzchniowych nowych magazynów gazu zaazotowanego (Ls) PMG Daszewo i gazu zaazotowanego (Lw) PMG Bonikowo. Nakłady poniesione w I półroczu 2009 roku wyniosły 71,7 mln zł.

4. Planowane działania

Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2009 roku PGNiG S.A. planuje wykonanie prac geofizycznych oraz przeprowadzenie prac wiertniczych na otworach poszukiwawczych (również te we współpracy z firmami zagranicznymi) w Karpatach i na Przedgórzu Karpat oraz na terenie monokliny przedsudeckiej, niecki lubelskiej i antyklinalium pomorskiego.

Prace poszukiwawcze za granicą

W I półroczu 2009 roku GK PGNiG prowadziła szereg działań zmierzających do pozyskania nowych obszarów poszukiwawczych i koncesyjnych w krajach Afryki Północnej, Azji Środkowej oraz na Morzu Północnym. Powyższe działania będą kontynuowane w 2009 roku. Ponadto GK PGNiG zamierza kontynuować prace poszukiwawcze na obszarach koncesyjnych w Danii, Egipcie, Pakistanie, Libii i Norwegii.

Podziemne magazyny gazu

W II półroczu 2009 roku PGNiG S.A. będzie kontynuować budowę części napowierzchniowej na PMG Bonikowo oraz planuje rozpocząć budowę części napowierzchniowej na PMG Strachocina. Zakończenie budowy PMG Daszewo planowane jest II półroczu 2009 roku.

Wydobycie gazu ziemnego

PGNiG S.A. realizuje program inwestycyjny mający na celu osiągnięcie w dłuższej perspektywie wzrostu zdolności wydobywczych gazu ziemnego. W ramach programu planuje się zagospodarowanie nowych złóż i odwiertów, modernizację i rozbudowę istniejących KGZ, budowę nowych i rozbudowę już istniejących podziemnych magazynów gazu. Ponadto będą prowadzone prace w celu utrzymania wydobycia węglowodorów ze złóż już eksploatowanych na obecnym poziomie.

W 2009 roku planuje się wydobycie 4,3 mld m³/rocznie w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³. W II półroczu 2009 roku zostanie oddane do eksploatacji złoża Kaleje oraz kolejne odwierty na złożach Żołynia, Chałupki Dębnińskie i Łukowa. 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. Wielichowo, Ruchocice, Roszków, Międzychód (złoża gazu zaazotowanego w zachodniej Polsce) oraz Łukowa, Jasionka II etap, Kupno, Pilzno II etap, Rudka II etap (złoża gazu wysokometanowego na Podkarpaciu).

Wydobycie ropy naftowej

W 2009 roku rozpoczęto prace przygotowawcze do 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 2009 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 i osiągnięciu roczny poziom ok. 0,9 mln ton.

5. Ryzyka poszukiwania i wydobycia

Odkrycia i szacowanie zasobów

Podstawowym ryzykiem, jakim jest obciążona działalność poszukiwawcza, jest ryzyko braku odkrycia złóż, czyli ryzyko poszukiwawcze. Ryzyko to polega na tym, że nie w każdym zidentyfikowanym potencjalnym obiekcie złożowym istnieje nagromadzenie węglowodorów spełniające kryteria definicji złoża. Istnienie nagromadzenia węglowodorów uzależnione jest od spełnienia szeregu warunków geologicznych. Ponadto ilość i jakość nagromadzonych węglowodorów mogą być inne od szacowanych. W sytuacji, gdy wyniki zakończonej sukcesem działalności poszukiwawczej w postaci udokumentowanych nowych zasobów nie zrównoważą wydobycia z obecnych złóż, udokumentowane zasoby wydobywalne w złożach PGNiG S.A. będą zmniejszać się wraz z ich postępującą eksploatacją.

Wielkości zasobów i prognoz wydobycia są obciążone 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 wydobycia może prowadzić do zmniejszenia przychodów, a przez to wpłynąć negatywnie na wyniki ekonomiczne PGNiG S.A.

Konkurencja

W kraju i za granicą istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż, czyli realizowania strategii uzyskiwania dostępu do własnych zasobów węglowodorów. Niektórzy konkurenci PGNiG S.A., zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową oraz większe niż PGNiG S.A. zasoby finansowe. W rezultacie istnieje prawdopodobieństwo, że firmy te przystąpią do przetargów i będą w stanie nabyć koncesje o dobrych perspektywach poszukiwawczych. Konkurenci mogą również definiować, wyceniać, oferować i kupować większą liczbę pól, włączając w to operatorstwo i koncesje, aniżeli pozwalają na to zasoby finansowe i ludzkie PGNiG S.A. Przewaga ta jest szczególnie istotna na arenie międzynarodowej. Jednakże wobec nasilenia się światowego kryzysu finansowego ryzyko to wydaje się wykazywać tendencję malejącą.

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 PGNiG S.A. prowadzi działalność, występują trudności w naborze wysoko wykwalifikowanej kadry.

Nieprzewidziane zdarzenia

Ekspluatowane przez PGNiG S.A. złoża węglowodorów znajdują się często na dużych głębokościach, co związane jest z występowaniem w nich bardzo wysokich ciśnień, dodatkowo wiele złóż w składzie chemicznym zawiera 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 PGNiG S.A. prowadzi działalność poszukiwawczą, istnieje ryzyko konfliktów zbrojnych oraz ataków terrorystycznych, których efektem może być ograniczenie, zawieszenie lub zaprzestanie działalności poszukiwawczo-wydobywczej.

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

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

W związku z trwającym obecnie światowym kryzysem gospodarczym istnieje duża niepewność, co do zachowań inwestorów w zakresie zapotrzebowania na prace poszukiwawcze w najbliższych latach. 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 2009 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 i krótkoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport” oraz umowy średnioterminowej i krótkoterminowej 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 od 1 października 2008 roku do 1 października 2011 roku
- Kontraktu na letnie dostawy gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 1 czerwca 2009 roku z OOO „Gazprom eksport”, obowiązującego do 30 września 2009 roku.

W związku z brakiem realizacji dostaw gazu w ramach Umowy sprzedaży gazu ziemnego z dnia 17 listopada 2006 roku z ROSUKRENERGO AG, obowiązującej do 1 stycznia 2010 roku włącznie z możliwością przedłużenia do 1 stycznia 2012 roku, PGNiG S.A. w dniu 1 czerwca 2009 roku podpisała kontrakt na letnie dostawy gazu z OOO „Gazprom eksport”. Przedmiotem umowy jest dostawa gazu ziemnego w ilości około 1 mld m³.

W dniu 29 czerwca 2009 roku PGNiG S.A. podpisała umowę na dostawy skroplonego gazu ziemnego (LNG) z Qatargas Operating Company Ltd. W ramach umowy dostawy LNG realizowane będą od 2014 roku przez okres 20 lat, na poziomie 1 mln ton LNG rocznie.

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

Struktura zakupów gazu ziemnego (w mln m³)

	I półrocze 2009	%
Import w tym:	4 774,9	99,6%
- OOO "Gazprom eksport"	4 286,4	89,7%
- VNG AG	485,7	10,2%
- Pozostali dostawcy zagraniczni	2,8	0,1%
Dostawcy krajowi	21,1	0,4%
Razem	4 796,0	100,0%

W 2009 roku w wyniku konfliktu rosyjsko-ukraińskiego miały miejsce zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego. Ponadto od stycznia 2009 roku dostawy gazu z ROSUKRENERGO AG nie są realizowane, pomimo iż umowa sprzedaży gazu ziemnego obowiązuje do 1 stycznia 2010 roku. W rezultacie zmniejszenia, a następnie wstrzymania dostaw gazu w punkcie zdawczo-odbiorczym w Drozdowiczach, kierunki dostaw zostały zmienione i dodatkowe ilości gazu odbierane były przez punkt Wysokoje. Dostawy gazu w punkcie zdawczo-odbiorczym w Drozdowiczach zostały wznowione, ale były realizowane na niższym poziomie, wskutek braku realizacji dostaw w ramach kontraktu z ROSUKRENERGO AG. W celu zapewnienia odpowiednich dostaw gazu do odbiorców

PGNiG S.A. zwiększyła pobór gazu z magazynów. W efekcie współpracy PGNiG S.A. z OOO „Gazprom eksport” czasowo zwiększone zostały ilości gazu odbieranego w ramach obowiązującego kontraktu oraz podpisano krótkoterminowy kontrakt na letnie dostawy gazu.

W dniu 28 lipca 2009 roku została podpisana Umowa Ramowa kupna i sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i VNG-Verbundnetz Gas AG. Umowa określa ogólne zasady, w oparciu o które będzie realizowana współpraca w zakresie sprzedaży i zakupu gazu ziemnego, natomiast szczegóły w zakresie poszczególnych dostaw, np. ilość i cena, będą każdorazowo doprecyzowywane w zawieranych w przyszłości Umowach Indywidualnych.

Projekt Baltic Pipe

Celem projektu jest stworzenie bezpośredniego połączenia, umożliwiającego dostawy gazu ziemnego z Danii do Polski oraz w przyszłości również z Polski do Danii. W dniu 29 stycznia 2009 roku NWZ PGNiG S.A. podjęło decyzję o sprzedaży dokumentacji związanej z realizacją projektu Baltic Pipe spółce OGP GAZ-SYSTEM S.A. Zgodnie z aktualną koncepcją dalsze etapy realizacji projektu mają być prowadzone przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Projekt Skanled

Konsorcjum Skanled powołane zostało do budowy gazociągu Skanled, łączącego terminal gazowy na Norweskim Szelfie Kontynentalnym ze Szwecją oraz Danią. PGNiG S.A. objęła 15% udziałów i została jednym z 15 udziałowców Konsorcjum.

W dniu 29 kwietnia 2009 roku członkowie Konsorcjum Skanled podjęli decyzję o zawieszeniu realizacji budowy gazociągu Skanled z powodu zmiany warunków makroekonomicznych, wycofania się z Konsorcjum większości firm skandynawskich oraz braku możliwości zapewnienia dostaw gazu, który miał być przesyłany tym gazociągiem.

2. Sprzedaż

W I półroczu 2009 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kompleksowe na dostawy paliwa gazowego, zarówno z systemu przesyłowego, jak i dystrybucyjnego z 42,1 tys. nowych odbiorców, z czego 41 tys. stanowili odbiorcy domowi.

Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne w 2008 roku PGNiG S.A. rozpoczęła proces wymiany umów handlowych na umowy kompleksowe, który powinien zakończyć się do dnia 31 grudnia 2009 roku. W I półroczu 2009 roku wszyscy odbiorcy obsługiwani przez Spółkę otrzymali projekty umów kompleksowych w zakresie świadczenia usługi sprzedaży oraz usługi przesyłania paliwa gazowego.

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz zaazotowany. W I półroczu 2009 roku sprzedaż gazu ziemnego, w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy, w porównaniu do I półrocza roku ubiegłego spadła o około 5%, tj. 360,6 mln m³. Spadek wolumenu sprzedaży spowodowany został zmniejszeniem zapotrzebowania na paliwo gazowe przez klientów PGNiG S.A. w wyniku ogólnoświatowego kryzysu gospodarczego. GK PGNiG prowadziła sprzedaż gazu na rynku krajowym oraz na rynkach zagranicznych. Struktura sprzedaży segmentu obrót i magazynowanie GK PGNiG w I półroczu 2009 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura sprzedaży podstawowych produktów

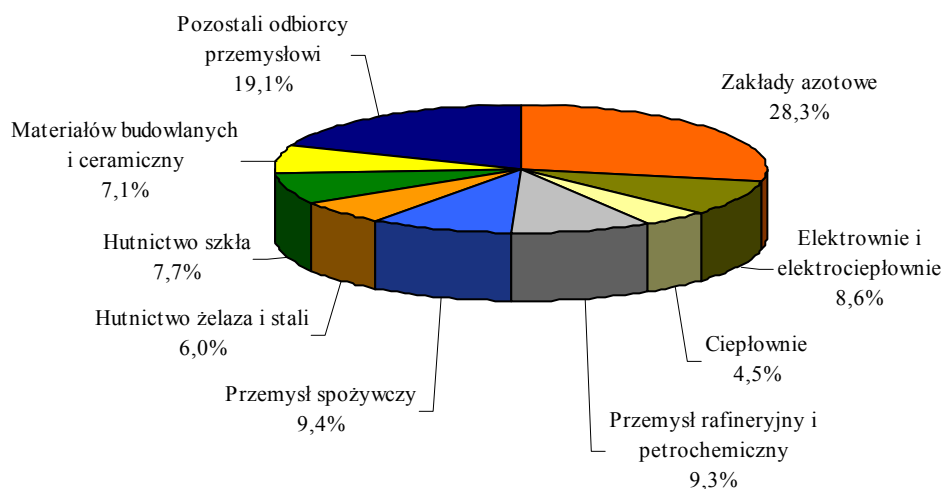
		Jednostka	I półrocze 2009
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	6 666,8
	- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	6 270,5
	- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	396,3
2	Propan-butan	tys. t.	1,0

* 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 31%. Największy udział w wolumenie sprzedaży gazu ziemnego mieli odbiorcy przemysłowi (55%). W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż gazu ziemnego systemowego (mln m³)

	I półrocze 2009	%
Odbiorcy przemysłowi	3 663,1	54,9%
Handel, usługi	846,4	12,7%
Odbiorcy domowi	2 064,7	31,0%
Odbiorcy hurtowi	70,6	1,1%
Eksport	22,0	0,3%
Razem	6 666,8	100,0%

Sprzedaż gazu ziemnego w I półroczu 2009 roku
do odbiorców przemysłowych

W dniu 30 kwietnia 2009 roku PGNiG S.A. wspólnie z Wielkopolską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. zakończyła I etap procesu przestawiania lewobrzeżnej części miasta Poznania i Wschodniej Wielkopolski z mniej kalorycznego gazu zaazotowanego na wysokokaloryczny gaz wysokometanowy, w wyniku którego przestawiono około 123 tys. odbiorców należących do grup taryfowych 1-4. Sytuacja ta wpłynie na wzrost bezpieczeństwa i przepustowości sieci dystrybucyjnej oraz zwiększenie liczby zawieranych umów przyłączeniowych, co z kolei skutkować będzie wzrostem wolumenu sprzedaży gazu wysokometanowego.

W I półroczu 2009 roku PGNiG S.A. wspólnie z Mazowiecką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. rozpoczęła proces inwestycyjny przestawiania odbiorców gazu propan-butan-powietrze na gaz wysokometanowy (E) wytworzony na bazie LNG, w miejscowości Pisz w województwie warmińsko-mazurskim. Po zakończeniu inwestycji wzrośnie wolumen sprzedaży gazu wysokometanowego w miejscowości Pisz.

3. Magazynowanie

W dniu 31 grudnia 2008 roku Prezes URE wyznaczył PGNiG S.A. Operatorem Systemu Magazynowania (OSM) na okres od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 31 grudnia 2025 roku. Szczegółowe zasady dostępu do usług magazynowania paliw gazowych (pojemność czynna, moc załączania 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.

Segment obrót i magazynowanie wykorzystuje na swoje potrzeby część pojemności podziemnych magazynów. Krótkookresowe zmiany zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny niwelowane są przy wykorzystaniu KPMG Mogilno – magazynu w kawernach solnych o szczytowym charakterze pracy. Kompensację nierównomierności zapotrzebowania na gaz ziemny w sezonie letnim i zimowym, jak również realizację zobowiązań wynikających z kontraktów importowych zawierających klauzulę „take or pay”, zapewnienie ciągłości i bezpieczeństwa dostaw gazu oraz wywiązanie się z zawartych z odbiorcami umów sprzedaży „loco brama” odbiorcy, prowadzone jest w oparciu o pojemności PMG Wierzchowice i PMG Husów.

Ponadto PMG Wierzchowice, PMG Husów oraz KPMG Mogilno wykorzystywane są na potrzeby wywiązania się z obowiązku utrzymania zapasów obowiązkowych nałożonych Ustawą z dnia 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych, gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym. Pojemności czynne magazynów na dzień 30 czerwca 2009 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu obrót i magazynowanie

	mln m ³
Husów	350,0
Mogilno	370,0
Wierzchowice	575,0

Zmniejszenie pojemności czynnych PMG Husów i KPMG Mogilno wynika z technicznych uwarunkowań prowadzenia działalności.

4. Inwestycje

W segmencie obrót i magazynowanie zostały poniesione nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne w wysokości 480,8 mln zł.

W I półroczu 2009 roku PGNiG S.A. kontynuowała prace związane z rozbudową pojemności czynnych istniejących magazynów gazu wysokometanowego KPMG Mogilno oraz PMG Wierzchowice, gdzie rozpoczęto prace budowlano-montażowe instalacji napowierzchniowej. Ponadto Spółka prowadziła prace związane z budową nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo, w ramach których rozpoczęła wiercenie 5 otworów. Nakłady inwestycyjne na podziemne magazynu gazu poniesione w I półroczu 2009 roku wyniosły 309,7 mln zł.

Ponadto inwestycje w segmencie obrót i magazynowanie obejmowały głównie inwestycje na majątku przesyłowym (na podstawie planu inwestycyjnego OGP GAZ-SYSTEM S.A. oraz procedur określonych w umowie w sprawie przygotowania technicznego i realizacji inwestycji dla potrzeb systemu przesyłowego, PGNiG S.A. realizowała inwestycje na majątku przesyłowym, który następnie jest włączany do wykazu środków trwałych objętych umową leasingu), wykup nieruchomości, inwestycje teleinformatyczne oraz zakup gotowych dóbr inwestycyjnych.

5. Planowane działania w obszarze obrotu i magazynowania

Połączenie międzysystemowe Boernicke-Police

Celem budowy połączenia międzysystemowego pomiędzy Polską a Niemcami na trasie Boernicke-Police jest wymiana handlowa z rynkiem niemieckim. W 2008 roku PGNiG S.A. rozpoczęła budowę gazociągu o długości około 14 km na odcinku Tanowo-Dobieszczyn. W lutym 2009 roku Spółka uzyskała pozwolenie na budowę ostatniego odcinka gazociągu na terytorium Polski na trasie Tanowo-Trzeszczyn (Police).

Zakup gazu ziemnego

W związku z brakiem realizacji dostaw gazu w ramach kontraktu z ROSUKRENERGO AG, które stanowią około 25% zakupów importowych, PGNiG S.A. prowadzi działania mające na celu pozyskanie gazu z alternatywnych źródeł. W efekcie tych działań struktura importu gazu w stosunku do lat poprzednich może ulec zmianie.

Kogeneracja

W I półroczu 2009 roku PGNiG SA prowadziła działania na rzecz budowy segmentu elektroenergetycznego. W ramach tych działań Spółka rozpoczęła negocjacje z partnerami w zakresie możliwości budowy gazowych układów kogeneracyjnych. Realizacja tych projektów pozwoli na wprowadzenie nowej oferty w zakresie sprzedaży i dostaw ciepła oraz energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Ponadto Spółka rozpoczęła prace zmierzające do budowy gazowych źródeł wytwórczych na terenie własnych obiektów, co umożliwi optymalizację zakupów energii elektrycznej i ciepła na potrzeby PGNiG S.A. Oddanie do eksploatacji pierwszych gazowych źródeł wytwórczych zaplanowano na lata 2010-2011.

Podziemne magazyny gazu

W 2009 roku PGNiG S.A. będzie kontynuowała inwestycje budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu. Spółka rozpocznie wiercenia trzech horyzontalnych otworów eksploatacyjnych oraz rekonstrukcję jednego otworu na PMG Wierzchowice oraz ługowanie kolejnej komory na KPMG

Mogilno. Ponadto Spółka kontynuować będzie prace związane z budową nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo.

W KPMG Mogilno oraz w części PMG Wierzchowice i PMG Husów, stanowiących instalację magazynową w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne, PGNiG S.A. świadczyć będzie usługi magazynowania paliwa gazowego.

6. Ryzyka obrotu i magazynowania

Substytucja

Zasadniczym czynnikiem stanowiącym zagrożenie dla rozwoju rynku gazu jest cena gazu, która w porównaniu do alternatywnych nośników energii, a w szczególności do cen węgla, jest wysoka. Przy wzroście cen paliw może wystąpić efekt zmniejszenia zużycia paliwa gazowego na skutek działań oszczędnościowych u klientów oraz konwersji na paliwa alternatywne. W wyniku pogorszenia się sytuacji gospodarczej kraju istnieje ryzyko, że klienci PGNiG S.A. mogą rozpocząć aktywne działania zmierzające do poszukiwania alternatywnych nośników energii lub też innych dostawców. Sytuacja ta ma miejsce w szczególności w branżach energochłonnych, gdzie cena gazu stanowi istotny element kosztotwórczy.

Konkurencja

W chwili obecnej PGNiG S.A. jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Udział PGNiG S.A. w rynku gazu wynosi 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 gazem ukierunkowana jest głównie na obszary niezgazyfikowane. Wśród tych przedsiębiorstw są również takie, które posiadają własną infrastrukturę przesyłową. Na rynku polskim coraz częściej obserwuje się także aktywność nowych podmiotów, będących lokalnymi dystrybutorami gazu, które oferują nowoczesne rozwiązania w zakresie dostaw gazu ziemnego z wykorzystaniem skroplonego gazu LNG. Wzmoczona działalność podmiotów konkurencyjnych zmierzająca do pozyskania obecnych, jak i potencjalnych klientów GK PGNiG, może stwarzać w przyszłości realne zagrożenie ich utraty na rzecz tych firm.

Zmniejszenie wolumenu sprzedaży paliwa gazowego

Ogólnoswiatowy kryzys gospodarczy wpływa na osłabienie wzrostu gospodarczego kraju, trudności ze zbytem produkcji w wielu segmentach gospodarki oraz pogorszenie się sytuacji finansowej przedsiębiorstw. Sytuacja ta spowodowała zmniejszenie przez odbiorców Spółki zapotrzebowania na paliwo gazowe w 2009 roku. Ponadto trudności z pozyskaniem przez przedsiębiorstwa środków na finansowanie nowych projektów inwestycyjnych mogą ograniczać wzrost wolumenu sprzedaży gazu.

Wzrost należności

W związku z trwającym kryzysem gospodarczym kraju, którego efektem jest pogorszenie się koniunktury na rynkach zbytu produktów klientów PGNiG S.A., a tym samym pogorszeniem się sytuacji finansowej odbiorców gazu, mogą wystąpić trudności z bieżącym regulowaniem płatności za dostarczone paliwo gazowe.

Dostawy gazu

W I półroczu 2009 roku ponownie miały miejsce zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego oraz nie były realizowane dostawy gazu z kontraktu z ROSUKRENERGO AG. Zapotrzebowanie na gaz ziemny było w pełni pokrywane dzięki czasowemu zwiększeniu ilości gazu

dostarczanego przez OOO „Gazprom eksport”, uruchomieniu zwiększonego poboru gazu z magazynów oraz podpisaniu kontraktu na letnie dostawy gazu z OOO „Gazprom eksport”. W celu uzupełnienia brakujących ilości gazu z kontraktu z ROSUKRENERGO AG., PGNiG S.A. dąży do pozyskania gazu z alternatywnych źródeł. Z uwagi na politykę głównego dostawcy oraz sytuację polityczną i gospodarczą w krajach tranzytowych, zakłócenia w dostawach gazu mogą mieć miejsce w przyszłości.

Magazynowanie

W związku z koniecznością zwiększania zapasu obowiązkowego gazu zgodnie z Ustawą o zapasach, w następnych latach istnieje ryzyko deficytu pojemności czynnej oraz mocy odbioru i zatłaczania gazu. W efekcie powyższego moc i pojemność czynna wykorzystywana na potrzeby handlowe PGNiG S.A. w okresach zimowych może być niewystarczająca. Przy udostępnieniu magazynów innym podmiotom, istnieje potencjalne ryzyko braku stosownych pojemności i mocy, w których będzie możliwe wytworzenie zapasu obowiązkowego zgodnie z Ustawą o zapasach.

Kolejnym ryzykiem jest możliwość wystąpienia deficytu środków na finansowanie zaplanowanych prac inwestycyjnych. W przypadku negatywnej decyzji Komisji Europejskiej w zakresie współfinansowania inwestycji na KPMG Mogilno, KPMG Kosakowo, PMG Strachocina i PMG Wierzchowice, PGNiG S.A. będzie musiała pozyskać dodatkowe środki w wysokości wnioskowanych kwot na inwestycje.

Rozdział VII: Dystrybucja

1. Działalność Spółek Gazownictwa

Podstawową działalnością Spółek Gazownictwa jest przesyłanie gazu wysokometanowego i zaazotanowanego, a także niewielkich ilości gazu propan-butan i koksowniczego siecią dystrybucyjną. Na podstawie decyzji Prezesa URE Spółki Gazownictwa posiadają status Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.

W I półroczu 2009 roku w celu zwiększenia ilości przesyłanego gazu oraz utrzymania dotychczasowej pozycji na rynku, Spółki Gazownictwa rozbudowywały i modernizowały sieć gazową oraz dokonywały przyłączeń nowych odbiorców.

Spółki Gazownictwa modernizowały sieć gazową o długim okresie użytkowania i w znacznym stopniu wyeksploatowaną, która nie gwarantowała bezpiecznego funkcjonowania systemu gazowego. Wymienione zostały również najbardziej awaryjne odcinki gazociągów żeliwnych, których dalsza eksploatacja zagrażała bezpieczeństwu i powodowała duże straty gazu. Realizacja programu wymiany gazociągów żeliwnych oraz przeprowadzanych regularnie kontroli stanu technicznego sieci skutkuje obniżeniem udziału strat gazu w sprzedaży.

Spółki Gazownictwa dokonywały także przyłączeń nowych klientów zarówno do istniejącej sieci, jak i rozbudowywanej. Spółki podjęły starania o pozyskanie współfinansowania gazyfikacji w ramach unijnego Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko.

Ponadto Spółki Gazownictwa kontynuowały prace związane z realizacją projektów pregazyfikacji terenów z wykorzystaniem instalacji LNG.

Największymi inwestycjami w zakresie rozbudowy infrastruktury gazowej, realizowanymi przez Spółki Gazownictwa w I półroczu 2009 roku były:

- kontynuacja gazyfikacji miast Herby i Blachownia; projekt obejmuje budowę gazociągów w/c i s/c o długości około 41 km oraz kontynuacja gazyfikacji gmin Komprachcice i Dąbrowa; projekt obejmuje budowę gazociągów o długości około 62 km
- kontynuacja budowy gazociągu w/c relacji Bytów-Słupsk wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową I stopnia; rozbudowa systemu w tym kierunku służy przede wszystkim poprawie bezpieczeństwa dostaw gazu dla miasta Słupsk i okolic, jak również umożliwi w przyszłości gazyfikację miejscowości i gmin zlokalizowanych wzdłuż trasy gazociągu; inwestycja zapewni dywersyfikację dostaw oraz połączy dwa systemy gazowe zasilające Pomorze: system obsługujący obszar PSG Sp. z o.o. z systemem gazowym WSG Sp. z o.o.
- kontynuacja budowy gazociągu w/c relacji Witkowo-Trzemeszno o długości około 22 km wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową I stopnia w Chładowie oraz budowa gazociągu s/c w gminie Witkowo o długości około 30 km
- kontynuacja przebudowy gazociągu relacji Zdzieszowice-Blachownia o długości około 5 km
- zakończenie I etapu budowy gazociągu przesyłowego w/c relacji Werbkowice-Zamość; inwestycja ma na celu połączenie gazociągu w/c z Ukrainy z krajowym systemem gazowym.

W I półroczu 2009 roku w segmencie dystrybucja nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne wyniosły 459,0 mln zł.

W poniższej tabeli przedstawiono wolumen gazu przesłanego systemem dystrybucyjnym, długość sieci dystrybucyjnej, liczbę układów pomiarowych oraz stan zatrudnienia na dzień 30 czerwca 2009 roku.

Podstawowe dane o Spółkach Gazownictwa

Spółki Gazownictwa	Jednostka	DSG	GSG	KSG	MSG	PSG	WSG
Ilość gazu przesłanego systemem dystrybucyjnym	mln m ³	510,6	723,4	1 029,6	1 058,2	483,3	831,4
Długość sieci bez przyłączy	km	7 670,2	20 620,8	44 041,3	18 416,5	9 124,2	14 877,4
Liczba układów pomiarowych	tys. szt.	746,1	1 301,3	1 408,6	1 491,7	738,1	899,0
Zatrudnienie na dzień 30 czerwca 2009 roku	osoby	1 397	2 593	3 295	2 903	1 757	1 812

2. Planowane kierunki rozwoju w obszarze dystrybucji

Regulacje w zakresie ograniczenia emisji CO₂ spowodowały, że segment energetyki komunalnej rozpatruje możliwość zastosowania gazu ziemnego jako podstawowego paliwa energetycznego, co stwarza perspektywę wzrostu sprzedaży gazu ziemnego. Wzrost sprzedaży gazu ziemnego ma przełożenie na ilość przesyłanego gazu i pośrednio wpływa na sytuację ekonomiczną Spółek Gazownictwa.

W najbliższych latach Spółki Gazownictwa koncentrować się będą na utrzymaniu dotychczasowej pozycji na rynku oraz dalszym zwiększaniu ilości transportowanego gazu poprzez:

- rozbudowę infrastruktury gazociągów dla nowych odbiorców
- maksymalne wykorzystanie posiadanych już zasobów sieciowych poprzez przyłączanie do istniejących sieci nowych klientów (tzw. zagęszczenie sieci)
- zapewnienie niezbędnych zdolności transportowych i źródeł zasilania systemu gazowego
- wymianę gazociągów żeliwnych oraz modernizację sieci wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia
- przeglądy infrastruktury ze szczególnym naciskiem na przegląd stacji redukcyjno-pomiarowych w zakresie ich rentowności
- zastosowanie nowych systemów dystrybucji gazu przy wykorzystaniu technologii LNG
- gazyfikację terenów niezagazyfikowanych
- wdrażanie narzędzi informatycznych do analizy pracy sieci w celu określenia wolnych przepustowości oraz tzw. wąskich gardeł
- współpracę z samorządami lokalnymi i terytorialnymi
- pozyskanie środków na inwestycje z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko.

3. Ryzyka w obszarze dystrybucji

Konkurencja bezpośrednia

Liberalizacja rynku gazu powoduje, że Spółki Gazownictwa wchodzące w skład GK PGNiG 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 klientów zarówno indywidualnych, jak i biznesowych. Ponadto poważnym zagrożeniem wpływającym na działalność Spółek Gazownictwa jest polityka taryfowa Urzędu Regulacji Energetyki, uniemożliwiająca spółkom prowadzenie elastycznej polityki cenowej dla ważnych odbiorców. Brak elastyczności cenowej powoduje, że oferta firm konkurencyjnych stanowi 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.

Zmniejszenie ilości przesłanego paliwa gazowego

Postępujący ogólnoświatowy kryzys gospodarczy wpływa 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 propan-butan, węgiel kamienny, energia elektryczna bądź ciepło wytwarzane w centralnych elektrociepłowniach, ciepłowniach miejskich lub osiedlowych może spowodować utratę obecnych jak i potencjalnych odbiorców usługi dystrybucyjnej, co z kolei może osłabić pozycję Spółek Gazownictwa na lokalnych rynkach energii.

Rozdział VIII: Pozostała działalność

W I półroczu 2009 roku segment wykonywał prace na potrzeby własne i na rzecz odbiorców zewnętrznych, na terenie całego kraju oraz za granicą.

W I półroczu 2009 roku spółki segmentu zrealizowały głównie prace związane 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.

I półroczu 2009 roku zostało wybudowane 30,8 km gazociągów przesyłowych zarówno dla odbiorców zewnętrznych, jak i na potrzeby GK PGNiG.

Dla odbiorców z GK PGNiG wykonywano usługi z zakresu robót budowlano-montażowych w tym m.in. budowę PMG Daszewo i modernizację KRNiGZ Karlino. Prowadzono także prace związane z zagospodarowaniem złoża gazu ziemnego Łukowa i odwiertu Roszków-1 oraz przeprowadzono modernizację węzłów rozdzielczo-pomiarowych gazu. Produkowano również urządzenia wiertnicze, w tym ciśnieniowe urządzenia do powierzchniowego zagospodarowania odwiertów. Natomiast dla odbiorców zewnętrznych, spółki segmentu produkowały urządzenia i części zamienne do platform i statków wiertniczych, świadczyły usługi obejmujące m.in. budowę instalacji wodociągowo-kanalizacyjnej oraz remont urządzeń dla górnictwa węglowego.

Inwestycje

W I półroczu 2009 roku w segmencie pozostała działalność poniesiono nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwale i wartości niematerialne w wysokości 16,4 mln zł. Inwestycje obejmowały m.in. rozbudowę i modernizację obiektów, zakup maszyn i urządzeń produkcyjnych oraz zakup środków transportu i sprzętu komputerowego.

Planowana działalność

Na rynku krajowym i zagranicznym zauważalny jest spadek zapotrzebowania na produkty branży paliwowo-energetycznej. Pomimo niesprzyjającej koniunktury spółki segmentu zamierzają utrzymać i umocnić swoją pozycję w zakresie produkcji urządzeń wiertniczych, projektowania systemów gazownictwa oraz usług budowlano-montażowych na obiektach naftowo-gazowniczych. Spółki planują rozszerzyć swoją działalność na inne segmenty rynku krajowego i zagranicznego m.in. poprzez budowę wodociągów i kanalizacji wraz z towarzyszącą im infrastrukturą.

Ryzyka

Działalność spółek segmentu narażona jest na szereg niekorzystnych czynników. Ryzyka mające istotny wpływ na działalność i kondycję finansową spółek to przede wszystkim przepisy i procedury administracyjne związane z przygotowaniem inwestycji oraz uzyskaniem pozwoleń na budowę, w tym w szczególności w zakresie spełnienia wymogów ochrony środowiska. Kolejnymi niekorzystnymi czynnikami są zapisy ustawy Prawo zamówień publicznych powodujące wydłużenie się procesu inwestycyjnego.

Rozwijający się w kierunku realizacji inwestycji w systemie „pod klucz” (projektowanie, dostawy, wykonanie) rynek usług budowlano-montażowych obciążony jest ryzykiem finansowym. W celu realizacji takiej inwestycji spółki zawierają konsorcja z firmami wykonawczymi i rozszerzają zakres usług o pełnienie funkcji generalnego realizatora inwestycji. Zwiększony zakres obowiązków

powoduje wzrost kosztów operacyjnych, związanych głównie z kredytowaniem inwestycji ze środków obcych i przeszkoleniem pracowników. Poniesione koszty nie zawsze powiązane są z odpowiednio wyższymi przychodami, a osiągnięty zysk może być niezadawalający w stosunku do poziomu zaangażowanych kapitałów.

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 związku z powyższym PGNiG S.A. w I połowie 2009 roku zlikwidowała 24 wyeksploatowane odwierty oraz kopanki. Wśród zlikwidowanych obiektów znajdowały się m.in. kilkudziesięcioletnie otwory wiertnicze oraz kopanki z XIX wieku.

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W I półroczu 2009 roku w ramach funkcjonującego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (SHUE) PGNiG S.A. dokonała weryfikacji rocznych raportów emisji CO₂ za 2008 rok oraz zbilansowania wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami. Po umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2008 roku pozostało 26.597 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 połowie 2009 roku wdrożono System Zarządzania Środowiskowego (SZŚ) w Centrali Spółki. W ramach funkcjonowania systemu kontynuowano szkolenia pracowników, przeprowadzono audyty wewnętrzne oraz dokonano przeglądu systemu przez Zarząd Spółki. Po przeprowadzeniu audytu zewnętrznego Centrala Spółki otrzymała certyfikat zgodności SZŚ z normą PN-EN ISO 14001.

Emisje metanu

W I półroczu 2009 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 pierwszej połowie 2009 roku Spółka zakończyła prace rekultywacyjne na nieruchomości w Sławnie, które zostały następnie przyjęte bez zastrzeżeń przez Starostwo Powiatowe. Prace prowadzone były w latach 2006-2009 i obejmowały likwidację dołów smołowych oraz oczyszczanie gleby i ziemi na poletkach bioremediacyjnych oraz wód podziemnych na stacji oczyszczania. Ponadto przygotowano postępowania niepubliczne w trybie przetargu ograniczonego na rekultywację nieruchomości we Wrocławiu, Świdnicy, Jugowicach, Łądku Zdroju i Ziębicach, które zostaną przeprowadzone do końca bieżącego roku. Łączna powierzchnia powyższych działek wynosi ponad 60 tys. m².

Rozdział X: Pozostałe informacje

Podział zysku za rok 2008

W dniu 23 czerwca 2009 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwałę o podziale zysku netto za 2008 rok w wysokości 546,2 mln zł. Zysk został podzielony w następujący sposób:

- kwotę 1,4 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki
- kwotę 531,0 mln zł przeznaczono na wypłatę dywidendy (co oznacza, że na jedną akcję przypada 0,09 zł), z czego kwota 382,5 mln zł zostanie przekazana Skarbowi Państwa w formie dywidendy niepieniężnej w postaci podsystemów systemu przesyłowego wraz z ich częściami składowymi i przynależnościami potrzebnymi do korzystania z tych podsystemów z zastrzeżeniem dopłaty pieniężnej, gdy składniki rzeczowe nie wyczerpią kwoty 382,5 mln zł
- kwotę 8,8 mln zł przeznaczono na zwiększenie zakładowego funduszu świadczeń socjalnych
- kwotę 5,0 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału rezerwowego.

Ponadto zysk zatrzymany w kwocie 42,3 mln zł został podzielony w następujący sposób:

- kwotę 39,8 mln zł przeznaczono na nagrody dla pracowników
- kwotę 2,5 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki.

Jednocześnie Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. ustaliło dzień dywidendy na 26 sierpnia 2009 roku oraz termin wypłaty dywidendy na 2 października 2009 roku.

Udzielenie absolutorium

W dniu 23 czerwca 2009 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwały o zatwierdzeniu sprawozdania finansowego i sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A., zatwierdzeniu skonsolidowanego sprawozdania finansowego i sprawozdania Zarządu z działalności GK PGNiG oraz o udzieleniu członkom Zarządu i Rady Nadzorczej PGNiG S.A. absolutorium z wykonywania obowiązków w roku obrotowym 2008.

Sprawy przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o.

- W sprawie z powództwa PGNiG S.A., która została wszczęta przeciw 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. Sprawa toczy się od 7 marca 2006 roku kolejno przed Sądem Okręgowym w Warszawie, Apelacyjnym w Warszawie i Sądem Najwyższym. Na skutek skargi kasacyjnej PGNiG S.A. w wyroku z dnia 14 maja 2009 roku Sąd Najwyższy uwzględnił zarzuty PGNiG S.A. braku szczegółowości porządku obrad Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku, uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego z dnia 4 lutego 2008 roku i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania Sądowi Apelacyjnemu.
- Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciw 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, toczące się przed Sądem Okręgowym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 31 października 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. PGNiG S.A. złożyła apelację od wyroku. Zabezpieczenie powództwa zostało utrzymane do chwili uprawomocnienia się wyroku. PGNiG S.A. powiadomiła Sąd Apelacyjny o treści wyroku Sądu Najwyższego z dnia 14 maja 2009 roku, który jest istotny dla niniejszej sprawy. 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. przeciw 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 wszczęte przed Sądem Okręgowym w Warszawie zostało zakończone w pierwszej instancji. W dniu 30 maja 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. i uchylił postanowienie w sprawie zabezpieczenia powództwa PGNiG S.A. Postępowanie o utrzymanie zabezpieczenia powództwa toczy się od 22 lipca 2008 roku przed Sądem Apelacyjnym i Sądem Okręgowym w Warszawie. W dniu 17 lutego 2009 roku PGNiG S.A. złożyła zażalenie na ponowne uchylenie przez Sąd Okręgowy w Warszawie postanowienia o zabezpieczeniu powództwa. W dniu 23 kwietnia 2009 roku Sąd Apelacyjny w Warszawie ponownie uchylił postanowienie Sądu Okręgowego o uchyleniu postanowienia o udzieleniu zabezpieczenia i przekazał sprawę do Sądu Okręgowego w Warszawie. PGNiG S.A. powiadomiła Sąd Apelacyjny o treści wyroku Sądu Najwyższego z dnia 14 maja 2009 roku, który jest istotny dla niniejszej sprawy.

Sprawa z Bartimpex S.A.

W dniu 9 sierpnia 2005 roku w sprawie z 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. Prezes UOKiK stwierdził jednocześnie zaniechanie stosowania tych praktyk przez PGNiG S.A. z dniem 2 czerwca 2003 roku. Decyzją z dnia 9 sierpnia 2005 roku Prezes UOKiK nałożył na PGNiG S.A. karę pieniężną w wysokości 2.000.000 zł oraz obowiązek zwrotu kosztów postępowania na rzecz PHZ Bartimpex S.A.

Dnia 31 sierpnia 2005 roku PGNiG S.A. odwołała się od powyższej decyzji. W wyniku odwołania w dniu 31 stycznia 2007 roku Sąd Okręgowy w Warszawie wydał wyrok, w którym obniżył karę nałożoną na PGNiG S.A. do kwoty 500.000 zł.

Obie strony złożyły apelację od wyroku sądu pierwszej instancji. Sąd Apelacyjny w dniu 27 marca 2008 roku zmienił wyrok Sądu Okręgowego, wymierzając karę w wysokości 2.000.000 zł; oddalając apelację PGNiG S.A. W dniu 1 września 2008 roku PGNiG S.A. wniosła skargę kasacyjną od wyroku Sądu Apelacyjnego z dnia 27 marca 2008 roku. Sąd Najwyższy przyjął skargę PGNiG S.A. do rozpoznania.

Sprawa z EMFESZ NG Sp. z o.o.

W dniu 9 marca 2006 roku przed Prezesem URE zostało wszczęte postępowanie z wniosku EMFESZ NG Polska Sp. z o.o. w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych. W dniu 11 czerwca 2007 roku zespół ekspertów URE zakończył prace nad sporządzeniem ekspertyzy w zakresie technicznych możliwości magazynowania gazu przez PGNiG S.A. na rzecz stron trzecich.

Następnie, kolejnymi pismami, Prezes URE termin ten przesuwał aż do dnia 24 lutego 2008 roku. Dnia 25 lutego 2008 roku wydał postanowienie o zawieszeniu postępowania do czasu rozstrzygnięcia przez Komisję Europejską zagadnienia wstępnego polegającego na rozpatrzeniu stanowiska Prezesa URE w sprawie wniosku PGNiG S.A. w sprawie czasowego zwolnienia z obowiązku świadczenia usług magazynowania paliw gazowych.

W związku z brakiem akceptacji przez Komisję Europejską czasowego zwolnienia PGNiG S.A. z obowiązku świadczenia usług magazynowania, Prezes URE dnia 30 lipca 2009 roku podjął zawieszony postępowanie.

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 2009 roku.

Zasady rachunkowości zastosowane przy sporządzaniu skonsolidowanego sprawozdania finansowego zostały ujęte w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej za okres zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku.

1. Sytuacja finansowa

W I półroczu 2009 roku Grupa Kapitałowa PGNiG odnotowała stratę netto, która wyniosła 493,0 mln zł. Wynik finansowy netto był o 1.552,3 mln zł (147%) niższy od wyniku netto osiągniętego w I półroczu roku ubiegłego.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej GK PGNiG w I półroczu 2009 roku zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej sprawozdaniach sporządzonych zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej:

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

Skonsolidowany bilans (mln zł)

AKTYWA	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Aktywa trwałe (długoterminowe)	23 572,4	22 573,6
Rzeczowe aktywa trwałe	21 445,1	20 587,0
Nieruchomości inwestycyjne	7,9	8,2
Wartości niematerialne	159,8	151,7
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	556,7	556,9
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	92,5	42,9
Inne aktywa finansowe	653,9	676,6
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	617,3	514,9
Pozostałe aktywa trwałe	39,2	35,4
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	5 718,9	7 171,7
Zapasy	1 358,8	1 721,3
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	2 587,4	3 716,9
Należności z tytułu podatku bieżącego	191,1	59,6
Rozliczenia międzyokresowe	212,2	70,3
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	7,2	6,5
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	15,5	174,2
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 346,0	1 421,9
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	0,7	1,0
Suma aktywów	29 291,3	29 745,3

Jednostkowy bilans (mln zł) – cd.

PASYWA	30 czerwca 2008	31 grudnia 2007
Kapitał własny	19 752,4	20 715,9
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900,0	5 900,0
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(7,6)	(39,1)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740,1	1 740,1
Inne kapitały rezerwowe	11 422,2	10 729,1
Zyski (straty) zatrzymane	688,4	2 376,8
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)	19 743,1	20 706,9
Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych	9,3	9,0
Zobowiązania długoterminowe	5 110,3	4 058,7
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	1 117,7	41,1
Rezerwy	1 561,3	1 501,9
Przychody przyszłych okresów	1 137,4	1 139,3
Rezerwa na podatek odroczoney	1 271,9	1 352,3
Inne zobowiązania długoterminowe	22,0	24,1
Zobowiązania krótkoterminowe	4 428,6	4 970,7
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	2 971,1	3 222,5
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	370,8	871,8
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	232,5	16,7
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	42,1	47,5
Rezerwy	199,3	173,4
Przychody przyszłych okresów	612,8	638,8
Suma zobowiązań	9 538,9	9 029,4
Suma pasywów	29 291,3	29 745,3

Skonsolidowany rachunek zysków i strat (mln zł)

	I półrocze 2009	I półrocze 2008
Przychody ze sprzedaży	10 253,6	9 259,6
Koszty operacyjne razem	(10 932,8)	(7 967,1)
Zużycie surowców i materiałów	(7 610,2)	(4 893,8)
Świadczenia pracownicze	(1 228,5)	(1 036,4)
Amortyzacja	(762,5)	(721,4)
Usługi obce	(1 348,1)	(1 338,9)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	359,6	307,9
Pozostałe koszty operacyjne netto	(343,1)	(284,5)
Wynik z działalności operacyjnej	-679,2	1 292,5
Przychody finansowe	169,9	110,9
Koszty finansowe	(67,4)	(33,6)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	(0,2)	0,1
Wynik przed opodatkowaniem	-576,9	1 369,9
Podatek dochodowy	83,9	(310,6)
Wynik netto	-493,0	1 059,3
Przypisany:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	-493,4	1 059,6
Udziałowcom mniejszościowym	0,4	-0,3

Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych (mln zł)

	I półrocze 2009	I półrocze 2008
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 095,6	1 977,6
Środki pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(1 698,2)	(1 099,6)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	527,5	(5,9)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	(75,1)	872,1
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	1 420,9	1 584,9
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	1 345,7	2 457,0

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	I półrocze 2009	I półrocze 2008
EBIT w mln zł zysk operacyjny	-679,2	1 292,5
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	83,3	2 013,9
ROE zysk netto* do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	-2,5%	-
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto* odniesiony do przychodów ze sprzedaży	-4,8%	11,4%
ROA zysk netto* w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	-1,7%	-

* zysk netto za rok obrotowy przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

Płynność

	I półrocze 2009	2008 rok
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) do zobowiązań krótkoterminowych	1,2	1,4
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	0,9	1,1

Zadłużenie

	I półrocze 2009	2008 rok
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	32,6%	30,4%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego*	48,3%	43,6%

* kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego Grupa Kapitałowa odnotowała spadek wyniku z działalności operacyjnej o 1.971,7 mln zł (153%). Zmniejszenie wyniku operacyjnego spowodowane zostało przede wszystkim wysoką stratą na działalności operacyjnej w segmencie obrót i magazynowanie.

Poszukiwanie i wydobywanie

Zysk operacyjny w segmencie poszukiwanie i wydobywanie wyniósł 255,9 mln zł i był niższy o 373,6 mln zł (59%) aniżeli w analogicznym okresie roku ubiegłego. Spadek wyniku nastąpił przede wszystkim w rezultacie wzrostu utworzonych odpisów aktualizujących wartość majątku wydobywczego oraz pogorszenia się rentowności sprzedaży ropy naftowej. W wyniku niskiego poziomu cen ropy naftowej na rynkach światowych Grupa Kapitałowa realizowała sprzedaż tego surowca po cenach o 31% niższych niż w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Obrót i magazynowanie

W segmencie obrót i magazynowanie Grupa Kapitałowa wykazała stratę operacyjną w wysokości 1.226,1 mln zł, co oznacza spadek wyniku operacyjnego w relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego o 1.659,8 mln zł. Zmniejszenie wyniku operacyjnego spowodowane zostało spadkiem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, który nastąpił w rezultacie:

- wzrostu jednostkowych cen zakupu gazu z importu o 73%
- niedostosowania stawek i opłat w taryfach na paliwo gazowe do poziomu kosztów zakupu gazu.

Jednostkowe koszty zakupu gazu z importu wzrosły przede wszystkim w efekcie zmian na rynku walutowym. W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego średni kurs dolara wzrósł o 47%, natomiast kurs EUR o 28%. Ponadto na wzrost cen gazu z importu wpływ miała sytuacja na światowym rynku ropy naftowej oraz produktów ropopochodnych. W wyniku tych zmian ujemna marża handlowa na sprzedaży gazu z importu zwiększyła się ponad 10-krotnie. Straty na sprzedaży gazu importowanego nie była w stanie zniwelować wysoka rentowność sprzedaży gazu pozyskanego z wydobycia własnego.

Wzrost kosztów zakupu gazu z importu został ograniczony poprzez spadek wolumenu importowanego gazu o 12%, który nastąpił wskutek braku realizacji dostaw gazu w ramach kontraktu z ROSUKRENERGO AG. W celu zapewnienia odpowiednich dostaw do odbiorców Grupa Kapitałowa zwiększyła pobór z podziemnych magazynów gazu o 38%.

Pomimo zatwierdzenia przez Prezesa URE dwukrotnych podwyżek cen sprzedaży gazu w 2008 roku, poziom cen nie zrekompensował GK PGNiG wysokiego wzrostu jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu, w rezultacie czego segment w I półroczu 2009 roku osiągnął stratę na sprzedaży gazu wysokometanowego. Ponadto w wyniku zatwierdzenia przez Prezesa URE nowej taryfy, obowiązującej od 1 czerwca 2009 roku, średnia cena gazu obniżona została o około 9% w stosunku do poprzednio obowiązującej.

Dystrybucja

W segmencie dystrybucja w I półroczu 2009 roku GK PGNiG wykazała zysk operacyjny w wysokości 301,7 mln zł, który wzrósł w relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego o 48,0 mln zł (19%). Wzrost ten nastąpił w rezultacie wprowadzenia w końcu kwietnia 2008 roku nowych taryf dla Spółek Gazownictwa, przy jednoczesnym niższym wolumenie przesłanego gazu.

Segmenty GK PGNiG (w mln zł)

I półrocze 2009	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	651,5	107,3	1 509,3	86,4	(2 354,5)	-
Przychody segmentu	1 604,7	9 297,6	1 535,9	169,9	(2 354,5)	10 253,6
Koszty segmentu	(1 348,8)	(10 523,7)	(1 234,2)	(174,3)	2 348,2	(10 932,8)
Wynik z działalności operacyjnej	255,9	(1 226,1)	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)
Wynik przed opodatkowaniem						(576,9)
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	83,9
Wynik netto						(493,0)

I półrocze 2008	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 129,3	8 047,3	11,9	71,1		9 259,6
Sprzedaż między segmentami	566,0	522,4	1 745,4	75,5	(2 909,3)	-
Przychody segmentu	1 695,3	8 569,7	1 757,3	146,6	(2 909,3)	9 259,6
Koszty segmentu	(1 065,8)	(8 136,0)	(1 503,6)	(149,2)	2 887,5	(7 967,1)
Wynik z działalności operacyjnej	629,5	433,7	253,7	(2,6)	(21,8)	1 292,5
Koszty finansowe netto	-	-	-	-	-	77,3
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	0,1	-	-	-	0,1
Wynik przed opodatkowaniem						1 369,9
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	(310,6)
Wynik netto						1 059,3

Bilans na dzień 30 czerwca 2009 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 29.291,3 mln zł, która jest niższa od wartości według stanu na koniec 2008 roku o 454,0 mln zł (2%).

Największą pozycję aktywów stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec I półrocza 2009 roku wyniósł 21.445,1 mln zł i był o 858,1 mln zł (4%) wyższy od stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku. Na wzrost wartości wpłynęły przede wszystkim realizowane przez GK PGNiG inwestycje oraz zmiany wynikające z aktualizacji wartości składników majątku związanego głównie z działalnością poszukiwawczo-wydobywcą.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku stan aktywów obrotowych wyniósł 5.718,9 i był o 1.452,8 mln zł (20%) niższy od stanu na koniec 2008 roku.

Poziom należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności spadł o 1.129,5 mln zł (30%) w porównaniu do stanu z końca 2008 roku przede wszystkim w rezultacie sezonowego zmniejszenia wielkości sprzedaży gazu ziemnego.

W omawianym okresie wartość stanu zapasów spadła o 362,5 mln zł (21%). Wykazane w bilansie zapasy stanowi przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach gazu. Spadek poziomu zapasów spowodowany został głównie zwiększonym poborem gazu z magazynów w I kwartale 2009 roku, wskutek wyższego zapotrzebowania na paliwo gazowe w sezonie grzewczym oraz wstrzymania dostaw gazu w ramach kontraktu z ROSUKRENERGO AG.

W relacji do stanu z początku 2009 roku zwiększył się poziom rozliczeń międzyokresowych o 141,9 mln zł (202%), przede wszystkim w efekcie rozliczania w czasie kosztów z tytułu podatku od nieruchomości, w tym głównie podatku od gazociągów i infrastruktury gazowniczej.

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wyniósł 1.346,0 mln zł i był niższy o 75,9 mln zł (5%) od stanu na koniec roku 2008. Utrzymanie porównywalnego poziomu środków pieniężnych do stanu z dnia 31 grudnia 2008 roku, przy wysokich stratach na działalności operacyjnej, nastąpiło wskutek istotnego zwiększenia poziomu zadłużenia.

Pogorszenie kondycji finansowej Grupy Kapitałowej wpłynęło na poziom wskaźników charakteryzujących płynność przedsiębiorstwa. Wskaźnik bieżącej płynności spadł z poziomu 1,4 do 1,2, natomiast wskaźnik szybki bieżącej płynności spadł z poziomu 1,1 do 0,9. Pomimo pogorszenia się wskaźników płynności poziom i struktura majątku obrotowego w dalszym ciągu zapewnia całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań.

Podstawowym źródłem finansowania aktywów GK PGNiG jest kapitał własny, którego wartość w relacji do roku poprzedniego spadła o 963,5 mln zł (5%). Na zmianę kapitałów własnych wpływ miała przede wszystkim poniesiona w bieżącym okresie strata netto (493,0 mln zł) oraz wypłata rzeczowej i pieniężnej dywidendy z tytułu podziału zysku z roku poprzedniego (531,0 mln zł).

Wykazany w pasywach bilansu poziom zobowiązań długoterminowych zwiększył się o 1.051,6 mln zł (26%) w relacji do stanu na koniec 2008 roku, głównie w rezultacie wzrostu otrzymanych kredytów i pożyczek o 1.076,6 mln zł. Istotne zwiększenie finansowania zewnętrznego było niezbędne w celu sfinansowania bieżącej działalności inwestycyjnej oraz pokrycia poniesionych w bieżącym okresie strat na działalności operacyjnej.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku poziom zobowiązań krótkoterminowych spadł o 542,1 mln zł (11%) w porównaniu do stanu na 31 grudnia 2008 roku. Niższy poziom zobowiązań krótkoterminowych spowodowany był przede wszystkim:

- spadkiem zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz innych zobowiązań o 251,4 mln zł (8%), w efekcie sezonowego ograniczenia wolumenu zakupów gazu z importu, przy jednoczesnym wzroście zobowiązań z tytułu dywidendy
- spadkiem zobowiązań z tytułu krótkoterminowych kredytów i pożyczek o 501,0 mln zł w wyniku zmiany prezentacji oraz przekwalifikowania tej pozycji do zobowiązań długoterminowych.

Spadek sumy zobowiązań krótkoterminowych wystąpił przy jednoczesnym wzroście zobowiązań z tytułu pochodnych instrumentów finansowych o 215,8 mln zł.

Wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów uległy zmianom w odniesieniu do stanu z końca 2008 roku. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem wzrósł z poziomu 43,6% do 48,3% na koniec I półrocza 2009 roku, natomiast wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, wzrósł z poziomu 30,4% do 32,6%.

Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

W I półroczu 2009 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 2009 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 2009 roku GK PGNiG nie publikowała prognoz finansowych.

2. Przewidywana sytuacja finansowa

Jednym z podstawowych czynników wpływających na sytuację finansową Grupy Kapitałowej PGNiG jest wysokość stosowanych stawek i opłat przewidzianych w taryfach na paliwa gazowe. W rezultacie zatwierdzenia nowej taryfy średnia cena gazu została obniżona o około 9%. Z uwagi na to, iż dotychczasowa taryfa w okresie I półrocza 2009 roku nie zrekompensowała wysokiego wzrostu jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu, dalsza sytuacja finansowa Grupy zdeterminowana będzie poziomem notowań ropy naftowej oraz produktów ropopochodnych na rynkach międzynarodowych, jak również sytuacją na rynkach walutowych.

W I półroczu 2009 roku notowania ropy naftowej ustabilizowały się i były niższe od poziomu z analogicznego okresu roku ubiegłego. Niemniej jednak, począwszy od stycznia 2009 roku widoczny jest ich sukcesywny wzrost. W związku z tym, iż importowe ceny gazu skorelowane są z rynkowym poziomem cen ropy naftowej oraz produktów ropopochodnych, należy się spodziewać stopniowego wzrostu cen zakupu gazu z importu. W tej sytuacji, o możliwości generowania przez GK PGNiG zysków, przy obecnie obowiązującej taryfie, decydować będzie poziom kursów walutowych. Począwszy od marca 2009 roku poziom kursów walutowych sukcesywnie spada. Utrzymanie się tej tendencji w kolejnych miesiącach może korzystnie wpłynąć na sytuację finansową Spółki.

Grupa Kapitałowa PGNiG przewiduje spadek rentowności działalności wydobywczej, przede wszystkim w rezultacie zmiany taryfy na paliwa gazowe. Spadek ten powinien być częściowo zrekompensowany poprawą rentowności sprzedaży ropy naftowej z uwagi na przewidywany wzrost rynkowych notowań tego surowca.

GK PGNiG zamierza utrzymać niezbędny poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną, w tym głównie na realizację projektów w zakresie zwiększania zdolności wydobywczych, dywersyfikacji źródeł dostaw gazu oraz rozbudowy podziemnych magazynów gazu. Szeroko zakrojoną działalność inwestycyjną Grupa będzie finansować z działalności operacyjnej oraz wykorzystując dostępne linie kredytowe.

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu

Michał Szubski

Wiceprezes Zarządu

Mirosław Dobrut

Wiceprezes Zarządu

Radosław Dudziński

Wiceprezes Zarządu

Sławomir Hinc

Wiceprezes Zarządu

Mirosław Szkałuba

Wiceprezes Zarządu

Waldemar Wójcik
