

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG
ZA I PÓŁROCZE 2013 ROKU



Warszawa, 1 sierpnia 2013

Spis treści:

Spis treści:	2
Rozdział I. Dane o Grupie Kapitałowej	4
1. Struktura.....	4
2. Zatrudnienie	9
3. Sprzedaż, wydobycie i wytwarzanie	10
Rozdział II: Organy Spółki	12
1. Zarząd	12
2. Rada Nadzorcza	14
Rozdział III: Akcjonariat.....	15
Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne	16
1. Koncesje.....	16
2. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.	16
3. Ryzyka otoczenia regulacyjnego.....	19
Rozdział V: Poszukiwanie i wydobycie.....	21
1. Prace segmentu w Polsce	21
2. Prace segmentu za granicą.....	24
3. Działalność usługowa	26
4. Sprzedaż podstawowych produktów.....	27
5. Planowane działania.....	28
6. Ryzyka poszukiwania i wydobycia.....	29
Rozdział VI: Obrót i magazynowanie.....	32
1. Zakupy	32
2. Sprzedaż.....	33
3. Magazynowanie	34
4. Planowane działania.....	35
5. Ryzyka obrotu i magazynowania.....	36

Rozdział VII: Dystrybucja	38
1. Działalność Spółek Gazownictwa.....	38
2. Planowane działania.....	40
3. Ryzyka w obszarze dystrybucji.....	41
Rozdział VIII: Wytwarzanie	43
1. Prace segmentu	43
2. Planowane działania.....	45
3. Ryzyka wytwarzania.....	45
Rozdział IX: Pozostała działalność	47
1. Prace segmentu	47
2. Planowane działania.....	47
3. Ryzyka pozostałej działalności	48
Rozdział X: Inwestycje	49
Rozdział XI: Ochrona środowiska	52
Rozdział XII: Pozostałe informacje	54
Rozdział XIII: Sytuacja finansowa	56
1. Sytuacja finansowa	56
2. Przewidywana sytuacja finansowa.....	64

Rozdział I. Dane o Grupie Kapitałowej

Grupa Kapitałowa PGNiG prowadzi działalność w sektorze energetycznym w Polsce i poza granicami kraju. Jednostką dominującą Grupy Kapitałowej PGNiG jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

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

24 maja 2005 roku decyzją Komisji Papierów Wartościowych i Giełd akcje PGNiG S.A. zostały dopuszczone do obrotu publicznego. Debiut giełdowy PGNiG S.A. odbył się 23 września 2005 roku. Akcje PGNiG S.A. są notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie od 20 października 2005 roku. Kapitał zakładowy PGNiG S.A. wynosi obecnie 5,9 mld zł i dzieli się na 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda.

Grupa Kapitałowa PGNiG ma dominującą pozycję w większości obszarów sektora gazowego w kraju, tj. w obszarze poszukiwania złóż, wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego, magazynowania paliw gazowych, obrotu gazem ziemnym, a także jego dystrybucji. Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej zapewnia Grupie konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu. Grupa Kapitałowa PGNiG prowadzi również działalność w zakresie wytwarzania i sprzedaży ciepła oraz energii elektrycznej.

1. Struktura

Według stanu na dzień 30 czerwca 2013 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 34 spółki o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

- 25 spółek bezpośrednio zależnych od PGNiG S.A.
- 9 spółek pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2013 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. - I stopnia					
1	Exalo Drilling S.A.	981 500 000,00	981 500 000,00	100,00%	100,00%
2	GEOFIZYKA Kraków S.A.	64 400 000,00	64 400 000,00	100,00%	100,00%
3	GEOFIZYKA Toruń S.A.	66 000 000,00	66 000 000,00	100,00%	100,00%
4	PGNiG Upstream International AS (NOK) ¹⁾	1 092 000 000,00	1 092 000 000,00	100,00%	100,00%
5	Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. (EUR) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
6	PGNiG Sales & Trading GmbH (EUR) ¹⁾	10 000 000,00	10 000 000,00	100,00%	100,00%
7	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	5 000 000,00	5 000 000,00	100,00%	100,00%
8	„INVESTGAS” S.A.	502 250,00	502 250,00	100,00%	100,00%
9	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	658 384 000,00	658 384 000,00	100,00%	100,00%
10	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 300 338 000,00	1 300 338 000,00	100,00%	100,00%
11	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 484 953 000,00	1 484 953 000,00	100,00%	100,00%
12	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 255 800 000,00	1 255 800 000,00	100,00%	100,00%
13	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	655 199 000,00	655 199 000,00	100,00%	100,00%
14	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 033 186 000,00	1 033 186 000,00	100,00%	100,00%
15	Geovita S.A.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%	100,00%
16	PGNiG Energia S.A.	41 000 000,00	41 000 000,00	100,00%	100,00%
17	PGNiG Technologie S.A.	182 127 240,00	182 127 240,00	100,00%	100,00%
18	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o. w likwidacji	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
19	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o.	1 212 000,00	1 212 000,00	100,00%	100,00%
20	PGNiG TERMIKA SA	650 000 000,00	650 000 000,00	100,00%	100,00%
21	PGNiG Finance AB (SEK) ¹⁾	500 000,00	500 000,00	100,00%	100,00%
22	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000,00	9 995 000,00	100,00%	100,00%
23	PGNiG SPV 4 Sp. z o.o.	995 000,00	995 000,00	100,00%	100,00%
24	B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A. ²⁾	4 000 000,00	900 000,00	22,50%	22,50%
25	„NYSAGAZ Sp. z o.o.”	9 881 000,00	6 549 000,00	66,28%	66,28%
Spółki zależne od PGNiG S.A. - II stopnia					
		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.
26	Powisłe Park Sp. z o.o.	81 131 000,00	81 131 000,00	100,00%	100,00%
27	Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. w likwidacji	165 000,00	165 000,00	100,00%	100,00%
28	XOOL GmbH (EUR) ¹⁾	500 000,00	500 000,00	100,00%	100,00%
29	Oil Tech International F.Z.E. (USD) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
30	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 500,00	1 806 500,00	100,00%	100,00%
31	Poltava Services LLC (EUR) ¹⁾	20 000,00	19 800,00	99,00%	99,00%
32	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000,00	2 565 350,00	85,51%	85,51%
33	GAZ Sp. z o.o.	300 000,00	240 000,00	80,00%	80,00%
34	PT Geofizyka Torun Indonesia LLC w likwidacji (IDR) ^{1), 3)}	8 773 000 000,00	4 825 150 000,00	55,00%	55,00%

¹⁾ wartości podane w walutach obcych²⁾ PGNiG S.A. ma prawo do powoływania większości członków Rady Nadzorczej spółki

PGNiG S.A. posiada także 52,50% udziałów w spółce w sposób pośredni przez PGNiG Technologie S.A.

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

W I półroczu 2013 roku nastąpiły poniższe zmiany struktury Grupy Kapitałowej PGNiG:

- 2 stycznia 2013 roku NZW BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie rozwiązania spółki i rozpoczęcia procesu jej likwidacji
- 25 stycznia 2013 roku NWZ PGNiG Poszukiwania S.A. podjęło uchwałę w sprawie zmiany statutu spółki polegającej na zmianie firmy spółki na Exalo Drilling S.A.; rejestracja zmian statutu spółki w KRS miała miejsce 6 lutego 2013 roku
- 1 lutego 2013 roku zarejestrowane zostało w KRS połączenie PGNiG Poszukiwania S.A. (obecnie Exalo Drilling S.A.) ze spółkami: PNiG Kraków S.A., PNiG NAFTA S.A., PNiG Jasło S.A., PN „Diament” Sp. z o.o. oraz ZRG Krosno Sp. z o.o.
- 27 marca 2013 ZW PGNiG Norway AS podjęło uchwałę w sprawie zmiany umowy spółki polegającej m.in. na zmianie firmy spółki na PGNiG Upstream International AS.; rejestracja zmiany umowy spółki miała miejsce 23 maja 2013 roku
- 15 kwietnia 2013 roku „INVESTGAS” S.A. nabyła 307 udziałów spółki Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.; udział „INVESTGAS” S.A. w kapitale zakładowym spółki wzrósł z 85% do poziomu 85,51%
- 14 maja 2013 roku ZW Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie rozwiązania spółki i rozpoczęcia procesu jej likwidacji; zmiany zostały zarejestrowane w KRS 29 lipca 2013 roku.

W I półroczu 2013 roku nastąpiły poniższe zmiany kapitału zakładowego spółek:

- rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. o kwotę 60.000 zł do poziomu 165.000 zł przez utworzenie 1.200 nowych udziałów o wartości nominalnej 50 zł każdy; nowo utworzone udziały objęte zostały przez jedynego wspólnika PGNiG Energia S.A. i pokryte wkładem pieniężnym
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. o kwotę 990.000 zł do poziomu 995.000 zł przez utworzenie 19.800 nowych udziałów o wartości nominalnej 50 zł każdy, wszystkie udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte w całości wkładem pieniężnym; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS miała miejsce 6 marca 2013 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG TERMIKA SA o kwotę 33.984.000 zł do poziomu 896.300.000 zł przez emisję 3.398.400 akcji serii D; akcje nowej emisji objęte zostały przez PGNiG S.A.; udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym spółki wzrósł do 72,52%; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS miała miejsce w dniu 22 marca 2013 roku
- obniżenie kapitału zakładowego PGNiG TERMIKA SA o kwotę 246.300.000 zł do poziomu 650.000.000 zł przez umorzenie wszystkich akcji własnych spółki (tj, 24.629.609 akcji z których spółka nie wykonywała prawa głosu oraz 391 akcji wykupionych od akcjonariuszy mniejszościowych zgodnie z art. 418 ksh) w ilości 24.630.000 akcji bez wynagrodzenia; udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym PGNiG TERMIKA SA oraz w głosach na WZ wynosi 100%; rejestracja obniżenia kapitału zakładowego w KRS miała miejsce 27 maja 2013 roku; sąd dokonał również wpisu jedynego akcjonariusza w spółce tj. PGNiG S.A.
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Technologie S.A. o kwotę 15.213.240 zł do poziomu 182.127.240 zł; wszystkie nowo utworzone akcje objęte zostały przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci 21.000 akcji B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.; bezpośredni udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A. spadł do poziomu 22,50%, natomiast udział pośredni przez PGNiG Technologie S.A. wynosi 52,50% rejestracja powyższych zmian w KRS miała miejsce 21 czerwca 2013 roku.

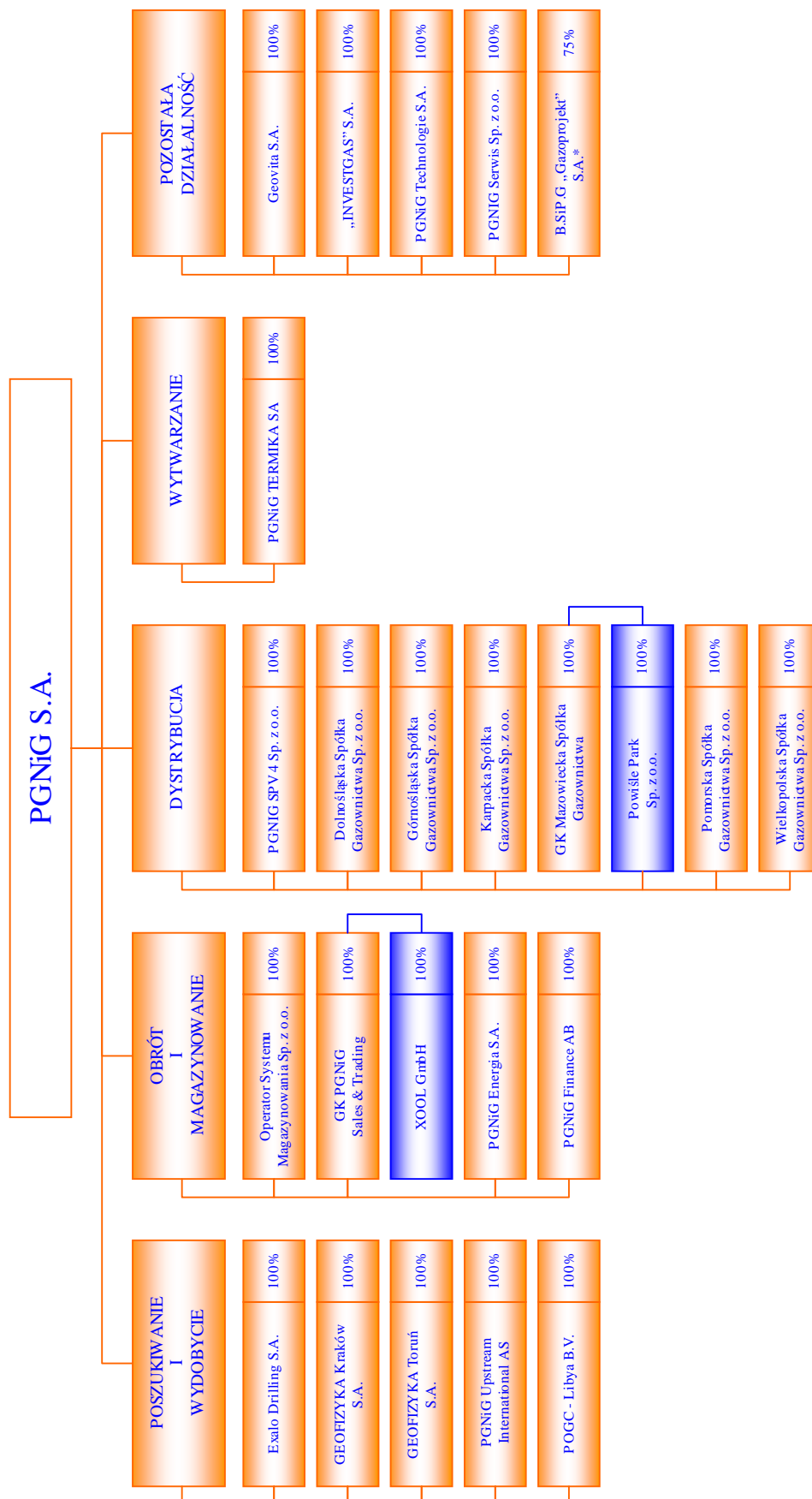
Zmiany po zakończeniu okresu sprawozdawczego

Po zakończeniu okresu sprawozdawczego nastąpiły poniższe zmiany struktury GK PGNiG:

- połączenie w trybie art. 492 § 1 pkt 1 ksh spółek PGNIG SPV 4 Sp. z o.o. jako spółki przejmującej z sześcioma spółkami gazownictwa jako spółkami przejmowanymi tj. Mazowiecką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Wielkopolską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Karpacką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Pomorską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Dolnośląską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. i Górnośląską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.; w związku z powyższym kapitał zakładowy PGNIG SPV 4 Sp. z o.o. został podwyższony o kwotę 10.453.211.550 zł do poziomu 10.454.206.550 zł; rejestracja w KRS połączenia spółek oraz podwyższenia kapitału PGNIG SPV 4 Sp. z o.o. miała miejsce 1 lipca 2013 roku
- połączenie w trybie art. 492 § 1 pkt 1 spółek Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. jako spółki przejmującej ze spółką „INVESTGAS” S.A. jako spółką przejmowaną; w związku z powyższym kapitał zakładowy Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. został podwyższony o kwotę 10.290.000 zł do poziomu 15.290.000 zł; rejestracja w KRS połączenia spółek oraz podwyższenia kapitału OSM Sp. z o.o. miała miejsce 1 lipca 2013 roku
- połączenie w trybie art. 492 § 1 pkt 1 spółek PGNiG S.A. jako spółki przejmującej ze spółką PGNiG Energia S.A. jako spółką przejmowaną bez podwyższenia kapitału zakładowego spółki przejmującej; rejestracja w KRS połączenia spółek miała miejsce 23 lipca 2013 roku.

Na poniższym schemacie został przedstawiony wykaz jednostek konsolidowanych Grupy Kapitałowej PGNiG w podziale na segmenty działalności na dzień 30 czerwca 2013 roku.

KONSOLIDOWANE SPÓŁKI GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG



* PGNiG S.A. ma prawo do powoływania większości członków Rady Nadzorczej spółki. Bezpośredni udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym B.SiP.G. „Gazoprojekt” S.A. wynosi 22,50%. PGNiG S.A. posiada także 52,50% udziałów w spółce w sposób pośredni przez PGNiG Technologie S.A.

2. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia na dzień 30 czerwca 2013 roku w podziale na segmenty został przedstawiony w poniższej tabeli. Zatrudnienie Centrali PGNiG S.A. zostało ujęte w segmencie obrót i magazynowanie.

Stan zatrudnienia według segmentów (w osobach)

	30 czerwca 2013
Poszukiwanie i wydobywanie	9 982
Obrót i magazynowanie	3 905
Dystrybucja	13 174
Wytwarzanie	1 074
Pozostała działalność	2 112
Razem	30 247

Od stycznia 2009 roku w GK PGNiG funkcjonuje „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2009-2011 (III etap)”. Okres obowiązywania programu został przedłużony na kolejny rok kalendarzowy. Funkcjonowanie programu zostało oparte na formule „na gotowość”. Może on być wdrażany w sytuacjach szczególnych i wymaga stosowania przez poszczególne spółki jednolitej dla całej Grupy Kapitałowej procedury.

W I półroczu 2013 roku programem zostało objętych 138 byłych pracowników PGNiG Technologie S.A. Koszty jednorazowych świadczeń osłonowych przysługujących zwalnianym pracownikom pokryte zostały z kapitału rezerwowego PGNiG S.A. pod nazwą „Centralny Fundusz Restrukturyzacji”.

3. Sprzedaż, wydobywanie i wytwarzanie

GK PGNiG osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 16,8 mld zł, z czego 81% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

	I półrocze 2013
Gaz ziemny, w tym:	13 614
- gaz ziemny wysokometanowy	12 840
- gaz ziemny zaazotowany	774
Ropa naftowa	1 051
Kondensat	3
Hel	92
Mieszanina propan-butan	31
Energia elektryczna	511
Ciepło	601
Świadectwa pochodzenia energii	28
Usługi magazynowania gazu	21
Usługi geofizyczno-geologiczne	107
Usługi wiertnicze i serwisowe	287
Produkcja budowlano-montażowa	107
Pozostała sprzedaż	337
Razem	16 790

W I półroczu 2013 roku GK PGNiG sprzedała 8,8 mld m³ gazu ziemnego, z czego 96% stanowiła sprzedaż z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a pozostała część – sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż.

Sprzedaż gazu ziemnego w mln m³

	I półrocze 2013
Obrót i magazynowanie	8 407,0
Poszukiwanie i wydobywanie	367,9
Razem	8 774,9

GK PGNiG wydobyła łącznie 2,3 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego 94% stanowiło wydobywanie ze złóż krajowych, a pozostała część – ze złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i w Pakistanie.

Wydobycie gazu w mln m³

	I półrocze 2013
Kraj	2 116,3
Zagranica	147,2
Razem	2 263,5

W I półroczu 2013 roku 94,1% wytworzonej przez GK PGNiG energii elektrycznej stanowiła produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła.

Wolumeny produkcji energii elektrycznej i ciepłej

Produkt	Jednostka	Ilość
Energia elektryczna	GWh	2 511,5
Energia cieplna	TJ	24 471,1

Rozdział II: Organy Spółki

1. Zarząd

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2013 roku wchodziły następujące osoby:

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

22 stycznia 2013 roku Sławomir Hinc złożył rezygnację z funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych PGNiG S.A. ze skutkiem na dzień 31 marca 2013 roku. Powodem rezygnacji było objęcie przez niego stanowiska Prezesa (Dyrektora Generalnego) PGNiG Norway AS (obecnie PGNiG Upstream International AS).

27 lutego 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała z dniem 1 kwietnia 2013 roku Krzysztofa Bociana na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania oraz Jacka Murawskiego na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych na wspólną kadencję upływającą z dniem 13 marca 2014 roku.

30 marca 2013 roku Zarząd PGNiG S.A. powziął wiadomość o złożeniu przez Krzysztofa Bociana oświadczenia o uchyleniu się od skutków prawnych oświadczenia woli wyrażającego zgodę na objęcie funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania. W związku z tym objęcie stanowiska przez Krzysztofa Bociana nie było możliwe. 2 kwietnia 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. uchyliła uchwałę w sprawie powołania Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A. ds. Poszukiwań i Wydobywania.

29 kwietnia 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. odwołała Grażynę Piotrowską-Oliwa – Prezesa Zarządu oraz Radosława Dudzińskiego – Wiceprezesa Zarządu ds. Handlu ze składu Zarządu Spółki oraz pełnionych przez nich funkcji. Powodem odwołania była utrata zaufania Rady Nadzorczej PGNiG S.A. do wymienionych członków Zarządu. Jednocześnie Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powierzyła Mirosławowi Szałubie, Wiceprezesowi Zarządu, koordynowanie prac Zarządu Spółki do czasu powołania nowego Prezesa Zarządu.

6 maja 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. wszczęła postępowanie kwalifikacyjne na stanowiska Prezesa Zarządu oraz Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych.

11 czerwca 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała z dniem 14 czerwca 2013 roku Jerzego Kurellę na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych PGNiG S.A., na wspólną kadencję upływającą z dniem 13 marca 2014 roku. Ponadto Rada Nadzorcza PGNiG S.A. postanowiła zakończyć postępowanie kwalifikacyjne na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG S.A. bez wyłaniania kandydata.

Skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2013 roku przedstawiał się następująco:

- Mirosław Szałuba – Wiceprezes Zarządu
- Jacek Murawski – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
- Jerzy Kurella – Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych.

Podział kompetencji członków Zarządu

W pierwszym półroczu 2013 roku podział kompetencji pomiędzy członków Zarządu PGNiG S.A. był uregulowany dwiema uchwałami.

Na mocy uchwały Rady Nadzorczej PGNiG S.A. w sprawie podziału kompetencji pomiędzy członków Zarządu PGNiG S.A. z 26 września 2012 roku:

- Prezes Zarządu był odpowiedzialny za zarządzanie Grupą Kapitałową PGNiG oraz sprawował nadzór nad obszarami: zarządzania zasobami ludzkimi, strategii, marketingu i komunikacji, audytu i kontroli wewnętrznej, ochrony informacji oraz spraw obronnych, a także nadzorował prace przedstawicielstwa PGNiG S.A. w Brukseli
- Wiceprezes Zarządu ds. Handlu sprawował nadzór nad obszarami: pozyskania gazu, infrastruktury oraz handlu; ponadto do jego obowiązków należał nadzór nad zagranicznymi przedstawicielstwami PGNiG S.A. (z wyjątkiem przedstawicielstwa w Brukseli)
- Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych był odpowiedzialny za obszary: ekonomiczny, rachunkowości, kontrolingu biznesowego, zarządzania finansami, podatków, relacji inwestorskich oraz inwestycji
- Wiceprezes Zarządu ds. Zakupów i IT sprawował nadzór nad obszarami: majątku i administracji, strategii zakupów w ramach Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG oraz rozwoju IT; ponadto do jego obowiązków należały nadzór i koordynacja prac w obszarze górnictwa naftowego.

Na mocy uchwały Rady Nadzorczej PGNiG S.A. w sprawie podziału kompetencji pomiędzy członków Zarządu PGNiG S.A. z 29 kwietnia 2013 roku:

- Wiceprezes Zarządu koordynował prace Zarządu we wszystkich obszarach działalności Grupy Kapitałowej PGNiG oraz wykonywał wszelkie inne czynności, które na mocy wewnętrznych regulacji Spółki przyporządkowane były do kompetencji Prezesa Zarządu; był odpowiedzialny za obszary: zarządzania zasobami ludzkimi, strategii, marketingu i komunikacji, audytu i kontroli wewnętrznej, ochrony informacji i spraw obronnych, zarządzania obszarem IT oraz za nadzór i koordynację prac w obszarze górnictwa naftowego, inwestycji, pozyskania gazu, infrastruktury oraz handlu; ponadto nadzorował działalność oddziałów i przedstawicielstw Spółki
- Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych był odpowiedzialny za obszary: ekonomiczny, rachunkowości, kontrolingu biznesowego, zarządzania finansami, podatków oraz relacji inwestorskich, a także polityki taryfowej Spółki oraz obszary majątku i administracji.

1 lipca 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powierzyła, do czasu wyboru Prezesa Zarządu, Wiceprezesowi Zarządu Jerzemu Kurelli wykonywanie obowiązków Prezesa Zarządu PGNiG S.A. oraz zatwierdziła uchwałę Zarządu w sprawie podziału kompetencji pomiędzy członków Zarządu PGNiG S.A., na mocy której:

- Wiceprezes Zarządu – poza wykonywaniem obowiązków Prezesa Zarządu jest odpowiedzialny za obszary zarządzania zasobami ludzkimi, strategii, marketingu i komunikacji, audytu i kontroli wewnętrznej, ochrony informacji oraz spraw obronnych i polityki taryfowej Spółki; ponadto nadzoruje i koordynuje prace w obszarze górnictwa naftowego, pozyskania gazu, infrastruktury oraz handlu; do obowiązków Wiceprezesa Zarządu należy także nadzór i koordynacja prac zagranicznych przedstawicielstw PGNiG S.A. oraz oddziałów PGNiG S.A.
- Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych – jest odpowiedzialny za obszary: ekonomiczny, rachunkowości, kontrolingu biznesowego, zarządzania finansami, podatków, relacji inwestorskich, a także strategii zakupów w ramach Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG oraz kształtowania polityki inwestycyjnej

- Wiceprezes Zarządu ds. IT – sprawuje nadzór nad obszarami: majątku i administracji, rozwoju i zarządzania IT, współpracy ze związkami zawodowymi, zapewnienia warunków bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej.

2. Rada Nadzorcza

W skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2013 roku wchodziło dziewięć osób:

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

26 czerwca 2013 roku NWZ PGNiG S.A. odwołało ze składu Rady Nadzorczej PGNiG S.A. Mieczysława Puławskiego oraz powołało Zbigniewa Skrzypkiewicza.

Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2013 roku przedstawiał się następująco:

- Wojciech Chmielewski – przewodniczący Rady Nadzorczej
- Marcin Moryń – wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
- Mieczysław Kawecki – sekretarz Rady Nadzorczej
- Agnieszka Chmielarz – członek Rady Nadzorczej
- Józef Głowacki – członek Rady Nadzorczej
- Janusz Pilitowski – członek Rady Nadzorczej
- Ewa Sibrecht-Ośka – członek Rady Nadzorczej
- Jolanta Siergiej – członek Rady Nadzorczej
- Zbigniew Skrzypkiewicz – członek Rady Nadzorczej.

Rozdział III: Akcjonariat

Na dzień 30 czerwca 2013 roku kapitał zakładowy PGNiG S.A. wynosił 5.900.000.000 zł i składało się na niego 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Jedynym akcjonariuszem posiadającym znaczny pakiet akcji PGNiG S.A. w sposób bezpośredni był Skarb Państwa. Akcje wszystkich serii, tj. A, A1 oraz B, są akcjami zwykłymi na okaziciela i uprawniają do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Struktura akcjonariatu PGNiG S.A. na dzień 30 czerwca 2013 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura akcjonariatu

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień 30.06.2013	Udział % w kapitale zakładowym na dzień 30.06.2013	Liczba głosów wynikająca z akcji	Udział % w liczbie głosów na WZA na dzień 30.06.2013
Skarb Państwa	4 271 764 202	72,40%	4 271 764 202	72,40%
Pozostali	1 628 235 798	27,60%	1 628 235 798	27,60%
Razem	5 900 000 000	100,00 %	5 900 000 000	100,00 %

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

Stan posiadania akcji PGNiG S.A. przez osoby zarządzające i nadzorujące na dzień 30 czerwca 2013 roku został przedstawiony w poniższej tabeli.

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

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji	Wartość nominalna akcji w zł
Mirosław Szałuba	Wiceprezes Zarządu	9 425	9 425
Mieczysław Kawecki	Sekretarz RN	19 500	19 500
Jolanta Siergiej	Członek RN	9 425	9 425

Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne

1. Koncesje

Według stanu na dzień 30 czerwca 2013 roku PGNiG S.A. posiadała niżej wymienione koncesje, udzielone przez Prezesa URE na podstawie ustawy Prawo energetyczne:

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

14 czerwca 2013 roku Prezes URE zatwierdził zmianę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w kogeneracji. Zmiana koncesji obejmuje rozszerzenie zakresu działalności gospodarczej objętej koncesją o kolejną jednostkę kogeneracyjną, zlokalizowaną na terenie Kopalni Ropy Naftowej Nosówka w województwie podkarpackim.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2013 roku PGNiG S.A. posiadała niżej wymienione koncesje, udzielone na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:

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

2. Zmiany w taryfach PGNiG S.A.

Od 1 stycznia 2013 roku obowiązuje zmiana „Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 5/2012” zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2012 roku. Średnia wysokość cen i stawek opłat związanych z dostarczaniem do odbiorców gazu wysokometanowego (E) spadła o 6,7%, gazu zaazotowanego (Lw) o 8,0% natomiast gazu zaazotowanego (Ls) o 10,9%.

25 stycznia 2013 roku Prezes URE zatwierdził zmianę „Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 5/2012”. Zatwierdzona zmiana odnosi się do zasad kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych w zakresie dostarczania gazu zaazotowanego siecią dystrybucyjną Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Zmiana spowodowana była koniecznością dostosowania taryfy PGNiG S.A. do taryfy WSG Sp. z o.o. i odnosiła się do grup taryfowych S-8 i Z-8.

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

Obszar Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,7648	2,4969	-9,7%
W-2.1	2,2036	1,9816	-10,1%
W-3.1	2,0209	1,8029	-10,8%
W-4	1,8905	1,6693	-11,7%
W-5 - W-7C	1,7507	1,7071	-2,5%
W-8A - W-10C	1,5063	1,4651	-2,7%

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
S-1	2,0010	1,7900	-10,5%
S-2	1,5888	1,4044	-11,6%
S-3	1,4625	1,3013	-11,0%
S-4	1,3384	1,1801	-11,8%
S-5 - S-7B	1,2677	1,2338	-2,7%
S-8 - S-9	1,1566	1,1225	-2,9%

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
Z-1	1,5830	1,4156	-10,6%
Z-2	1,4510	1,2888	-11,2%
Z-3	1,3004	1,1623	-10,6%
Z-4	1,2209	1,0841	-11,2%
Z-5 - Z-7B	1,2088	1,1793	-2,4%

Obszar Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,7337	2,4726	-9,6%
W-2.1	2,2672	2,0440	-9,8%
W-3.1	1,9883	1,7660	-11,2%
W-4	1,9183	1,6909	-11,9%
W-5 - W-7C	1,7732	1,7314	-2,4%
W-8A - W-11C	1,5121	1,4681	-2,9%

Obszar Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,6153	2,3594	-9,8%
W-2.1	2,1797	1,9590	-10,1%
W-3.1	1,9319	1,7288	-10,5%
W-4	1,8829	1,6843	-10,5%
W-5 - W-7BC	1,7796	1,7355	-2,5%
W-8A - W-10C	1,4811	1,4310	-3,4%

Obszar Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,9951	2,7039	-9,7%
W-2.1	2,0888	1,8693	-10,5%
W-3.1	1,8913	1,6877	-10,8%
W-4	1,8787	1,6755	-10,8%
W-5 - W-7C	1,7536	1,7086	-2,6%
W-8A - W-10C	1,4219	1,3669	-3,9%

Obszar Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,8368	2,5658	-9,6%
W-2.1	2,2265	2,0058	-9,9%
W-3.1	2,0013	1,8006	-10,0%
W-4	1,9399	1,7451	-10,0%
W-5 - W-7C	1,7992	1,7606	-2,1%
W-8A - W-10C	1,4953	1,4601	-2,4%

Obszar Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,8611	2,5856	-9,6%
W-2.1	2,1348	1,9143	-10,3%
W-3.1	1,9954	1,7881	-10,4%
W-4	1,9050	1,7032	-10,6%
W-5 - W-7C	1,7169	1,6715	-2,6%
W-8A - W-10C	1,4576	1,4140	-3,0%

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
S-1	2,0115	1,8046	-10,3%
S-2	1,5505	1,3774	-11,2%
S-3	1,4196	1,2602	-11,2%
S-4	1,3447	1,1889	-11,6%
S-5 - S-7B	1,2699	1,2365	-2,6%

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
Z-1	1,8231	1,6422	-9,9%
Z-2	1,3904	1,2408	-10,8%
Z-3	1,2569	1,1208	-10,8%
Z-4	1,1900	1,0570	-11,2%
Z-5 - Z-7B	1,1446	1,1157	-2,5%

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

	Taryfa 5/2012	Zmiana Taryfy 5/2012	Zmiana %
	1	2	2/1
E-1A - E-2C	1,3713	1,3302	-3,0%
Lw-1 - Lw-2	1,0582	1,0196	-3,6%
Ls-1 - Ls-2	0,8827	0,8537	-3,3%

18 lipca 2013 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie nowej taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie nie zostało zakończone.

3. Ryzyka otoczenia regulacyjnego

Ustawa Prawo energetyczne

W I półroczu 2013 roku nadal prowadzone były prace nad pakietem projektu trzech ustaw regulujących sektor energetyczny, tzn. Prawem gazowym, Prawem energetycznym i Ustawą o odnawialnych źródłach energii (tzw. „duży trójpak energetyczny”) oraz projektem ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (tzw. „mały trójpak energetyczny”). Ponadto w 25 lipca 2013 roku weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (tzw. rozporządzenie taryfowe). Nowe rozporządzenie wprowadza m.in. stawki przesyłowe *entry-exit*, zasady obliczania należności za usługi krótkoterminowe i przerywane oraz wirtualnego przesyłania zwrotnego świadczone przez operatorów systemów przesyłowego i dystrybucyjnych oraz zasady obliczania należności za pakietową i rozdzieloną usługę magazynowania świadczone przez operatora systemu magazynowania. Ponadto rozporządzenie taryfowe uwzględnia możliwość oferowania usług przesyłowych w trybie aukcyjnym w przypadku połączeń między systemami przesyłowymi zlokalizowanymi wewnątrz UE oraz umożliwia przenoszenie kosztów za transport paliw gazowych do taryf innych przedsiębiorstw energetycznych. Celem rozporządzenia taryfowego jest także jego dostosowanie do rozporządzenia systemowego.

Zmiany prawa oraz opóźnienia w nowelizacji aktów prawnych stwarzają ryzyko, wynikające przede wszystkim z niepewności co do ostatecznego zakresu zmian uregulowań prawnych oraz krótkiego terminu na dostosowanie się do tych przepisów. Może to negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe PGNiG S.A. oraz perspektywy jej rozwoju. Ponadto projektowane zmiany prawa zakładają wprowadzenie obliża giełdowego (sprzedaż, określonego w ustawie, wolumenu gazu na giełdzie) oraz mechanizmów ułatwiających zmianę sprzedawcy gazu. Może to doprowadzić do utraty części rynku przez PGNiG S.A.

Ustawa o efektywności energetycznej

11 sierpnia 2011 roku weszła w życie Ustawa o efektywności energetycznej, która stanowi wypełnienie postanowień „Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 roku w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych 2006/32/WE”. Ustawa określa krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, zgodnie z którym do 2016 roku oszczędności energii finalnej powinny być nie mniejsze niż 9% krajowego zużycia tej energii w ciągu roku. Od 1 stycznia 2013 roku PGNiG S.A., jako przedsiębiorstwo obrotu, ma obowiązek zakupu świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia tzw. opłaty zastępczej. Obowiązek ten spowoduje wzrost kosztów prowadzenia działalności regulowanej, a zatem cen dla odbiorców gazu.

Kalkulacja taryf

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

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

Zapotrzebowanie na gaz

Obecnie stosowana metodologia kalkulacji cen i stawek opłat opiera się na planowanych wielkościach, w związku z czym przychody obciążone są ryzykiem prognozowania. Nietrafność oszacowania przez odbiorców zapotrzebowania, przenosząca się na wielkość prognozowanych zakupów i wielkości dostaw, a także wysokość kosztów, które były podstawą do ustalania cen i opłat taryfowych, mogą niekorzystnie wpłynąć na wyniki finansowe.

Ceny zakupu gazu z importu

Ceny gazu z importu ustalane są w USD i EUR oraz kształtowane w oparciu o formuły indeksacyjne oparte na cenach produktów ropopochodnych. Zmiany kursów walutowych oraz produktów ropopochodnych znacząco wpływają na wysokość kosztów pozyskania gazu z importu. Znaczące zmiany cen paliw na rynku międzynarodowym wpływają na zmianę cen zakupu gazu z importu. Dokładna prognoza zmian ceny gazu ziemnego obciążona jest wysokim ryzykiem błędu. Istnieje zagrożenie, że pomimo ustalonych w prawie reguł określających możliwości korekty cen zatwierdzonych na okres obowiązywania taryfy, wzrost cen zakupu gazu z importu może nie być w pełni przeniesiony na wzrost cen sprzedaży gazu dla odbiorców lub zmiany te będą następowały z pewnym opóźnieniem.

Rozdział V: Poszukiwanie i wydobywanie

1. Prace segmentu w Polsce

Prace poszukiwawcze

W I półroczu 2013 roku GK PGNiG prowadziła poszukiwanie gazu zarówno ze złóż konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych (typu *shale gas* i *tight gas*). Prace poszukiwawczo-rozpoznawcze GK PGNiG realizowała na terenie Karpat, Przedgórze Karpat i na Niziu Polskim, zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Prace wiertnicze prowadzone były w 9 otworach poszukiwawczych, w tym w 2 badawczych (Wysin-1 i Kochanowo-1) oraz w 2 otworach rozpoznawczych.

W I półroczu 2013 roku próby złożowe na własnych obszarach koncesyjnych wykonano w 7 odwiertach, w tym w 3 odwierconych w 2012 roku. Próby potwierdziły obecność gazu w trzech otworach: jednym poszukiwawczym (Komorze-3k/3kbis) i dwóch rozpoznawczych (Przeworsk-18 i Siedliczka-3). W czterech odwiertach nie uzyskano przemysłowego przyływu węglowodorów i otwory te zostały zlikwidowane (Wadowice Dolne-1, Gosławice-2, Mieczewo-1k, Czarna Wieś-8).

W ramach poszukiwania złóż niekonwencjonalnych rozpoczęto próby złożowe otworów Opalino-2 (*shale gas*) i Pławce-2 (*tight gas*) na Pomorzu. Ponadto próby złożowe potwierdziły obecność gazu w otworze Lubocino-2h. Na Lubelszczyźnie kontynuowano analizy danych geologiczno-złożowych pod kątem dalszych prac na otworze Lubycza Królewska-1 (*shale gas*). Natomiast na Przedgórzu Karpat rozpoczęto prace związane z wierceniem otworu Kramarzówka-1k w celu potwierdzenia obecności niekonwencjonalnego złoża węglowodorów typu *tight gas*, którego występowanie odkryto otworem Kramarzówka1.

Stan zasobów wydobywalnych na dzień 30 czerwca 2013 roku wynosił:

- 87,8 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy)
- 18,3 mln ton ropy naftowej.

Wspólne przedsięwzięcia

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. współpracowała z innymi podmiotami na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A., FX Energy Poland Sp. z o.o. i San Leon Energy PLC (spółka wykupiła udziały dotychczasowego partnera tj. firmy Aurelian Oil & Gas PLC).

Ponadto w I półroczu 2013 roku PGNiG S.A., Tauron Polska Energia S.A., KGHM Polska Miedź S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. i Enea S.A. na podstawie umowy ramowej z dnia 4 lipca 2012 roku (w zakresie poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego oraz ropy naftowej z łupków na obszarze koncesji Wejherowo) prowadziły negocjacje mające na celu ustalenie szczegółowych warunków współpracy.

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

- „Płotki” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 12 maja 2000 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%
- „Płotki” – „PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla na podstawie umowy operacyjnej użytkowników górniczych z dnia 26 października 2005 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 24,5%, „Calenergy Resources Poland” Sp. z o.o. – 24,5%
- „Poznań” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2004 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%

- „Bieszczady” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2007 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, Eurogas Polska Sp. z o.o. – 24% i Energia Bieszczady Sp. z o.o. – 25%
- „Sieraków” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 22 czerwca 2009 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, Orlen Upstream Sp. z o.o. – 49%.

W I półroczu 2013 roku na obszarach „Płotki” oraz „Płotki” – „PTZ” kontynuowano eksploatację złóż: Roszków na obszarze „Płotki” oraz Zaniemyśl na obszarze „Płotki” – „PTZ”. Na obszarze „Płotki” zakończono akwizycję i rozpoczęto przetwarzanie zdjęcia sejsmicznego Donatowo – Rusocin 3D. Natomiast na obszarze „Płotki” – „PTZ” rozpoczęto i zakończono reinterpretację zdjęcia sejsmicznego Kaleje – Zaniemyśl 3D w celu wyboru optymalnej lokalizacji otworu eksploatacyjnego Zaniemyśl-4 lub Zaniemyśl-3k. Wyniki reinterpretacji wykazały, że wiercenie otworu Zaniemyśl-4 jest nieuzasadnione. W związku z powyższym rozpoczęto prace projektowo-analityczne dla dwóch wariantów przedsięwzięcia tj. wykonania otworu bocznego Zaniemyśl-3k lub rekonstrukcji otworu Zaniemyśl-3.

Na obszarze „Poznań” w I półroczu 2013 roku włączono do eksploatacji złoża Winna Góra oraz kontynuowano eksploatację złóż gazu ziemnego Środa Wielkopolska, Kromolice i Kromolice S. Ponadto kontynuowano zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Lisewo oraz rozpoczęto zagospodarowanie otworu Komorze-3K. W otworze poszukiwawczym Pławce-2 (*tight gas*) wykonano zabieg szczelinowania hydraulicznego i rozpoczęto proces wywołania produkcji. Zakończono również wiercenie otworu poszukiwawczego Mieczewo-1k, w którym uzyskano przyływ gazu ziemnego ze znaczącym udziałem wody złożowej. Na podstawie analizy geologiczno-złożowej i ekonomicznej podjęto decyzję o likwidacji otworu. Ponadto zakończono *processing* i rozpoczęto interpretację zdjęcia sejsmicznego Miłosław 3D, a także zakończono interpretację zdjęcia sejsmicznego Taczanów 3D.

Na obszarze „Bieszczady” kontynuowano *processing* profili sejsmicznych w rejonie Jaśliska – Baligród oraz *reprocessing* archiwalnych profili sejsmicznych Kostarowce – Zahutyń 2D. Ponadto, do chwili podjęcia decyzji o wykonaniu dalszych prób złożowych, otwór Niebieszczany-1 został czasowo zabezpieczony.

Na obszarze „Sieraków” w I półroczu 2013 roku wykonano wiercenie otworu Sieraków-3. Na podstawie wyników wstępnego opróbowania otworu podjęto decyzję o zabezpieczeniu odwiertu do dalszych badań.

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

- „Warszawa-Południe” (bloki 254, 255) na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 26 maja 2011 roku; udziały wynoszą: FX Energy Poland Sp. z o.o. (operator) – 51%, PGNiG S.A. – 49%
- „Ostrowiec” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 27 lutego 2009 roku; udziały wynoszą: FX Energy Poland Sp. z o.o. (operator) – 51%, PGNiG S.A. – 49%
- „Kutno” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 30 września 2010 roku; udziały wynoszą: FX Energy Poland Sp. z o.o. (operator) – 50%, PGNiG S.A. – 50%.

Na obszarze „Warszawa-Południe” w I półroczu 2013 roku FX Energy Poland Sp. z o.o. wykonała własną interpretację geologiczną rejonu Potycz – Boglewice – Grójec w celu wytypowania obszaru do zaprojektowania zdjęcia sejsmicznego 3D. Ponadto spółka wystąpiła do Ministerstwa Środowiska o zmianę koncesji na blok 254 (rezygnacja z części obszaru koncesji).

Na obszarze „Ostrowiec” zakończono prace analityczne, natomiast na obszarze „Kutno” dokumentowano wyniki wiercenia otworu Kutno-2. FX Energy Poland Sp. z o.o. podjęła decyzję o rezygnacji z koncesji na obszarach „Ostrowiec” i „Kutno”.

Prace na koncesjach należących do San Leon Energy PLV prowadzone były na obszarach:

- „Karpaty Zachodnie” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 17 grudnia 2009 roku z firmą Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółką zależną od San Leon Energy PLC); udziały wynoszą: Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. (operator) – 60%, PGNiG S.A. – 40%
- „Karpaty Wschodnie” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 17 grudnia 2009 roku z firmą Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. (spółką zależną od San Leon Energy PLC); udziały wynoszą: Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. (operator) – 80%, PGNiG S.A. – 20%.

Na obszarze „Karpaty Zachodnie” w I półroczu 2013 roku wykonano *reprocessing* profili sejsmicznych 2D (1.215 km) z rejonu Budzów – Cieszyn – Bestwina – Bielsko Białe.

Na obszarze „Karpaty Wschodnie” analizowano materiały geologiczno-geofizyczne z rejonu Mszana Dolna – Jordanów pod kątem możliwości rozpoczęcia prac wiertniczych. W rezultacie podjęto decyzję o odstąpieniu od wiercenia otworu poszukiwawczego i złożono wnioski do Ministerstwa Środowiska o zmianę koncesji Mszana Dolna (rezygnacja z części obszaru koncesji).

Wydobycie

Eksploracja 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 23 kopalniach (14 gazowych, 6 ropno-gazowych oraz 3 ropnych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową w 46 kopalniach (26 gazowych, 10 ropno-gazowych i 10 ropnych).

W I półroczu 2013 roku, ze złóż krajowych, GK PGNiG wydobyla łącznie 2.116,3 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy). W wyniku włączenia do eksploatacji złóż Lubiaków, Międzychód i Grotów (LMG) wydobywanie ropy naftowej znacznie wzrosło i osiągnęło poziom 382 tys. ton. Wielkość wydobycia GK PGNiG w I półroczu 2013 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Wielkość wydobycia w kraju

	Produkt	Jednostka	I półrocze 2013
1.	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	2 116,3
a.	wysokometanowy, w tym	mln m ³	779,9
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³	0,0
	- Oddział w Sanoku	mln m ³	779,9
b.	zaazotowany, w tym:	mln m ^{3*}	1 336,4
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ^{3*}	1 295,6
	- Oddział w Sanoku	mln m ^{3*}	40,8
2.	Ropa naftowa, w tym:	tys. ton	382,0
	- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	357,7
	- Oddział w Sanoku	tys. ton	24,3

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

W I półroczu 2013 roku na terenie działania Oddziału w Sanoku włączono do eksploatacji 3 odwierty: odwiert Terliczka-6k na złożu Terliczka, odwiert Pruchnik-24 na złożu Pruchnik – Pantałowice oraz odwiert Batycze-4 w ramach próbnej eksploatacji. Łączny przyrost zdolności wydobywczych gazu

ziemnego z podłączonych odwiertów wynosi około 2,8 tys.m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Na terenie działania Oddziału w Zielonej Górze podłączono 6 odwiertów ropnych: 2 na złożu Lubiatów (Lubiatów-2k, Lubiatów-7h) i 4 na złożu Grotów (Grotów-1, Grotów-2, Grotów-8k, Grotów-9k) o łącznej zdolności wydobywczej 620 t/d oraz 1 odwiert gazowy na złożu Międzychód (Międzychód-7h) o zdolności wydobywczej 4,5 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Ponadto włączono do eksploatacji złożo Winna Góra (odwiert Winna Góra-1) o zdolności wydobywczej 1,2 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. prowadziła szereg prac dla utrzymania poziomu wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej z eksploatowanych złóż. W celu uzyskania przyrostu wydobycia węglowodorów wykonano 2.440 m wierceń eksploatacyjnych. Przeprowadzono łącznie remonty 6 odwiertów, których stan techniczny nie pozwalał na dalszą eksploatację. W otworach tych uzyskano przemysłowy przypływ węglowodorów. Ponadto w I półroczu 2013 roku wykonano łącznie 43 obróbki odwiertów, których celem było głównie utrzymanie lub poprawa zdolności wydobywczych odwiertów eksploatacyjnych lub przywrócenie sprawności technicznej wgłębnym urządzeń wydobywczych (w tym w jednym odwiercie przeznaczonym do zatłaczania wód).

Podziemne magazyny gazu

W I półroczu 2013 roku segment poszukiwanie i wydobycie na własne potrzeby wykorzystywał pojemności czynne podziemnych magazynów gazu zaazotowanego Daszewo i Bonikowo. Pojemności magazynowe wykorzystywane na potrzeby wydobycia są wyłączone z definicji instalacji magazynowej w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobycie na dzień 30 czerwca 2013 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobycie w mln m³

Gaz zaazotowany	I półrocze 2013
Daszewo (Ls)	30,0
Bonikowo (Lw)	200,0

2. Prace segmentu za granicą

W I półroczu 2013 roku GK PGNiG prowadziła prace na obszarach koncesyjnych w Pakistanie, Egipcie, Libii i Norwegii, przy czym projekty w Libii i Norwegii realizowane były przez spółki zależne PGNiG S.A.

Pakistan

Prace poszukiwawcze w Pakistanie PGNiG S.A. prowadzi na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar, zawartej 18 maja 2005 roku pomiędzy PGNiG S.A. a rządem Pakistanu. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG S.A. (operator) – 70%, PPL – 30%. W 2012 roku operator podjął decyzję o wejściu w II etap poszukiwawczy na koncesji Kirthar, w ramach którego do lipca 2014 roku odwiercony zostanie nowy otwór poszukiwawczy. W I półroczu 2013 roku prowadzono prace związane z budową gazociągów i instalacji powierzchniowych w celu rozpoczęcia próbnej eksploatacji otworów Rehman-1 i Hallel X-1. Rozpoczęcie testowego wydobycia nastąpiło pod koniec czerwca 2013 roku.

Egipt

W Egipcie PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze na koncesji Bahariya (Blok nr 3) na podstawie umowy *EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement)* z dnia 17 maja 2009 roku, podpisanej z rządem Egiptu. Spółka posiada 100% udziałów w wymienionej wyżej koncesji. W I półroczu 2013 roku odwiercono dwa otwory poszukiwawcze. W związku z brakiem przemysłowego przyływu węglowodorów otwory zlikwidowano.

Norwegia

PGNiG Upstream International AS (dawna PGNiG Norway AS), spółka GK PGNiG, posiada udziały w 14 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, zlokalizowanych na Morzu Norweskim i Morzu Barentsa. Wspólnie z partnerami spółka prowadzi projekt zagospodarowania złóż Skarv, Snadd i Idun. Udziały w złożach wynoszą: PGNiG Upstream International AS – 12%, British Petroleum – 24% (operator), Statoil – 36% oraz E.ON – 28%. Na pozostałych koncesjach spółka realizuje projekty poszukiwawcze.

31 grudnia 2012 roku spółka wspólnie ze swoimi partnerami uruchomiła wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Sprzedaż wydobytych węglowodorów prowadzona jest od stycznia 2013 roku. Ropa naftowa sprzedawana jest bezpośrednio z platformy spółce Shell International Trading and Shipping Company Ltd. i transportowana za pośrednictwem operującego wahadłowo zespołu tankowców. Gaz natomiast przesyłany jest gazociągiem Gassled Area B System do lądowego terminalu w Kårsto, następnie gazociągiem Gassled Area D System do Niemiec, gdzie odbiera go spółka PGNiG Sales & Trading. W I półroczu 2013 roku spółka wydobyla 80 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami (w przeliczeniu na tonę ekwiwalentu ropy naftowej) i 146,3 mln m³ gazu ziemnego.

W wyniku rozstrzygnięcia rundy koncesyjnej w I półroczu 2013 roku PGNiG Upstream International AS objęła:

- po 40% udziałów w koncesjach PL702 i PL703; operatorem na tych koncesjach jest OMV Norge (60% udziałów)
- 30% udziałów w koncesji PL707; operatorem na tej koncesji jest Edison International (50% udziałów)
- 20% udziałów w koncesji PL711; operatorem na tej koncesji jest Repsol Exploration Norge (40% udziałów).

Libia

Polish Oil and Gas Company - Libya B.V., spółka GK PGNiG, prowadzi prace poszukiwawcze na koncesji numer 113 zlokalizowanej w basenie naftowym Murzuq w Libii na podstawie umowy *EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement)* z dnia 25 lutego 2008 roku zawartej z rządem Libii. W I półroczu 2013 roku spółka zakończyła prace przygotowawcze i rozpoczęła wiercenia trzech pierwszych odwiertów poszukiwawczych.

Wielkość wydobycia

W I półroczu 2013 roku, ze złóż zagranicznych, GK PGNiG wydobyla łącznie 147,2 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy) oraz 80 tys. ton ropy naftowej. W Norwegii GK PGNiG wydobywała gaz ziemny wysokometanowy i ropę naftową wraz z innymi frakcjami, natomiast w Pakistanie gaz zaazotowany. Wielkość wydobycia ze złóż zagranicznych GK PGNiG została przedstawiona w poniższej tabeli.

Wielkość wydobycia za granicą

	Produkt	Jednostka	I półrocze 2013
1.	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	147,2
	- Norwegia	mln m ³	146,3
	- Pakistan	mln m ³	0,9
2.	Ropa naftowa	tys. ton	80,0

3. Działalność usługowa

W I półroczu 2013 roku spółki segmentu poszukiwanie i wydobycie prowadziły wiercenia otworów poszukiwawczych, rozpoznawczych, badawczych i eksploatacyjnych, świadczyły usługi specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego oraz usługi geofizyczne. Głównymi odbiorcami usług segmentu byli kontrahenci zewnętrzni.

Wiercenia poszukiwawczo-rozpoznawcze i badawcze realizowano w poszukiwaniu węglowodorów, miedzi i wód geotermalnych. Prace wiertnicze wykonywane były zarówno dla GK PGNiG, jak i dla odbiorców zewnętrznych w kraju i za granicą. Na rynku krajowym realizowano kontrakty dla firm poszukujących:

- konwencjonalnych złóż gazu ziemnego – m.in. dla PGNiG S.A. i FX Energy Poland Sp. z o.o.
- niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego – m.in. dla Orlen Upstream Sp. z o.o., Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o., Wisent Oil & Gas Sp. z o.o. i PGNiG S.A. (poszukiwanie *shale gas*)
- złóż miedzi – dla KGHM Polska Miedź S.A. i Mozów Copper Sp. z o.o.
- wód geotermalnych – dla PEC Geotermia Podhalańska S.A.

Natomiast na rynku zagranicznym wykonywano wiercenia w poszukiwaniu konwencjonalnych złóż węglowodorów dla odbiorców zewnętrznych na Ukrainie, Litwie i w Egipcie oraz dla GK PGNiG w Libii i Egipcie. Ponadto segment realizował kontrakty na wiercenia eksploatacyjne. Wiercenia te prowadzone były przede wszystkim za granicą i dla kontrahentów zewnętrznych, głównie w Afryce (Uganda, Etiopia, Egipt), Azji (Kazachstan, Gruzja, Pakistan) oraz w Europie (Ukraina).

Segment świadczył również usługi specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego, m.in. pomiary parametrów złożowych, zabiegi intensyfikacji wydobycia, serwisy płuczkowe, cementacyjne i *datawell* oraz wykonywał remonty, rekonstrukcje i likwidacje odwiertów. W kraju głównym odbiorcą usług serwisowych była GK PGNiG. Dla inwestorów spoza GK PGNiG świadczone głównie usługi serwisu cementacyjnego i płuczkowego oraz prowadzono pomiary parametrów złożowych m.in. dla PEC Geotermia Podhalańska S.A., Mozów Copper Sp. z o.o. i dla FX Energy Poland Sp. z o.o. Za granicą spółki wykonywały głównie zabiegi intensyfikacyjne w Rosji na Ukrainie i Słowacji, remonty, likwidacje i obróbki odwiertów w Czechach, pomiary parametrów złożowych oraz prace serwisów cementacyjnego i płuczkowego na Litwie, a także prace urządzenia *coiled tubing* na Ukrainie i w Rosji.

W I półroczu 2013 roku spółki segmentu poszukiwanie i wydobycie świadczyły usługi geofizyczne z zakresu sejsmiki polowej, projektowania i akwizycji oraz przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych, jak również wykonywały pomiary geofizyczne i prace geologiczno-wiertnicze. Na rynku krajowym spółki wykonywały głównie prace z zakresu geofizyki poszukiwawczej oraz sejsmiki polowej 2D i 3D dla PGNiG S.A. Ponadto dla spółek GK PGNiG wykonywano prace z zakresu geofizyki i sejsmiki otworowej oraz geofizyki wiertniczej. Dla podmiotów zewnętrznych w kraju tj. Cuadrilla Poland Sp. z o.o., FX Energy Poland Sp. z o.o., PAK Górnictwo Sp. z o.o. oraz Orlen Upstream Sp. z o.o. i Lane Energy Poland Sp. z o.o. spółki wykonywały głównie usługi akwizycji

i przetwarzania danych sejsmicznych. Na rynkach zagranicznych prowadzono sejsmiczne prace polowe dla kontrahentów w Niemczech, Indiach, Austrii oraz na Węgrzech.

4. Sprzedaż podstawowych produktów

Głównymi produktami wydobywanymi i sprzedawanymi przez segment są: gaz ziemny i ropa naftowa. W wyniku oczyszczania ropy naftowej do parametrów handlowych uzyskiwane są produkty: kondensat ropny, siarka oraz mieszanina propan-butan. Część wydobywanego gazu zaazotowanego podlega dalszemu przetworzeniu na gaz wysokometanowy w odazotowniach w Odolanowie oraz Grodzisku Wielkopolskim. W wyniku kriogenicznego przetwarzania gazu zaazotowanego Spółka, oprócz gazu wysokometanowego, uzyskuje takie produkty, jak skroplony gaz ziemny LNG, gazowy i ciekły hel oraz ciekły azot.

W I półroczu 2013 roku GK PGNiG sprzedała łącznie 367,9 mln m³ gazu, z czego 367,0 mln m³ na rynku krajowym, a 0,9 mln m³ w Pakistanie. Ponadto GK PGNiG sprzedała 373,9 tys. ton ropy naftowej na rynku krajowym i 74 tys. ton ropy w Norwegii. Poniższa tabela przedstawia sprzedaż gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż (w tym LNG) oraz sprzedaż ropy naftowej i innych produktów na rzecz odbiorców zewnętrznych w układzie ilościowym.

Sprzedaż podstawowych produktów

	Jednostka	I półrocze 2013
1 Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	367,9
- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	37,2
- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	330,7
2 Ropa naftowa	tys. t.	447,9
3 Kondensat	tys. t.	1,2
4 Hel	mln m ³	1,5
5 Mieszanina propan-butan	tys. t.	12,7
6 Azot	tys. kg	215,1
7 Siarka	tys. t.	16,6

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego w Polsce byli odbiorcy przemysłowi, których udział w wolumenie sprzedaży stanowił ok. 83%. Sprzedaż ropy naftowej, wydobytej w Polsce, kontynuowana była do Rafinerii Trzebinia S.A., Rafinerii Nafty Jedlicze S.A. i TOTSА TOTAL OIL TRADING S.A. W I kwartale 2013 roku PGNiG S.A. podpisała z TOTSА TOTAL OIL TRADING S.A. krótkoterminową umowę na testowe dostawy ropy naftowej ze złoża Lubiatów. Ropa naftowa wydobyta na Norweskim Szelfie Kontynentalnym sprzedawana była bezpośrednio z platformy spółce Shell International Trading and Shipping Company Ltd.

PGNiG S.A. sprzedała poza granice kraju 46,6% wolumenu ropy naftowej wydobytej w Polsce, 87,7% helu oraz 23,5% siarki. Sprzedaż ropy naftowej prowadzona była poprzez ropociąg „Przyjaźń” do niemieckiej rafinerii. Większość wolumenu helu sprzedano odbiorcom z Unii Europejskiej, natomiast siarka sprzedawana była odbiorcom na terenie Niemiec i Republiki Czeskiej.

5. Planowane działania

Prace poszukiwawcze w Polsce

W II półroczu 2013 roku PGNiG S.A. kontynuować będzie prace poszukiwawcze geofizyczne i wiertnicze obejmujące kilkanaście obiektów poszukiwawczych rozmieszczonych na obszarze Karpat, Przedgórze Karpat i Niżu Polskiego. Prace te prowadzone będą zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z innymi podmiotami.

Ponadto planuje się m.in. realizację zadań pozwalających otworzyć nowe, słabo rozpoznane obszary poszukiwania, w tym pod kątem niekonwencjonalnych złóż *shale gas/oil* i *tight gas*. Na Pomorzu Spółka planuje wiercenie otworu Lubocino-3h, wykonanie odwiertu Opalino-3 i rozpoczęcie wiercenia Opalino-4, a także przeprowadzenie szczelinowania w otworze Piaski-3. Ponadto na Pomorzu i Lubelszczyźnie Spółka przewiduje realizację kolejnych pilotażowych otworów pionowych w celu poszukiwania złóż typu *shale gas/oil*. Spółka kontynuować będzie również prace związane z wykonaniem otworu Kramarzówka-1k na Przedgórzu Karpat.

W ramach poszukiwania złóż konwencjonalnych na słabo rozpoznanym obszarze Karpat, w głębokim otworze Dukla-1 zostaną przeprowadzone końcowe próby złożowe. Spółka planuje również rozpoczęcie wiercenia głębokiego otworu Fredropol-1.

Prace poszukiwawcze za granicą

W II półroczu 2013 roku Grupa Kapitałowa PGNiG kontynuować będzie prace poszukiwawcze w Egipcie, Pakistanie, Libii i Norwegii.

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym GK PGNiG prowadzić będzie prace rozpoznawcze na złożu Snadd Outer oraz prace poszukiwawczo-rozpoznawcze na złożu Snadd. GK PGNiG planuje pozyskanie nowych obszarów koncesyjnych poprzez udział w corocznych rundach koncesyjnych lub akwizycję od innych podmiotów. W przyszłości GK PGNiG zamierza uczestniczyć, jako partner, w wierceniach prowadzonych na tzw. głębokim morzu (poniżej 1.000 m) oraz w strefie arktycznej.

Wydobycie gazu ziemnego

GK PGNiG 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 kopalni gazu ziemnego oraz budowę i rozbudowę już istniejących podziemnych magazynów gazu.

W 2013 roku GK PGNiG planuje wydobycie na poziomie ok. 4,8 mld m³ gazu rocznie w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³, z tego 4,4 mld m³ ze złóż w kraju oraz 0,3 mld m³ na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i 0,1 mld m³ w Pakistanie. W II półroczu 2013 roku w Polsce zostaną m.in. oddane do eksploatacji odwierty na złożach już eksploatowanych: Wola Różaniecka, Kielanówka – Rzeszów oraz Wierzchosławice na obszarze działania Oddziału w Sanoku oraz Jarocin i Lisewo na obszarze działania Oddziału w Zielonej Górze.

Wydobycie ropy naftowej

W 2013 roku GK PGNiG planuje wydobycie ok. 1.120 tys. ton ropy naftowej, z tego 750 tys. ton ze złóż krajowych i 370 tys. ton na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Wzrost wydobywania spowodowany jest włączeniem do eksploatacji na przełomie 2012 i 2013 roku krajowych złóż ropy naftowej: Lubiatów i Grotów oraz złoża na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Działalność usługowa

W II połowie 2013 roku Grupa Kapitałowa PGNiG planuje świadczenie usług wiertniczych w kraju i za granicą. W kraju GK PGNiG wykonywać będzie wiercenia dla PGNiG S.A. i dla kontrahentów zewnętrznych. Za granicą prowadzone będą powyższe usługi m.in. na Litwie, Ukrainie w Egipcie, Libii, Ugandzie, Etiopii, Kazachstanie, Gruzji i Pakistanie. Prace specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego planowane są w kraju głównie dla PGNiG S.A., a dla kontrahentów zagranicznych w Rosji na Ukrainie, Czechach, Słowacji i Litwie. Ponadto na rynku krajowym GK PGNiG wykonywać będzie usługi z zakresu akwizycji, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych 2D i 3D dla PGNiG S.A. i kontrahentów zewnętrznych, oraz usługi z zakresu sejsmiki polowej i geofizyki wiertniczej dla Spółek Grupy Kapitałowej PGNiG. Na rynkach zagranicznych GK PGNiG świadczyć będzie usługi geofizyczne na terenie Pakistanu, Indii oraz krajów członkowskich Unii Europejskiej.

6. Ryzyka poszukiwania i wydobywania

Odkrycia i szacowanie zasobów

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

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

Poszukiwanie niekonwencjonalnych złóż gazu

Ryzykiem związanym z poszukiwaniem niekonwencjonalnych złóż gazu w Polsce jest brak potwierdzonych zasobów gazu łupkowego (*shale gas*) oraz gazu zaciśniętego (*tight gas*). W przypadku potwierdzenia występowania zasobów geologicznych istnieje ryzyko, że eksploatacja będzie nieopłacalna z powodu niewystarczającego poziomu wydobywania gazu oraz wysokich nakładów inwestycyjnych na wiercenia otworów i budowę kopalni. Ponadto istotnym czynnikiem jest utrudniony dostęp do obszarów występowania niekonwencjonalnych złóż gazu, ze względu na

przepisy prawa w zakresie ochrony środowiska oraz możliwości uzyskania zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

Konkurencja

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

Opóźnienia prac

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

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

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

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

Koszty prac poszukiwawczych

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

Przepisy w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia

Dostosowanie do regulacji ochrony środowiska w Polsce i za granicą może znacząco zwiększyć koszty działalności PGNiG S.A. Aktualnie PGNiG S.A. ponosi znaczne nakłady kapitałowe i koszty

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

Wykwalifikowana kadra

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

Nieprzewidziane zdarzenia

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

Zmiany prawne

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

Sytuacja polityczno-gospodarcza

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

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

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

Rozdział VI: Obrót i magazynowanie

1. Zakupy

W I półroczu 2013 roku GK PGNiG dokonywała zakupów gazu ziemnego z zagranicy oraz w niewielkim stopniu od dostawców krajowych. Zakupami zajmowały się dwie spółki GK PGNiG: PGNiG S.A. i PGNiG Sales & Trading GmbH.

PGNiG S.A. kupowała gaz głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport” oraz umów średnio i krótkoterminowych z dostawcami europejskimi:

- „Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport”, obowiązującego do 31 grudnia 2022 roku”
- „Umowy Indywidualnej sprzedaży gazu ziemnego z dnia 13 maja 2011 roku z Vitol SA, obowiązującej do 1 października 2014 roku”
- „Umowy sprzedaży gazu Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2016 roku”.

PGNiG Sales & Trading GmbH dokonywała zakupów gazu ziemnego na rynku niemieckim, głównie w ramach transakcji pozagiełdowych na wirtualnych platformach handlowych: *NCG (NetConnectGermany)* i *Gaspool*. Ponadto spółka kupowała gaz na giełdzie *EEX (European Energy Exchange)*.

W I półroczu 2013 roku, w celu wywiązania się z zobowiązań handlowych, GK PGNiG kupiła łącznie 6.649,3 mln m³ gazu ziemnego, z czego 85% stanowiły zakupy PGNiG S.A.

Zakup gazu w mln m³

	I półrocze 2013
PGNiG S.A.	5 677,0
PGNiG Sales & Trading GmbH	972,3
Razem	6 649,3

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

Struktura zakupów gazu ziemnego PGNiG S.A. (w mln m³)

	I półrocze 2013	%
Dostawcy zagraniczni w tym:	5 542,6	97,6%
- OOO "Gazprom eksport"	5 056,5	91,2%
- Pozostali dostawcy zagraniczni	486,1	8,8%
Dostawcy krajowi	134,4	2,4%
Razem	5 677,0	100,0%

2. Sprzedaż

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kompleksowe na dostawy paliwa gazowego, zarówno z systemu przesyłowego, jak i dystrybucyjnego z 29,7 tys. nowych odbiorców.

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz ziemny zaazotowany. GK PGNiG sprzedawała gaz odbiorcom na rynku krajowym i niemieckim, a także na giełdach w Polsce i w Niemczech. Struktura sprzedaży segmentu obrót i magazynowanie w I półroczu 2013 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura sprzedaży podstawowych produktów

		Jednostka	I półrocze 2013
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	8 407,0
	- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	8 106,8
	- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	300,2
2	Propan-butan	tys. t.	0,6

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

PGNiG S.A. dostarczała gaz do klientów na rynku krajowym. Głównymi odbiorcami gazu byli odbiorcy przemysłowi (głównie z grup: przemysł chemiczny, rafineryjny i petrochemiczny, hutnictwo) oraz odbiorcy domowi. Najliczniejszą grupą odbiorców gazu ziemnego (ok. 6,5 mln) byli odbiorcy domowi, którzy stanowili 97% klientów PGNiG S.A. W porównaniu do I półrocza 2012 roku wolumen sprzedaży gazu dla powyższej grupy odbiorców wzrósł o ok. 5%. Największy udział w wolumenie sprzedaży mieli odbiorcy przemysłowi. W relacji do I półrocza 2012 roku sprzedaż gazu do tej grupy odbiorców spadła o ok. 1%. PGNiG S.A. rozpoczęła sprzedaż gazu na Towarowej Giełdzie Energii, gdzie w I półroczu 2013 roku sprzedała ok. 25 mln m³ gazu ziemnego. W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego w części realizowanej przez PGNiG S.A. (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż gazu ziemnego na rynku krajowym (mln m³)

	I półrocze 2013	%
Odbiorcy przemysłowi	4241,7	55,2%
Handel, usługi	975,7	12,7%
Odbiorcy domowi	2327,8	30,3%
Odbiorcy hurtowi	117,1	1,5%
Giełda	24,6	0,3%
Razem	7 686,9	100,0%

PGNiG Sales & Trading GmbH sprzedawała gaz odbiorcom końcowym głównie na rynku niemieckim oraz na giełdzie EEX (*European Energy Exchange*).

Sprzedaż energii elektrycznej

PGNiG S.A. rozszerzyła ofertę produktową w zakresie sprzedaży energii elektrycznej dla klientów biznesowych (grupy taryfowe A, B i C). W II półroczu 2013 roku Spółka planuje uruchomienie sprzedaży energii elektrycznej do klientów indywidualnych (grupa taryfowa G).

Projekt PESO

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. kontynuowała realizację projektu pn. „Zasilanie miejscowości Ełk i Olecko w paliwo gazowe grupy E przy zastosowaniu LNG”. Inwestycja jest kolejnym etapem projektu przestawienia na gaz wysokometanowy miejscowości Pisz, Ełk, Suwałki i Olecko. Projekt obejmuje budowę stacji regazyfikacji LNG i stacji redukcyjno-pomiarowych dwustopniowych z nawianialniami w miejscowościach Ełk i Olecko oraz przestawienie odbiorców na gaz wysokometanowy w powyższych miejscowościach.

Koncentracja działalności obrotu

27 maja 2013 roku utworzony został Oddział Obrotu Hurtowego. Z chwilą rozpoczęcia funkcjonowania operacyjnego Oddział będzie prowadził działalność w zakresie obrotu hurtowego gazem ziemnym, energią elektryczną, ciepłem, prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej oraz uprawnieniami do emisji CO₂.

3. Magazynowanie

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

Krótkookresowe zmiany zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny regulowane są przy wykorzystaniu KPMG Mogilno – magazynu w kawernach solnych o szczytowym charakterze pracy. Kompensacja nierównomierności zapotrzebowania na gaz ziemny w sezonie letnim i zimowym, jak również realizacja zobowiązań wynikających z kontraktów importowych zawierających klauzulę *take or pay*, zapewnienie ciągłości i bezpieczeństwa dostaw gazu oraz wywiązanie się z zawartych z odbiorcami umów sprzedaży *loco brama* odbiorcy, prowadzone są w oparciu o pojemności PMG Wierzchowice, PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzędów oraz PMG Brzeźnica.

PMG Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno oraz PMG Strachocina wykorzystywane są także 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.

Od 1 stycznia 2013 roku obowiązuje zmiana „Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2012” zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2012 roku. Zmiana taryfy obejmuje wysokość stawek opłat za świadczenie usługi magazynowania, jakość świadczonych usług oraz sposób prowadzenia rozliczeń w ramach umów krótkoterminowych. Decyzją z dnia 30 kwietnia 2013 roku Prezes URE wydłużył okres obowiązywania taryfy do 30 września 2013 roku.

12 lipca 2013 roku Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. wystąpiła z wnioskiem do Prezesa URE o wydłużenie okresu obowiązywania taryfy do 31 marca 2014 roku. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie nie zostało zakończone.

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. zakończyła budowę części napowierzchniowej PMG Wierzchowice oraz uruchomiła instalację do zatłaczania i odbioru gazu. Do zakończenia rozbudowy PMG Wierzchowice (do pojemności 1,2 mld m³) pozostało uruchomienie części elektroenergetycznej tj. turbokompandera. Ponadto w czerwcu 2013 roku Spółka rozpoczęła rozbudowę PMG Husów do pojemności magazynowej 500 mln m³.

Na dzień 30 czerwca 2013 roku GK PGNiG udostępniła na zasadach TPA oraz na potrzeby OGP GAZ-SYSTEM S.A. łącznie 1.817,5 mln m³ pojemności magazynowych czynnych instalacji magazynowych, z czego 1.796,0 mln m³ na zasadach umowy długoterminowej, a 21,5 mln m³ na zasadach umowy krótkoterminowej. Natomiast 0,39 mln m³ wykorzystywane jest na pokrycie zużycia własnego KPMG Mogilno. Pojemności czynne instalacji magazynowych na dzień 30 czerwca 2013 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu obrót i magazynowanie w mln m³

	30 czerwca 2013*
PMG Brzeźnica	65,0
PMG Husów	350,0
KPMG Mogilno	407,9
PMG Strachocina	330,0
PMG Swarzów	90,0
PMG Wierzchowice	575,0
Razem	1 817,9

*0,39 mln m³ pojemności czynnych wykorzystywane jest na pokrycie zużycia własnego w KPMG Mogilno, natomiast 1.817,5 mln m³ pojemności magazynowych udostępniono na potrzeby handlowe i OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Wielkość pojemności czynnej magazynu KPMG Mogilno uległa zmniejszeniu z poziomu 411,9 mln m³ do 407,9 mln m³ w wyniku konwergencji (zaciskania) górotworu solnego. 11 kwietnia 2013 roku Prezes URE zmienił koncesję na magazynowanie paliw gazowych spółce Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. poprzez uwzględnienie zmniejszenia pojemności czynnej KPMG Mogilno o 4 mln m³.

W ramach reorganizacji działalności magazynowej w GK PGNiG, 9 kwietnia 2013 roku utworzony został Oddział KPMG Mogilno. Oddział zajmować się będzie budową i prowadzeniem ruchu KPMG Mogilno, a także będzie pełnił funkcję operatora punktu rozliczeniowego w fizycznych, międzyoperatorskich punktach wejścia „do” i wyjścia „z” systemu przesyłowego. Ponadto 1 lipca 2013 roku nastąpiło połączenie spółki Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. ze spółką „INVESTGAS” S.A. Reorganizacja działalności magazynowej ma na celu koncentrację majątku magazynowego oraz kompetencji technicznych i zarządczych w OSM Sp. z o.o., co wpłynie na poprawę efektywności segmentu magazynowania.

4. Planowane działania

Zakup gazu ziemnego

W II półroczu 2013 roku GK PGNiG kontynuować będzie zakupy gazu ziemnego z zagranicy w ramach długoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport” oraz umów średnio i krótkoterminowych z dostawcami europejskimi. Ponadto w celu optymalizacji kosztów pozyskania paliwa gazowego GK PGNiG będzie dokonywała zakupów gazu ziemnego na rynku niemieckim w ramach umów krótkoterminowych.

Magazynowanie

W II półroczu 2013 roku PGNiG S.A. będzie kontynuowała rozbudowę KPMG Mogilno, a także rozbudowę PMG Husów. Ponadto Spółka realizować będzie rozpoczętą w 2007 roku budowę nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo.

5. Ryzyka obrotu i magazynowania

Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy

Poziomy maksymalnego udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku określone są w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. W 2012 roku Prezes URE wszczął postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG S.A. za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy w latach 2010 i 2011, odpowiednio w dniu 11 maja oraz 5 grudnia. Analogiczne postępowania administracyjne zostały wszczęte przez Prezesa URE za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach 2007, 2008 i 2009. Postępowania odnośnie lat 2009, 2010 i 2011 zostały zawieszony z urzędu do czasu zakończenia postępowania właściwego dla roku 2007 i 2008, toczącego się przed Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W celu uniknięcia podobnych sytuacji w kolejnych latach, w 2011 roku PGNiG S.A. zwróciła się do Trybunału Konstytucyjnego z pytaniem prawnym co do zgodności rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy z konstytucją.

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

Uwolnienie cen gazu dla odbiorców

PGNiG S.A. jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Jednakże liberalizacja rynku gazu w Polsce spowoduje w kolejnych latach istotne zmiany na rynku gazu ziemnego oraz w otoczeniu prawnym. W 2012 roku uruchomiono rynek gazu ziemnego na Towarowej Giełdzie Energii. Na podstawie decyzji Prezesa URE obrót gazem ziemnym prowadzony przez PGNiG S.A. na giełdowym rynku gazu ziemnego zwolniony jest z obowiązku taryfowania. Ponadto w 2012 roku PGNiG S.A. rozpoczęła prace nad „Programem Uwolnienia Gazu”, który przewiduje uwolnienie cen gazu dla odbiorców instytucjonalnych, a w dalszej kolejności (po upływie 2-3 lat) cen gazu dla odbiorców w gospodarstwach domowych. W 2013 roku planowane jest, mimo przedłużających się prac nad projektem, przyjęcie tzw. trójpaku energetycznego w tym m.in. ustawy Prawo gazowe. W konsekwencji wprowadzenia powyższych zmian udział Spółki w wolumenie sprzedawanego gazu ziemnego może się zmniejszyć na rzecz dotychczas działających, jak i również nowych podmiotów zajmujących się obrotem gazem.

Magazynowanie

Od dnia 1 października 2012 roku ustawa o zapasach wprowadza obowiązek zwiększenia wielkości zapasu obowiązkowego z 20 dni do 30 dni średniorocznego importu oraz przechowywania go w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne zapewniają możliwość dostarczenia całkowitej ilości zapasu do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni. Dostarczenie całości zapasu do systemu gazowego w ustawowym terminie możliwe jest tylko pod warunkiem zwiększenia pojemności buforowej magazynów kosztem ich pojemności czynnej. W konsekwencji spowoduje to zmniejszenie dostępnej pojemności handlowej.

Ponadto ze względu na wymaganą wielkość zapasu obowiązkowego oraz wymagane parametry techniczne dostarczenia gazu do systemu znaczna część zapasu została umieszczona w KPMG Mogilno, który jest jedynym w Polsce magazynem szczytowym. W rezultacie zapas obowiązkowy istotnie ogranicza korzystanie z KPMG Mogilno do celów bilansowych w okresie szczytowego zapotrzebowania na gaz.

Rozdział VII: Dystrybucja

1. Działalność Spółek Gazownictwa

W I półroczu 2013 roku Spółki Gazownictwa zajmowały się przede wszystkim przesyłaniem siecią dystrybucyjną gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu propanbutan i koksowniczego.

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

Od 1 stycznia 2013 roku w rozliczeniach z odbiorcami Spółki Gazownictwa obowiązują nowe „Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego” zatwierdzone przez Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2012 roku.

Ponadto 1 stycznia 2013 roku weszły w życie nowe „Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych” dla Operatorów Systemu Dystrybucyjnego zatwierdzone przez Prezesa URE w dniach 5-6 grudnia 2012 roku. Powyższe instrukcje uwzględniają wymagania zawarte w nowej „Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej”.

Na realizację najistotniejszych zadań inwestycyjnych w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci gazowej Spółki Gazownictwa podpisały umowy o dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko oraz Regionalnych Programów Operacyjnych. Do najważniejszych z nich należały:

- kontynuacja projektu „Budowa sieci gazowej w/c relacji Szczytno – Młynowo – Muławki k/Kętrzyna oraz gazyfikacja gmin”; w I półroczu 2013 roku zakończono dokumentację projektową dla II etapu budowy gazociągu w/c relacji Szczytno – Rybno, gazociągu w/c relacji Rybno – Młynowo, gazociągu w/c relacji Młynowo – Muławki oraz stacji redukcyjno-pomiarowych w Mikołajkach i w Muławkach k/Kętrzyna, a także prowadzono prace budowlane na przedsięwzięciu VIII pn. „Przyłączenia na obszarze oddziaływania”
- kontynuacja projektu „Południowo-wschodnie zasilanie miasta Gdańska wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej; w I półroczu 2013 roku kontynuowano opracowywanie dokumentacji projektowej dla gazyfikacji Wiślinki, gmin żuławskich i Wyspy Sobieszewskiej
- kontynuacja projektu „Budowa sieci gazowej w/c relacji Brodnica – Nowe Miasto Lubawskie – Iława DN 300 oraz gazyfikacja gmin”; projekt obejmuje budowę gazociągów w/c relacji Brodnica – Nowe Miasto Lubawskie wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową i relacji Nowe Miasto Lubawskie-Iława oraz gazociągów s/c w miejscowości Nowe Miasto Lubawskie i Kurzętniki; w I półroczu 2013 roku kontynuowano prace związane z opracowaniem dokumentacji projektowo-kosztowej dla gazociągu w/c relacji Brodnica – Nowe Miasto Lubawskie wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową w miejscowości Kurzętnik, gazociągu w/c relacji Nowe Miasto Lubawskie – Iława oraz dla gazociągów s/c w miejscowościach Nowe Miasto Lubawskie i Kurzętnik
- kontynuacja gazyfikacji gmin Blachownia, Herby, Wręczyca Wielka, Kłobuck, Opatów, Krzepice; inwestycja obejmuje budowę trzech stacji redukcyjno-pomiarowych pierwszego stopnia, gazociągów w/c o długości ok. 21 km, gazociągów s/c o długości ok. 41 km dla miast Herby i Blachownia, gazociągu s/c o długości ok. 31 km w mieście Kłobuck, gazociągu s/c o długości ok. 16 km w Wręcycy Wielkiej, gazociągu s/c o długości ok. 20 km w Krzepicach oraz gazociągu s/c o długości ok. 22 km w mieście Opatów; w I półroczu 2013 roku kontynuowano prace projektowe

- kontynuacja projektu „Gazyfikacja Rejonu Włodawy”; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 54,8 km, relacji Kamień – Włodawa wraz z siecią gazową s/c o długości ok. 18,6 km i 3 stacjami redukcyjno-pomiarowymi I stopnia; zakończenie inwestycji planowane jest w 2015 roku; w I półroczu 2013 roku kontynuowano budowę gazociągów w/c i s/c wraz z infrastrukturą towarzyszącą (etap I, II i III projektu), a także kontynuowano prace projektowe dla IV etapu projektu obejmującego sieć rozdzielczą na terenie miejscowości Włodawa, Wola Uhruska, Hańsk i Ruda Huta
- kontynuacja prac projektowych gazyfikacji gmin Włoszczowa i Małogoszcz; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 43,3 km wraz ze stacjami redukcyjno-pomiarowymi I stopnia oraz budowę sieci gazowej s/c o długości około 51 km wraz z 8 stacjami redukcyjno-pomiarowymi II stopnia; realizacja inwestycji rozłożona jest do roku 2015; w I półroczu 2013 roku prowadzono prace w zakresie wyboru wykonawcy robót budowlano-montażowych dla I etapu inwestycji oraz kontynuowano prace projektowe dla etapu II
- kontynuacja prac projektowych związanych z doprowadzeniem gazu do odbiorców przemysłowych i komunalno-bytowych na terenie gmin Chęciny i Sitówka; projekt obejmuje budowę gazociągu w/c o długości ok. 4,5 km wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową I stopnia oraz budowę sieci gazowej s/c wraz z przyłączami o długości ok. 67,2 km wraz ze stacją pomiarową i stacjami redukcyjno-pomiarowymi II stopnia; realizacja inwestycji rozłożona jest do roku 2015; w I półroczu 2013 roku kontynuowano roboty budowlane dla I etapu inwestycji obejmującego budowę gazociągów w/c i s/c wraz z infrastrukturą towarzyszącą oraz prowadzono prace projektowe dla etapu II
- kontynuacja projektu „Gaz ziemny – energia dla pokoleń, gazyfikacja gmin Rypin i Osiek”; inwestycja obejmuje budowę gazociągu s/c o łącznej długości ok. 50 km przebiegającego przez gminy Osiek i Rypin; w I półroczu 2013 roku dokonano odbioru końcowego gazociągu s/c relacji Brodnica – Osiek – Rypin wraz ze stacją pomiarową w Brodnicy, a także kontynuowano opracowywanie dokumentacji projektowej dla gazociągów doprowadzających gaz w miejscowościach Osiek i Rypin
- kontynuacja projektu „Rozwój gazyfikacji wybranych miejscowości gminy Strzelin i Wiązów w powiecie Strzelińskim”; projekt obejmuje budowę gazociągów w/c i s/c wraz z przyłączami, dwóch stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia oraz przyłącza i stacji redukcyjnej dla kluczowego odbiorcy; w 2012 roku opracowano dokumentację projektową sieci s/c i stacji gazowych; w I półroczu 2013 roku kontynuowano prace projektowe dla sieci w/c; przekazanie przez biuro projektowe dokumentacji (z pozwoleniem na budowę) dla całego zadania nastąpi we wrześniu 2013 roku.

W I półroczu 2013 roku Spółki Gazownictwa realizowały również przedsięwzięcia inwestycyjne we własnym zakresie. Do najistotniejszych z nich należały:

- leasing sieci gazowej relacji KGZ Kościan – KGHM Polkowice/Żukowice (umowa leasingowa zawarta pomiędzy PGNiG S.A. a WSG Sp. z o.o.)
- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c o długości ok. 61 km, relacji Sandomierz – Ostrowiec Świętokrzyski; realizacja projektu została przedłużona do 2016 roku
- kontynuacja modernizacji „pierścienia łódzkiego” wraz z modernizacją gazociągu w/c relacji Konstantyna – Meszce; inwestycja składa się z grupy zadań, których realizacja umożliwi m.in. poprawę stanu technicznego sieci gazowej; projekt obejmuje przebudowę gazociągów o łącznej długości ok. 52 km, wykonanie prac remontowo-modernizacyjnych na stacjach gazowych zlokalizowanych na gazociągach „pierścienia łódzkiego” oraz budowę stacji regulacyjnych w/c; realizacja poszczególnych etapów inwestycji rozłożona jest do roku 2018; w I półroczu 2013 roku zakończono przebudowę stacji w/c Szczecińska oraz kontynuowano prace na stacjach Brzezińska i Olechów
- kontynuacja prac projektowych związanych z przebudową gazociągu w/c o długości ok. 37 km, relacji Parszów – Kielce; realizacja projektu rozłożona jest do końca 2015 roku

- kontynuacja przebudowy gazociągu w/c o długości 20,2 km relacji Warzyce – Gorlice etap IV i V na terenie gmin Skołyszyn i Jasło; w I półroczu 2013 roku zakończono budowę odcinka I w gminie Skołyszyn i odcinka II w gminie Jasło oraz prowadzono prace projektowe dla odcinka III obejmującego miasto Jasło
- zakończenie prac budowlanych dla I etapu gazyfikacji miejscowości Długoleka, Domaszczyn, Kamień, Szczodre w gminie Długoleka; inwestycja obejmuje budowę gazociągu s/c i stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia
- gazyfikacja miejscowości Przasnysz i Chorzele; inwestycja obejmuje budowę stacji redukcyjno-pomiarowej w/c, dwóch stacji redukcyjno-pomiarowych ps/c, gazociągu ps/c o długości ok. 63,7 km oraz sieci gazowej s/c o długości ok. 7 km; w I półroczu 2013 roku rozpoczęto prace projektowe stacji gazowych i gazociągów ps/c .

W poniższej tabeli przedstawiono wolumen gazu przesłanego systemem dystrybucyjnym, długość sieci dystrybucyjnej, liczbę odbiorców gazu, liczbę nowych odbiorców gazu przyłączonych do sieci oraz stan zatrudnienia na dzień 30 czerwca 2013 roku.

Podstawowe dane o Spółkach Gazownictwa

	Jednostka	DSG	GSG	KSG	MSG	PSG	WSG
Ilość gazu przesłanego* systemem dystrybucyjnym	mln m ³	576,5	977,5	1 128,0	1 209,8	751,4	904,1
Długość sieci bez przyłączy**	km	8 020,0	21 344,4	45 593,9	19 886,0	10 432,2	16 389,9
Liczba odbiorców gazu obsługiwanych przez spółkę	tys. szt.	753,4	1 310,3	1 464,7	1 534,6	745,6	927,7
Liczba nowych odbiorców gazu przyłączonych do sieci	tys. szt.	2,5	2,9	7,4	7,4	2,6	2,6
Zatrudnienie	osoby	1 270	2 566	3 173	2 737	1 618	1 786

*w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

**sieci własne oraz obce

W ramach procesu konsolidacji segmentu dystrybucja, 1 lipca 2013 roku PGNIG SPV 4 Sp. z o.o. przejęła cały majątek 6 Spółek Gazownictwa. Spółki przekształcone zostały w oddziały regionalne PGNiG SPV 4 Sp. z o.o.

1 lipca 2013 roku Prezes URE wydał decyzję o wyznaczeniu PGNIG SPV 4 Sp. z o.o. na Operatora Systemu Dystrybucyjnego oraz na Operatora Systemu Skraplania Gazu Ziemnego na okres do 31 grudnia 2013 roku. Ponadto Prezes URE udzielił PGNIG SPV 4 Sp. z o.o. koncesji na dystrybucję paliw gazowych oraz koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego na okres od 1 lipca 2013 roku do 31 grudnia 2030 roku.

Ponadto 1 lipca 2013 roku PGNIG SPV 4 Sp. z o.o. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie nowej „Taryfy dla usług dystrybucji paliwa gazowego i usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego”. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie nie zostało zakończone.

2. Planowane działania

Od II półrocza 2013 roku dystrybucją gazu ziemnego, jak również eksploatacją, remontami oraz budową i rozbudową sieci dystrybucyjnej zajmować się będzie PGNIG SPV 4 Sp. z o.o. Spółka kontynuować będzie zadania inwestycyjne realizowane dotychczas przez Spółki Gazownictwa, w tym m.in.:

- „Budowę sieci gazowej w/c relacji Szczytno – Młynowo – Muławki k/Kętrzyna oraz gazyfikacja gmin”
- „Południowo-wschodnie zasilanie miasta Gdańska wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej”
- „Budowę sieci gazowej w/c relacji Brodnica – Nowe Miasto Lubawskie – Iława DN 300 oraz gazyfikacja gmin”
- modernizację gazociągów w/c Sandomierz – Ostrowiec Świętokrzyski oraz Parszów – Kielce
- modernizację „pierścienia łódzkiego”
- gazyfikację rejonu Włodawy oraz Włoszczowa i Małogoszcz
- przebudowę gazociągów w/c Warzyce – Gorlice oraz Tuszyna – Mielec
- gazyfikację miejscowości Herby, Blachownia, Komprachcice i Dąbrowa.

Ponadto w najbliższych latach PGNIG SPV 4 Sp. z o.o. koncentrować się będzie na utrzymaniu dotychczasowej pozycji na rynku oraz dalszym zwiększaniu ilości przesyłanego gazu przez:

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

3. Ryzyka w obszarze dystrybucji

Konkurencja bezpośrednia

Liberalizacja rynku gazu powoduje, że segment narażony jest na zwiększenie aktywności firm konkurencyjnych. Firmy zajmujące się dystrybucją gazu ziemnego systematycznie rozbudowują swoje sieci gazowe i pozyskują nowych odbiorców. Ponadto pojawiły się firmy, które oferują dostawy gazu ziemnego przy wykorzystaniu skroplonego gazu LNG. Bariery wejścia na ten rynek są zdecydowanie niższe, gdyż inwestycja taka wymaga o wiele niższych nakładów inwestycyjnych oraz nie wymaga podłączenia do systemu gazowego i zapewnienia niezbędnych rezerw przepustowości sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Na pozycję konkurencyjną segmentu wpływa również polityka taryfowa Urzędu Regulacji Energetyki, utrudniająca GK PGNiG prowadzenie elastycznej polityki cenowej wobec niektórych grup odbiorców. Brak elastyczności cenowej powoduje, że oferta firm konkurencyjnych może stanowić atrakcyjną alternatywę dla odbiorców GK PGNiG.

Ustawodawstwo

Skomplikowane przepisy prawa budowlanego oraz regulacje prawne związane z realizacją przedsięwzięć inwestycyjnych nakładają obowiązek sporządzania obszernych i czasochłonnych dokumentacji projektowych i formalno-prawnych niezbędnych do rozpoczęcia inwestycji. Wykonanie powyższych dokumentacji wydłuża czas przygotowania inwestycji do realizacji i tym samym może wpłynąć na opóźnienie terminu rozpoczęcia inwestycji, narażając spółkę na dodatkowe koszty związane z ewentualnym nieterminowym wykonaniem kontraktu i spadkiem przychodów ze sprzedaży.

Źródła zasilania systemu dystrybucyjnego PGNIG SPV 4 Sp. z o.o.

Sieć gazowa PGNIG SPV 4 Sp. z o.o. Oddziału w Warszawie połączona jest z systemem przesyłowym OGP GAZ-SYSTEM S.A. i głównie z niego zasilana. Położenie źródeł zasilania oraz topologia krajowych sieci przesyłowych jest niekorzystna dla znacznej części obszaru działania

oddziału. Istnieje ryzyko braku rezerw przepustowości sieci przesyłowej na punktach wejścia do systemu dystrybucyjnego oddziału, co może uniemożliwić dalszy rozwój rynku paliwa gazowego na dużym obszarze jego działania.

Roszczenia właścicieli nieruchomości

Grupa Kapitałowa PGNiG coraz częściej spotyka się z wygórowanymi roszczeniami finansowymi właścicieli terenów, na których dawniej zlokalizowano sieć gazową. Według obowiązujących przepisów GK PGNiG nie posiada uregulowanego tytułu prawnego do korzystania z nieruchomości tj. nie posiada ustanowionej służebności przesyłu. Służebność przesyłu stanowi podstawowy sposób ustalenia zakresu korzystania z cudzej nieruchomości przez przedsiębiorstwo przesyłowe, za co właścicielowi przysługuje odpowiednie wynagrodzenie. Roszczenia te generują dodatkowe, często wysokie koszty i mogą negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe segmentu.

Rozdział VIII: Wytwarzanie

1. Prace segmentu

PGNiG TERMIKA SA zajmuje się produkcją, dystrybucją i sprzedażą ciepła oraz energii elektrycznej. Spółka jest także centrum kompetencyjnym GK PGNiG w dziedzinach wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz realizacji projektów z zakresu elektroenergetyki i ciepłownictwa. Głównymi źródłami przychodów spółki są sprzedaż ciepła, energii elektrycznej i usług systemowych oraz certyfikatów pochodzenia energii. Spółka dysponuje 4,8 GW mocy cieplnej oraz 1 GW mocy elektrycznej osiąganych w źródłach wytwórczych spółki i zaspokaja 75% potrzeb cieplnych rynku warszawskiego. PGNiG TERMIKA SA jest także wytwórcą i dostawcą ciepła oraz jednocześnie właścicielem źródła i sieci cieplnej na terenie Pruszkowa, Komorowa i Piastowa.

Ciepło i energia elektryczna wytwarzane są w sześciu zakładach wytwórczych spółki:

- Elektrociepłowni Siekierki
- Elektrociepłowni Żerań
- Elektrociepłowni Pruszków
- Ciepłowni Kawęczyn
- Ciepłowni Wola
- Ciepłowni Regaty.

Koncesje

Według stanu na dzień 30 czerwca 2013 roku PGNiG TERMIKA SA posiada koncesję na obrót energią elektryczną obowiązującą do 31 stycznia 2015 roku oraz udzielone na okres do 31 grudnia 2025 roku koncesje na:

- wytwarzanie ciepła
- przesyłanie i dystrybucję ciepła
- wytwarzanie energii elektrycznej.

Taryfy

W pierwszym półroczu 2013 roku obowiązywała taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA SA tj. EC Żerań, EC Siekierki, EC Pruszków, C Wola i C Kawęczyn oraz przesyłu i dystrybucji ciepła za pomocą sieci ciepłowniczej zasilanej z EC Pruszków, zatwierdzona 30 maja 2012 roku.

Ponadto spółkę obowiązywały taryfy na przesył ciepła siecią ciepłowniczą w rejonach:

- Marsa Park – taryfa zatwierdzona 14 listopada 2011 roku
- Annapol – taryfa zatwierdzona 2 kwietnia 2012 roku
- Marynarska – taryfa zatwierdzona 5 kwietnia 2012 roku
- Chełmżyńska – taryfa zatwierdzona 5 kwietnia 2012 roku
- Jana Kazimierza – taryfa zatwierdzona 13 lipca 2012 roku

oraz na wytwarzanie ciepła w Ciepłowni Regaty i przesył ciepła siecią ciepłowniczą na terenie osiedla Regaty – taryfa zatwierdzona 31 października 2012 roku.

1 lipca 2013 roku została wprowadzona taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA SA tj. EC Żerań, EC Siekierki, EC Pruszków, C Wola i C Kawęczyn oraz przesyłu i dystrybucji ciepła za pomocą sieci ciepłowniczej zasilanej z EC Pruszków, zatwierdzona przez

Prezesa URE 12 czerwca 2013 roku. Taryfa wprowadziła nowe wyższe wartości cen i stawek opłat za zamówioną moc ciepłą oraz wytwarzanie ciepła.

Ponadto 1 lipca 2013 wprowadzono nowe taryfy zmieniające wartości cen i stawek opłat za przesył i dystrybucję ciepła w rejonach: Marsa Park, Annopol i Chełmżyńska.

Produkcja

Podstawowymi produktami wytwarzanymi przez PGNiG TERMIKA SA są ciepło i energia elektryczna. W I półroczu 2013 roku 94,1% wyprodukowanej energii elektrycznej stanowiła produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła (proces jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej). Wolumeny produkcji spółki zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Wolumeny produkcji energii elektrycznej i ciepłej

Produkt	Jednostka	Ilość
Energia elektryczna	GWh	2 511,5
Energia ciepła	TJ	24 471,1

Spółka świadczyła również usługę Generacji Wymuszonej Sieciowo (GWS) w ramach umowy z PSE Operator S.A. Przedmiot umowy GWS stanowi usługa utrzymania długoterminowej rezerwy mocy oraz ilości jednostek wytwórczych pozwalających na usunięcie ograniczeń punktów zasilania sieci krajowego systemu elektroenergetycznego, w celu zachowania bezpieczeństwa energetycznego Miasta stołecznego Warszawy. PGNiG TERMIKA SA zobligowana jest do wytworzenia energii elektrycznej na polecenie Operatora Systemu Przesyłowego. W ramach powyższej umowy do dnia 30 czerwca 2013 roku spółka wytworzyła 50,8 GWh energii elektrycznej.

Sprzedaż

Poniższa tabela przedstawia sprzedaż ciepła i energii elektrycznej PGNiG TERMIKA SA w układzie ilościowym.

Wolumeny sprzedaży produktów

Produkt	Jednostka	Ilość
Energia elektryczna	GWh	2 138,7
Energia ciepła	TJ	24 277,0

Głównym odbiorcą ciepła sprzedawanego przez PGNiG TERMIKA SA była spółka Dalkia Warszawa S.A. (dawniej Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A.), która kupiła 97% ciepła. Moc zamówiona przez Dalkia Warszawa S.A. na 2013 rok wynosi 3,6 GW. Pozostała sprzedaż ciepła realizowana była do odbiorców lokalnych głównie w rejonie Pruszkowa i okolic.

Głównymi odbiorcami energii elektrycznej wyprodukowanej w zakładach PGNiG TERMIKA SA w I półroczu 2013 roku były spółki PGNiG Energia S.A. oraz Alpiq Energy SE, których udział w wolumenie sprzedaży energii elektrycznej spółki w I półroczu 2013 roku wyniósł 99%. Ponadto spółka realizowała sprzedaż energii elektrycznej do mniejszych odbiorców.

Prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej z produkcji w I półroczu 2013 roku tj. z kogeneracji (czerwone certyfikaty) oraz z produkcji z odnawialnych źródeł energii (zielone certyfikaty) sprzedawane były na rynkach o charakterze *forward* i *spot*. Sprzedaż świadectw pochodzenia energii prowadzona była głównie za pośrednictwem spółek ESV S.A., ENEA Obrót S.A., TAURON Polska Energia S.A., PGNiG Energia S.A., a także na sesjach Towarowej Giełdy Energii.

Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli

W I półroczu 2013 roku w ramach projektu „Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli”, realizowanego wspólnie z Tauron Polska Energia S.A. oraz Elektrownią Stalowa Wola S.A., podpisano umowy związane z zamknięciem finansowania budowy bloku oraz rozpoczęto prace budowlane. W ramach prac budowlanych prowadzono m.in. budowę fundamentów pod urządzenia podstawowe bloku oraz prace przy progu spiętrzającym na rzece San.

2. Planowane działania

W II półroczu 2013 roku w zakresie działalności prowadzonej na dotychczasowych rynkach PGNiG TERMIKA SA będzie dążyć do rozwoju systemu ciepłowniczego we współpracy z Dalkią Warszawa S.A. oraz samodzielnie, zawierając umowy sprzedaży ciepła bezpośrednio z odbiorcami końcowymi. z wykorzystaniem zasady TPA.

Głównymi odbiorcami energii elektrycznej wyprodukowanej w zakładach PGNiG TERMIKA SA w II połowie 2013 roku będą spółki PGNiG S.A. oraz Alpiq Energy SE.

W II półroczu 2013 roku zarządzanie portfelem energii elektrycznej oraz bilansowanie handlowe spółki PGNiG TERMIKA SA prowadzone będą za pośrednictwem PGNiG S.A., która zawiera kontrakty sprzedaży energii elektrycznej na rynku terminowym z dostawą od 2013 roku. PGNiG TERMIKA SA będzie również kontynuować sprzedaż energii elektrycznej na rynku terminowym za pośrednictwem spółki Alpiq Energy SE.

3. Ryzyka wytwarzania

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów w roku 2016 wymusza obecnie procesy modernizacji elektrowni i elektrociepłowni oraz może skutkować wyłączeniem wielu jednostek wytwórczych (o mocy pomiędzy 4 – 6 tys. MWe) do 2020 roku, których nie będzie opłacało się wyposażyć w drogie instalacje oczyszczania spalin. Aby sprostać zaostrzonym standardom emisyjnym PGNiG TERMIKA SA sukcesywnie modernizuje swoje jednostki wytwórcze.

Wygaśnięcie systemów wsparcia dla kogeneracji

Istotnym czynnikiem ryzyka wpływającym na działalność sektora elektrociepłowniczego w Polsce jest wygaśnięcie systemów wsparcia dla kogeneracji gazowej i węglowej. Brak jest także przejrzystej i stabilnej w dłuższym okresie polityki wspierania inwestycji w odnawialne i kogeneracyjne źródła wytwórcze. Powyższe czynniki w sposób zasadniczy wpływają na decyzje w zakresie planów rozwoju PGNiG TERMIKA SA i stwarzają istotne ryzyko pogorszenia się sytuacji finansowej spółki.

Ponadto przy obecnym poziomie cen wygaśnięcie funkcjonowania systemu wsparcia dla energii elektrycznej i ciepła, wytwarzanych w wysokosprawnej kogeneracji w postaci tzw. żółtych certyfikatów powoduje, że prowadzenie działalności polegającej na wytwarzaniu ciepła i energii elektrycznej w oparciu o gaz ziemny jest nieopłacalne, a to z kolei skutkuje ograniczeniem odbioru gazu przez niektóre elektrociepłownie.

Utrzymanie udziału w rynku ciepła sieciowego

Rozbudowa miejskiej spalarni odpadów komunalnych spowoduje dostarczenie większej ilości ciepła do miejskiej sieci ciepłowniczej. Wpłyne to na zmianę udziału PGNiG TERMIKA SA w produkcji

ciepła dla miejskiej sieci ciepłowniczej miasta stołecznego Warszawy z obecnego poziomu 98% do poziomu 95% w 2019 roku.

Współpraca z Dalkia Warszawa S.A. w zakresie pozyskiwania nowych odbiorców ciepła, a także przyłączanie nowych obszarów zachodniej Warszawy do miejskiej sieci ciepłowniczej powinny w znaczny sposób zredukować potencjalne przyszłe spadki produkcji zakładów wytwórczych PGNiG TERMIKA SA. Ponadto w celu utrzymania udziału w rynku ciepła sieciowego spółka oferuje sprzedaż „zielonego” ciepła pochodzącego z jednostek spalających biomasę, utrzymuje konkurencyjność cenową oraz wykorzystuje zasady TPA w celu pozyskania klienta końcowego.

Rozdział IX: Pozostała działalność

1. Prace segmentu

W I półroczu 2013 roku spółki segmentu realizowały prace związane m.in. z robotami budowlano-montażowymi z zakresu budowy gazociągów przesyłowych, budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu oraz zagospodarowania złóż węglowodorów. Ponadto spółki zajmowały się produkcją urządzeń wiertniczych, remontami urządzeń dla górnictwa węglowego, projektami instalacji do przesyłu gazu oraz usługami hotelarsko-gastronomicznymi i odnowy biologicznej.

Odbiorcami usług świadczonych przez segment byli zarówno kontrahenci zewnętrzni jak i spółki powiązane z GK PGNiG. Do najważniejszych zadań realizowanych w I półroczu 2013 roku należały usługi budowlano-montażowe z zakresu budowy gazociągów wysokiego ciśnienia, budowy i rozbudowy magazynów gazu ziemnego, zagospodarowania złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, a także produkcja urządzeń wiertniczych i części do zamiennych do platform i statków wiertniczych.

Najważniejszymi kontraktami realizowanymi dla odbiorców zewnętrznych były m.in.:

- budowa gazociągu wysokiego ciśnienia DN 700 relacji Rembelszczyzna – Gustorzyn o długości 175,2 km dla OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- produkcja części do wyposażenia platform i statków wiertniczych dla Aker Solutions (Norwegia)
- budowa odcinka gazociągu wysokiego ciśnienia DN 700 relacji Trojane – Vodice o długości 20,1 km dla Plinovodi d.o.o. (Słowenia).

Najistotniejszymi pracami wykonanymi dla spółek powiązanych z GK PGNiG były kontrakty realizowane dla PGNiG S.A., w tym m.in.:

- budowa PMG Kosakowo
- rozbudowa KPMG Mogilno
- budowa gazociągu wysokiego ciśnienia DN 300 o długości 53 km relacji Terminal Ekspedycyjny Wierzbno – KGZ Paproć
- produkcja urządzeń wiertniczych (głowic eksploatacyjnych i wieźb).

Ponadto dla spółek powiązanych z GK PGNiG spółki segmentu świadczyły usługi operatorskie i remontowe związane z eksploatacją KPMG Mogilno oraz sporządzały dokumentacje projektowe instalacji przesyłu gazu. Natomiast dla odbiorców zewnętrznych spółki segmentu realizowały kontrakty związane z projektowaniem instalacji do przesyłu gazu, produkcją i remontami urządzeń dla górnictwa węglowego oraz świadczyły usługi hotelarsko-gastronomiczne i odnowy biologicznej.

2. Planowane działania

W II półroczu 2013 roku segment kontynuował będzie prace budowlano-montażowe związane m.in. z budową gazociągów wysokiego ciśnienia relacji Rembelszczyzna – Gustorzyn, Terminal Ekspedycyjny Wierzbno – KGZ Paproć oraz Trojane – Vodice na Słowenii, modernizacją węzła rozdzielczo-pomiarowego Hermanowice, budową tłoczni gazu na KGZ Hurko oraz wykonaniem 4 węzłów i 10 zespołów zaporowo-upustowych przy budowie gazociągu wysokiego ciśnienia DN 700 relacji Gustorzyn – Odolanów. Ponadto rozpoczęta zostanie realizacja nowych kontraktów budowlano-montażowych, z których najistotniejszymi są umowy z zakresu modernizacji tłoczni gazu Żuchłów, zagospodarowania złoża gazu ziemnego Komorze, budowy gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Rybno – Młynowo. Spółki segmentu zamierzają utrzymać swoją pozycję w zakresie produkcji urządzeń wiertniczych, w tym: elementów wyposażenia powierzchniowego odwiertów dla złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych oraz platform wiertniczych, aparatów wyposażenia kopalni ropy i gazu oraz projektowania systemów gazownictwa i usług budowlano-montażowych na obiektach naftowo-gazowniczych.

3. Ryzyka pozostałej działalności

Regulacje prawne

Przepisy i procedury administracyjne związane z przygotowaniem inwestycji oraz uzyskiwaniem pozwoleń na budowę, w tym w szczególności w zakresie spełnienia wymogów ochrony środowiska mogą powodować opóźnienia w terminach rozpoczynania inwestycji, narażając spółkę na dodatkowe koszty związane z ewentualnym nieterminowym wykonaniem kontraktu i spadkiem przychodów ze sprzedaży. Natomiast przepisy ustawy Prawo zamówień publicznych i zapisy wymieniające cenę jako jedyne kryterium oceny oferty powodują, że oferty spółek segmentu przegrywają z ofertami firm deklarujących wykonanie usługi po niższych cenach, ale i na niższym poziomie jakościowym.

Konkurencja

Na działalność spółek segmentu świadczących usługi budowlano-montażowe, projektowe i produkujących urządzenia wiertnicze istotny wpływ ma rosnąca konkurencja ze strony polskich spółek i firm zagranicznych działających zarówno za granicą, jak i wchodzących na polski rynek. Przy obecnym poziomie inwestycji realizowanych w obszarze działania segmentu zwiększająca się konkurencja powoduje m.in. utrzymywanie się niskiej ceny na usługi świadczone przez spółki segmentu. Natomiast w zakresie projektowania instalacji do przesyłu gazu niekorzystnym zjawiskiem, powodującym zmniejszenie się możliwości zawiązania konsorcjum z firmami wykonawczymi i uzyskiwaniem nowych zamówień, jest przejmowanie przez duże firmy wykonawcze średniej wielkości biur projektowych oraz powstawanie nowych biur projektowych wewnątrz firm świadczących usługi w branży gazowniczej. Istotnym zagrożeniem w powyższym obszarze jest również rosnąca konkurencja ze strony nowo powstałych konsorcjów i międzynarodowych korporacji inżynierskich.

Koniunktura gospodarcza

Pogłębiający się kryzys gospodarczy na polskim i zagranicznym rynku powoduje spowolnienie działalności inwestycyjnej i zaostrzenie konkurencji. Upadłość układowa PBG S.A. i nieterminowe regulowanie należności przez kilku innych kontrahentów wpłynęły niekorzystnie na rentowność spółek segmentu.

Wykwalifikowana kadra

Obecność coraz większej konkurencji ze strony polskich i zagranicznych firm na polskim rynku spowodowała nasilenia się zjawiska przejmowania przez nie wysoko wyspecjalizowanych pracowników o dużym doświadczeniu zawodowym.

Rozdział X: Inwestycje

W I półroczu 2013 roku nakłady inwestycyjne GK PGNiG na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne wyniosły 1.315,8 mln zł. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności przedstawia tabela.

Nakłady inwestycyjne (w mln zł)

	I półrocze 2013
Poszukiwanie i wydobywanie	715,4
Obrót i magazynowanie	117,1
Dystrybucja	432,4
Wytwarzanie	41,5
Pozostała działalność	9,4
Razem	1 315,8

Poniżej zostały przedstawione najistotniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne, które były realizowane w GK PGNiG w I półroczu 2013 roku.

Poszukiwanie złóż PGNiG S.A.

Nakłady inwestycyjne poniesione przez PGNiG S.A. w obszarze poszukiwania złóż w kwocie 239 mln zł zostały poniesione głównie na badania geofizyczne, 3 odwierty pozytywne i na odwierty, których realizacja nie została zakończona.

Projekt na Norweskim Szelfie Kontynentalnym

Inwestycja obejmuje poszukiwanie i eksploatację złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W I półroczu 2013 roku prowadzono prace związane z zakończeniem ostatniej fazy zagospodarowania złoża Skarv. Zakres prac obejmował głównie kontynuację programu wierceń i odbiór techniczny platformy *FPSO* (pływającej jednostki wydobywczej, magazynowania i załadunku). Nakłady poniesione w I półroczu 2013 wyniosły 147 mln zł.

Projekt Lubiatów – Międzychód – Grotów

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

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

W I półroczu 2013 roku oddano do eksploatacji Ośrodek Centralny LMG. Łączne nakłady poniesione na budowę ośrodka wyniosły ok. 1.460,1 mln zł. Ponadto w czerwcu 2013 roku zakończono budowę

gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Terminal Ekspedycyjny Wierzbno – KGZ Paproć. Nakłady poniesione na cały projekt w I półroczu 2013 roku wyniosły ok. 176,1 mln zł.

Pozostałe inwestycje w obszarze wydobycia

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

- modernizacja i rozbudowa istniejących kopalni gazu ziemnego
- zakończenie zagospodarowania złoża gazu ziemnego Ryłowa-Rajsko
- zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Lisewo
- wiercenie i zagospodarowanie odwiertu na złożu Radlin
- zagospodarowanie odwiertów na złożu Wola Różaniecka
- wiercenie otworu Księżpol 19.

Obrót i magazynowanie

W I półroczu 2013 roku nakłady inwestycyjne segmentu obrót i magazynowanie wyniosły 117,1 mln zł, z czego 81,2 mln zł stanowiły nakłady na podziemne magazyny gazu. Do najważniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych w zakresie podziemnych magazynów gazu należały:

- zakończenie budowy części napowierzchniowej PMG Wierzchowice oraz uruchomienie instalacji do zatłaczania i odbioru gazu
- kontynuacja budowy części napowierzchniowej oraz kontynuacja prac ługowniczych w kawernach PMG Kosakowo
- kontynuacja prac ługowniczych w KPMG Mogilno
- rozpoczęcie rozbudowy PMG Husów do pojemności magazynowej 500 mln m³.

Dystrybucja

Na inwestycje związane z działalnością dystrybucyjną GK PGNiG poniosła nakłady w wysokości 432,4 mln zł. W ramach działalności inwestycyjnej spółki gazownictwa głównie dokonywały przyłączeń nowych klientów oraz modernizowały i rozbudowywały sieć gazową. Najważniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne zostały opisane w Rozdziale VII Dystrybucja.

Wytwarzanie

Nakłady inwestycyjne segmentu wytwarzanie wyniosły 41,5 mln zł, z czego ok. 12,4 stanowiły nakłady na ochronę środowiska. Do największych zadań inwestycyjnych realizowanych w I półroczu 2013 roku należały:

- zabudowa instalacji katalitycznego odazotowania spalin czterech kotłów blokowych w EC Siekierki; w I półroczu 2013 roku oddano do eksploatacji instalację jednego kotła (nr 15) oraz realizowano ostatni etap zabudowy na kotle nr 14; projekt uzyskał dofinansowanie z funduszy unijnych
- modernizacja obrotowych podgrzewaczy powietrza wraz ze zdmuchiwaczami kotłów nr 14 i 15 oraz 10 i 11 w EC Siekierki; w I półroczu 2013 roku rozpoczęto prace na kotłach nr 14 i 15
- projekt Myśluborska – budowa oczyszczalni ścieków technologicznych na terenie EC Żerań; oddanie oczyszczalni do eksploatacji nastąpiło w grudniu 2012 roku; w celu usprawnienia funkcjonowania oczyszczalni w układzie technologicznym EC Żerań w I półroczu 2013 roku prowadzono rozbudowę układów pomocniczych gospodarki odpadem tj. dostosowano układ pras i podajników oczyszczalni do pracy z długimi kontenerami oraz wykonano wannę chemoodporną

pod paleta-pojemnik; budowa oczyszczalni umożliwiła zrzut oczyszczonych ścieków do Wisły oraz gospodarkę odwodnionym osadem zgodnie z obowiązującym prawem w zakresie ochrony środowiska

- budowa bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej ok. 450 MW w EC Żerań; w I półroczu 2013 roku kontynuowano przygotowanie dokumentacji przetargowej na budowę bloku oraz podpisano umowę o przyłączenie do sieci przesyłowej OGP GAZ-SYSTEM S.A. i umowę na wykonanie projektu (z uzyskaniem pozwolenia na budowę) rurociągu zrzutowego wody chłodzącej bloku gazowo-parowego Żerań
- przebudowa kotła K1 na kocioł biomasowy w EC Siekierki; w I półroczu 2013 roku zakończono procedurę przetargową na wybór wykonawcy.

Pozostała działalność

W I półroczu 2013 roku w segmencie pozostała działalność poniesiono nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne w wysokości 9,4 mln zł. Najważniejsze inwestycje obejmowały m.in. zakup maszyn i urządzeń produkcyjnych, oprogramowania komputerowego, budynków i budowli oraz środków transportu.

Rozdział XI: Ochrona środowiska

Likwidacja odwiertów i kopanek

Zgodnie z ustawą Prawo geologiczne i górnicze PGNiG S.A. zobowiązana jest do likwidacji wyeksploatowanych wyrobisk górniczych, usunięcia zagrożenia i szkód wyrządzonych działalnością górniczą oraz do przywrócenia terenu do stanu sprzed rozpoczęcia działalności górniczej. Poprzez likwidację odwiertów i kopanek zapobiega się wyciekom ropy naftowej oraz gazu ziemnego na powierzchnię oraz do cieków wodnych. Ponadto nielikwidowane odwierty gazowe stwarzają możliwość nagromadzenia się ulatniającego gazu, co stwarza zagrożenie wybuchem pożaru. W I półroczu 2013 roku zlikwidowano 17 odwiertów i 13 kopanek.

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W I półroczu 2013 roku GK PGNiG przeprowadziła weryfikację rocznych raportów emisji CO₂ za rok 2012. Po zbilansowaniu wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami i umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2012 roku pozostało 151.533 Mg CO₂ wolnych jednostek emisji. W 2012 roku w systemie uczestniczyły instalacje PGNiG TERMIKA SA (elektrociepłownie Siekierki, Żerań i Pruszków, ciepłownie Kawęczyn i Wola) i instalacje PGNiG S.A. (oddziały w Odolanowie i w Zielonej Górze oraz KPMG Mogilno). Emisja CO₂ z tych instalacji wyniosła 6.024.504 Mg. W I półroczu 2013 roku emisja CO₂ z powyższych instalacji wyniosła 3.581.836 Mg.

Rekultywacje i badania na majątku nieprodukcyjnym

Zgodnie z ustawą Prawo ochrony środowiska PGNiG S.A. prowadzi prace badawczo-rozpoznawcze i rekultywacyjne na obszarach zanieczyszczonych wskutek przeszłej działalności (m.in. gazownictwa klasycznego) w celu przywrócenia nieruchomości do stanu określonego standardami jakości środowiska. W I półroczu 2013 roku zakończono prace rekultywacyjne na nieruchomości położonej w Kargowej i rozpoczęto II etap prac rekultywacyjnych na nieruchomości położonej w Radkowie. Prace te obejmują likwidację dołów smołowych i lokalnie występujących zanieczyszczeń gruntu (najczęściej w pobliżu zbiorników) przez ich wybranie i unieszkodliwienie w instalacjach firm działających na zlecenie Spółki. Ponadto Spółka prowadziła również badania monitoringowe wpływu na środowisko zrekultywowanego składowiska odpadów w Zabrze-Biskupicach i nieruchomości w Zabrzu.

REACH i CLP

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. prowadziła nadzór w zakresie spełniania przez podwykonawców, stosujących substancje chemiczne w zabiegach w otworach wiertniczych, wymagań rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej w zakresie bezpiecznego stosowania chemikaliów (REACH) oraz klasyfikacji, oznakowania i pakowania substancji i mieszanin chemicznych (CLP). Zlecono także jednostce badawczo-naukowej analizę poprawności zapisów w dostarczanych kartach charakterystyk dla stosowanych substancji i mieszanin, ich klasyfikacji i oznakowania. Wszystkie te działania mają na celu potwierdzenie charakteru stosowanych substancji i identyfikacji zagrożeń jakie mogą wywoływać na człowieka i środowisko.

System Zarządzania Środowiskowego

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. zakończyła I etap wdrażania systemu zarządzania środowiskowego w oddziałach handlowych Spółki. W ramach powyższego etapu został przeprowadzony przegląd środowiskowy.

Rekultywacja składowiska odpadów paleniskowych

PGNiG TERMIKA SA prowadzi rekultywację składowiska odpadów paleniskowych „Myśluborska” dla EC Żerań. Projekt rekultywacji zakłada przeznaczenie odzyskanego terenu na obszary zielone (kwatery 1 i 2) i na funkcje mieszkaniowo-usługowe (kwatery nr 3). W I półroczu 2013 roku prace rekultywacyjne prowadzono głównie na obszarze kwatery nr 3. Zakres prac obejmował m.in. przemieszczanie popiołu-żużla z kwatery nr 3 do kwatery nr 2, zdeponowanie ziemi mineralnej oraz rozbiórkę obwałowania wraz z wycięciem 30 drzew w kwatery nr 3. Ponadto prowadzono również demontaż infrastruktury technicznej na obszarze całego składowiska. Zakończenie całości prac rekultywacyjnych przewiduje się w 2016 roku.

Wypełnienie wymogów Dyrektywy IED o emisjach przemysłowych

W I półroczu 2013 roku w ramach dostosowania do norm ochrony środowiska zawartych w Dyrektywie 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady o emisjach przemysłowych (IED) PGNiG TERMIKA SA kontynuowała realizację projektu zabudowy instalacji selektywnej katalitycznej redukcji tlenków azotu (SCR) 4 kotłów blokowych w Elektrociepłowni Siekierki. Wstęcznie 2013 roku przekazano do eksploatacji instalację SCR dla trzeciego z czterech kotłów. Ostatni (czwarty) kocioł zostanie wyposażony w instalację SCR pod koniec 2013 roku. W efekcie realizacji inwestycji 60% mocy produkcyjnych EC Siekierki zostanie odazotowane.

Dla zadań realizowanych w ramach powyższego projektu PGNiG TERMIKA SA podpisała umowę na dofinansowanie z programu Infrastruktura i Środowisko Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Inwestycja z zakresu wyciszeń w EC Siekierki

W I półroczu 2013 roku rozpoczęto budowę ekranu akustycznego wzdłuż wschodniej granicy elektrociepłowni. Realizacja tej inwestycji ma na celu zmniejszenie ryzyka przekroczenia dopuszczalnych poziomów hałasu związanego z przyszłymi inwestycjami na terenie Elektrociepłowni Siekierki. Zakończenie inwestycji zaplanowano na I półrocze 2014 roku.

Dostawy biomasy

W ramach wypełnienia wymogów Dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych oraz wykorzystania biomasy innej niż leśna tj. z plantacji i upraw roślin energetycznych w przedsiębiorstwie elektroenergetyki zawodowej (rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 roku) PGNiG TERMIKA SA pozyskuje paliwo poprzez zawieranie wieloletnich kontraktów na dostawy biomasy z plantacji wierzby energetycznej. Łączny areal plantacji, którym na dzień obecnie spółka dysponuje wynosi około 386 ha. Zastosowanie biomasy jako paliwa do produkcji energii pozwoliło na redukcję CO₂ w I półroczu 2013 roku o 33.348 Mg.

Rozdział XII: Pozostałe informacje

Podział zysku za rok 2012

22 maja 2013 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło decyzję o podziale zysku netto za 2012 rok w wysokości 1.918,5 mln zł. Zysk został podzielony w następujący sposób:

- kwotę 1.151,5 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki
- kwotę 767,0 mln zł przeznaczono na wypłatę dywidendy (co oznacza, że na jedną akcję przypada 0,13 zł).

Ponadto zysk zatrzymany w kwocie 625,9 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki.

Jednocześnie Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. ustaliło dzień dywidendy na 20 lipca 2013 roku oraz termin wypłaty dywidendy na 3 października 2013 roku.

Udzielenie absolutorium

22 maja 2013 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 2012.

Sprawy przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku, w tym uchwały zobowiązującej PGNiG S.A. do dopłaty w kwocie 52 mln zł, toczyło się kolejno przed Sądem Okręgowym w Warszawie, Apelacyjnym w Warszawie i Sądem Najwyższym. W dniu 25 czerwca 2010 roku Sąd Okręgowy uwzględnił powództwo PGNiG S.A., stwierdzając nieważność uchwały o umorzeniu udziałów oraz uchwały o dopłatach. W dniu 12 listopada 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła apelację do Sądu Okręgowego wraz z wnioskiem o zwolnienie od kosztów sądowych. Sąd Apelacyjny wyrokiem z dnia 14 grudnia 2011 roku oddalił apelację PI GAZOTECH Sp. z o.o. Wyrok jest prawomocny. 24 kwietnia 2012 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła skargę kasacyjną. Postanowieniem z dnia 13 marca 2013 roku Sąd Najwyższy odmówił przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania. Tym samym postępowanie w powyższej sprawie zostało zakończone.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwały Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 19 stycznia 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 25.999.998 zł, toczyło się przed Sądem Okręgowym i Sądem Apelacyjnym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 18 października 2010 roku Sąd Okręgowy w Warszawie unieważnił uchwałę o dopłatach. W dniu 12 listopada 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła apelację do Sądu Okręgowego wraz z wnioskiem o zwolnienie od kosztów sądowych. Sąd Apelacyjny w Warszawie wyrokiem z dnia 22 czerwca 2012 roku oddalił apelację PI GAZOTECH Sp. z o.o. Wyrok jest prawomocny. 30 października 2012 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. wniosła skargę kasacyjną. Do dnia sporządzenia sprawozdania Sąd Najwyższy nie wydał postanowienia o przyjęciu albo o odmowie przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania.

Postępowania przed Prezesem UOKiK

28 grudnia 2010 roku Prezes UOKiK wszczął z urzędu postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego, polegającej na ograniczaniu zbytu ze szkodą dla kontrahentów lub konsumentów oraz przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji poprzez odmowę sprzedaży paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży gazu ziemnego, tj. NowyGaz Sp. z o.o. w Warszawie. Prezes UOKiK decyzją z dnia 5 lipca 2012 roku uznał powyższe działania PGNiG S.A. za praktykę ograniczającą konkurencję, stwierdził zaniechanie przez PGNiG S.A. stosowania tych praktyk z dniem 30 listopada 2010 roku i nałożył na PGNiG S.A. karę pieniężną w wysokości 60.016.474,40 zł. 24 lipca 2012 roku PGNiG S.A. odwołała się od decyzji Prezesa UOKiK do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Do dnia sporządzenia sprawozdania Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów nie zawiadomił PGNiG S.A. o wyznaczeniu terminu rozprawy.

9 lutego 2012 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie w sprawie stosowania przez PGNiG S.A. praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów. Prezes UOKiK zarzuca PGNiG S.A. stosowanie w ogólnych warunkach umowy kompleksowej dostarczania paliwa gazowego postanowienia wpisanego do rejestru niedozwolonych postanowień umownych. W trakcie postępowania PGNiG S.A. dobrowolnie zobowiązała się do zmiany niektórych postanowień umownych. Prezes UOKiK decyzją z dnia 10 sierpnia 2012 roku odstąpił od nałożenia na PGNiG S.A. kary finansowej i zobowiązał Spółkę do wprowadzenia nowego wzorca ogólnych warunków umowy. PGNiG S.A. jest w trakcie wykonywania zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji Prezesa UOKiK.

22 lutego 2013 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie w sprawie stosowania przez PGNiG S.A. praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów. Prezes UOKiK zarzuca PGNiG S.A. stosowanie we wzorcach umownych, na podstawie których zawierane są umowy kompleksowe dostarczania paliwa gazowego, postanowień wpisanych do rejestru niedozwolonych postanowień umownych. PGNiG S.A. podjęła działania wyjaśniające oraz złożyła do Prezesa UOKiK wnioski o wydanie decyzji zobowiązującej. 28 czerwca 2013 roku Prezes UOKiK wydał decyzję zobowiązującą, która zakończyła toczące się postępowanie administracyjne wobec PGNiG S.A. Prezes UOKiK nie nałożył na Spółkę w tej sprawie kary pieniężnej. PGNiG S.A. jest w trakcie wykonywania zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji Prezesa UOKiK.

3 kwietnia 2013 roku Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) wszczął postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowych rynkach hurtowej i detalicznej sprzedaży paliwa gazowego, polegającej na przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji poprzez:

- ograniczanie odbiorcom biznesowym możliwości zmniejszania zamawianych ilości paliwa gazowego i mocy umownej
- ograniczanie odbiorcom biznesowym możliwości odsprzedaży paliwa gazowego
- wymaganie określenia w umowie przez odbiorców biznesowych maksymalnej ilości zakupywanego paliwa gazowego przeznaczonego przez nich do dalszej odsprzedaży
- nieprzyznanie odbiorcom hurtowym prawa do częściowej zmiany sprzedawcy.

PGNiG S.A. podjęła działania wyjaśniające oraz złożyła do Prezesa UOKiK wnioski o wydanie decyzji zobowiązującej.

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

Rozdział XIII: Sytuacja finansowa

Śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2013 roku zostało przygotowane zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 30 czerwca 2013 roku.

Zasady rachunkowości zastosowane przy sporządzaniu Śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zostały ujęte w Śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2013 roku.

1. Sytuacja finansowa

W I półroczu 2013 roku Grupa Kapitałowa PGNiG zrealizowała zysk netto w wysokości 1.428 mln zł, co oznacza, że w relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego wynik netto wzrósł o 1.383 mln zł.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej PGNiG S.A. w I półroczu 2013 roku zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej sprawozdaniach sporządzonych zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej:

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

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej (mln zł)

AKTYWA	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Aktywa trwałe (długoterminowe)	37 138	37 095
Rzeczowe aktywa trwałe	33 773	33 784
Nieruchomości inwestycyjne	11	11
Wartości niematerialne	1 169	1 146
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	729	771
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	53	48
Inne aktywa finansowe	188	124
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	1 142	1 135
Pozostałe aktywa trwałe	73	76
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	9 793	10 833
Zapasy	2 958	3 064
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	3 174	5 374
Należności z tytułu podatku bieżącego	124	150
Pozostałe aktywa	371	84
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	341	105
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 659	1 948
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	166	108
Aktywa razem	46 931	47 928

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

ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
Kapitał własny	27 985	27 196
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900	5 900
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740	1 740
Skumulowane inne całkowite dochody	(22)	(150)
Zyski zatrzymane	20 360	19 702
Kapitał własny, przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	27 978	27 192
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym	7	4
Zobowiązania długoterminowe	11 380	11 119
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	5 734	5 509
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	390	381
Rezerwy	1 708	1 792
Przychody przyszłych okresów	1 455	1 448
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	2 038	1 936
Inne zobowiązania długoterminowe	55	53
Zobowiązania krótkoterminowe	7 566	9 613
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	3 822	3 667
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	2 474	4 702
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	237	393
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	169	24
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	288	356
Rezerwy	423	350
Przychody przyszłych okresów	129	101
Zobowiązania dotyczące aktywów przeznaczonych do sprzedaży	24	20
Zobowiązania razem	18 946	20 732
Zobowiązania i kapitał własny razem	46 931	47 928

Skonsolidowany rachunek zysków i strat (mln zł)

	I półrocze 2013	I półrocze 2012
Przychody ze sprzedaży	16 790	14 764
Koszty operacyjne razem	(14 616)	(14 742)
Zużycie surowców i materiałów	(10 476)	(10 633)
Świadczenia pracownicze	(1 418)	(1 357)
Amortyzacja	(1 162)	(1 004)
Usługi obce	(1 513)	(1 487)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	424	433
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(471)	(694)
Zysk z działalności operacyjnej	2 174	22
Przychody finansowe	150	69
Koszty finansowe	(383)	(196)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	(42)	87
Zysk/Strata przed opodatkowaniem	1 899	(18)
Podatek dochodowy	(471)	63
Zysk netto	1 428	45
Przypisany:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	1 425	48
Udziałom niekontrolującym	3	(3)
	1 428	45

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	I półrocze 2013	I półrocze 2012
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	4 554	1 251
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 559)	(4 360)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(2 283)	2 974
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	712	(135)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	1 947	1 504
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	2 659	1 369

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	I półrocze 2013	2012 rok
EBIT w mln zł zysk operacyjny	2 174	22
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	3 336	1 026
ROE zysk netto* do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	5,1%	0,2%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto* odniesiony do przychodów ze sprzedaży	8,5%	0,3%
ROA zysk netto* w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	3,0%	0,1%

* zysk netto za rok obrotowy przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

Płynność

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez pozostałych aktywów) do zobowiązań krótkoterminowych	1,2	1,1
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez pozostałych aktywów) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	0,9	0,8

Zadłużenie

	30 czerwca 2013	31 grudnia 2012
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	40,4%	43,3%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego*	67,7%	76,2%

* kapitał własny przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego Grupa Kapitałowa PGNiG odnotowała wzrost wyniku z działalności operacyjnej (EBIT) o 2.152 mln zł. Umocnienie kondycji finansowej GK PGNiG zostało spowodowane przede wszystkim poprawą rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego oraz zwiększeniem wolumenu wydobycia i sprzedaży ropy naftowej.

Poszukiwanie i wydobycie

Zysk operacyjny segmentu poszukiwanie i wydobycie wyniósł 1.375 mln zł i był wyższy o 533 mln zł w relacji do I półrocza 2012 roku. Na tak znaczną poprawę wyniku wpłynęło włączenie do eksploatacji na przełomie 2012 i 2013 roku złóż ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów, Międzychód i Grotów (LMG), a także złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Spowodowało to, że w relacji do I półrocza 2012 roku wolumen sprzedaży ropy naftowej wzrósł o ponad 100%. Przy niższych o 2,3% średniokresowych notowaniach ropy Brent skutkowało to zwiększonymi o 78% przychodami ze sprzedaży ropy naftowej. Wzrost skali działalności segmentu przełożył się na jedynie 15% wzrost kosztów operacyjnych, głównie w efekcie wyższej amortyzacji.

Obrót i magazynowanie

Istotny wzrost efektywności nastąpił w segmencie obrót i magazynowanie. W I półroczu 2013 roku zysk operacyjny osiągnął poziom 28 mln zł, co oznacza wzrost o 1.463 mln zł w relacji do

analogicznego okresu roku ubiegłego. Poprawa wyniku spowodowana została podwyższeniem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, na co decydujący wpływ miało obniżenie jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu. Zgodnie z podpisanym w listopadzie 2012 roku aneksem do „Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport” zmianie uległy warunki cenowe na dostawy gazu z uwzględnieniem zakupów zrealizowanych od początku 2012 roku. Efekt finansowy osiągniętego porozumienia został ujęty jednorazowo w księgach PGNiG S.A. w listopadzie 2012 roku.

Od 1 stycznia 2013 roku obowiązuje zmiana „Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 5/2012”. Nowa taryfa wprowadziła niższą o 6,7% średnią wysokość cen i stawek opłat związanych z dostarczeniem do odbiorców gazu wysokometanowego. Pomimo obniżenia jednostkowej ceny zakupu gazu z importu nowa taryfa w dalszym ciągu nie gwarantuje pokrycia kosztów jego pozyskania.

Na poprawę rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego wpłynęła również deprecjacja dolara, głównej waluty, w której denominowane są zakupy gazu z importu. W relacji do I półrocza 2012 roku nastąpił spadek kursu dolara o 2,9%.

Dystrybucja

W segmencie dystrybucja wynik operacyjny wyniósł 636 mln zł i był wyższy o 67 mln zł (12%) w relacji do I półrocza 2012 roku. Poprawa wyniku nastąpiła w efekcie wzrostu wolumenu przesłanego gazu, w tym w szczególności Grupy Lotos S.A. Zwiększenie wolumenu przesłanego gazu spowodowane zostało podłączeniem nowych odbiorców gazu oraz wyższym zapotrzebowaniem na paliwa gazowe w sezonie grzewczym wśród odbiorców domowych.

Wytwarzanie

Wynik operacyjny segmentu wytwarzanie wyniósł 143 mln zł i był o 90 mln zł (170%) wyższy w relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego. Wzrost wyniku nastąpił w rezultacie spadku kosztów operacyjnych segmentu, w tym m.in. kosztów paliw do produkcji ciepła i energii (wskutek ograniczenia współspalania biomasy) oraz ujętych w 2012 roku kosztów amortyzacji praw do emisji CO₂ zidentyfikowanych w momencie nabycia PGNiG TERMIKA SA.

Wyniki operacyjne segmentów

Dane finansowe segmentów GK PGNiG za I półrocze 2013 roku (w mln zł)

I półrocze 2013	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 022	13 646	85	898	139	-	16 790
Sprzedaż między segmentami	740	180	2 221	230	92	(3 463)	-
Przychody segmentu ogółem	2 762	13 826	2 306	1 128	231,0	(3 463)	16 790
Koszty segmentu	(1 387)	(13 798)	(1 670)	(985)	(235)	3 459	(14 616)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	1 375	28	636	143	(4)	(4)	2 174
Koszty finansowe netto	-	-	-	-	-	-	(233)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	(42)	-	-	-	-	(42)
Zysk przed opodatkowaniem							1 899
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(471)
Zysk netto							1 428

Dane finansowe segmentów GK PGNiG za I półrocze 2012 roku (w mln zł)

I półrocze 2012	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 476	12 032	64	1 114	78	-	14 764
Sprzedaż między segmentami	571	267	1 865	-	152	(2 855)	-
Przychody segmentu ogółem	2 047	12 299	1 929	1 114	230	(2 855)	14 764
Koszty segmentu	(1 205)	(13 734)	(1 360)	(1 061)	(260)	2 878	(14 742)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	842	(1 435)	569	53	(30)	23	22
Koszty finansowe netto	-	-	-	-	-	-	(127)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	87	-	-	-	-	87
Strata przed opodatkowaniem							(18)
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	63
Zysk netto							45

Wynik na działalności finansowej w relacji do I półrocza roku 2012 roku spadł o 235 mln zł. Spadek ten spowodowany został powiększoną stratą na różnicach kursowych odnoszących się do wyceny zobowiązań z tytułu euroobligacji i kredytu zaciągniętego przez PGNiG Upstream International AS (dawna PGNiG Norway AS), a także spadku udziału w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności w efekcie aktualizacji wyceny udziałów SGT „EUROPOL GAZ” S.A.

Poprawa sytuacji finansowej GK PGNiG odzwierciedlona została we wzroście podstawowych wskaźników charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej. Rentowność kapitałów własnych (ROE) wzrosła do poziomu 5,1% z poziomu 0,2% w I półroczu 2012, rentowność aktywów ogółem (ROA) wyniosła 3% wobec 0,1% w analogicznym okresie roku ubiegłego, natomiast rentowność sprzedaży netto wzrosła z poziomu 0,3% do 8,5%.

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej na dzień 30 czerwca 2013 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 46 931 mln zł, która jest niższa od wartości według stanu na koniec 2012 roku o 997 mln zł.

Aktywa

Największą pozycję aktywów GK PGNiG stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec czerwca 2013 roku wyniósł 33.773 mln zł i był na zbliżonym poziomie do stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku.

Aktywa obrotowe Grupy Kapitałowej na dzień 30 czerwca 2013 roku kształtowały się na poziomie 9.793 mln zł, co oznacza spadek w relacji do stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku o 1.040 mln zł (10%).

W relacji do 31 grudnia 2012 roku GK PGNiG odnotowała nieznaczny spadek zapasów o 106 mln zł, w rezultacie obniżenia wolumenu zapasu węgla.

Wartość należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności w porównaniu do końca 2012 roku spadła o 2.200 mln zł (41%). Zmiana ta wynika przede wszystkim z sezonowego spadku należności powstałych ze sprzedaży gazu oraz uregulowania zobowiązań OOO „Gazprom eksport” wobec PGNiG S.A. wynikających z zawartego w listopadzie 2012 roku aneksu do „Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport”.

Stan środków pieniężnych wyniósł 2.659 mln zł i był wyższy o 711 mln zł od stanu na koniec 2012 roku. Wzrost ten nastąpił wskutek uzyskanej nadwyżki przepływów z działalności operacyjnej (z tytułu poprawy rentowności, wpływów z należności ze sprzedaży gazu i wpływów z tytułu podpisanego w 2012 roku aneksu do kontraktu jamalskiego z OOO „Gazprom eksport”) nad wydatkami finansowymi i inwestycyjnymi, związanymi m.in. z wykupem papierów dłużnych i działalnością poszukiwawczą gazu ziemnego i ropy naftowej.

Poziom i struktura majątku obrotowego zapewniała GK PGNiG całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań. Wskaźnik bieżącej płynności przyjął wartość 1,2 wobec poziomu 1,1 z końca grudnia 2012 roku, natomiast wskaźnik szybki bieżącej płynności wzrósł z poziomu 0,8 do poziomu 0,9.

Kapitał własny i zobowiązania

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Grupy jest kapitał własny, którego wartość w relacji do końca 2012 roku wzrosła o 789 mln zł. Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim osiągnięty w bieżącym okresie zysk netto, w wysokości 1 428 mln zł.

Stan zobowiązań długoterminowych na dzień 30 czerwca 2013 roku wyniósł 11.380 mln zł i był wyższy od poziomu z końca grudnia 2012 roku o 261 mln zł. Wynika to przede wszystkim ze zwiększenia części długoterminowej zadłużenia z tytułu emisji papierów dłużnych oraz kredytów przy jednoczesnej, istotnej redukcji zadłużenia krótkoterminowego. Ponadto w relacji do 31 grudnia 2012 roku nastąpił spadek rezerw na koszty likwidacji odwiertów wydobywczych, przede wszystkim w wyniku istotnego wzrostu stopy dyskonta oraz spadku średniego kosztu likwidacji.

W porównaniu do końca 2012 roku nastąpił spadek zobowiązań krótkoterminowych o 2.047 mln zł (21%) przede wszystkim w rezultacie spadku wartości kredytów, pożyczek i papierów dłużnych o 2.228 mln zł, w tym głównie z tytułu wykupu wyemitowanych przez PGNiG S.A. obligacji. Na poziom zobowiązań krótkoterminowych wpłynęło również ujęcie zobowiązań z tytułu dywidendy na kwotę 767 mln zł oraz wzrost o 145 mln zł zobowiązań z tytułu podatku bieżącego przy jednoczesnym spadku o 818 mln zł zobowiązań z tytułu podatku od towarów i usług, wynikającego z niższego poziomu należności ze sprzedaży. Ponadto od 2013 roku GK PGNiG ujmuje rezerwę na opłatę zastępczą w zakresie świadectw efektywności energetycznej, której wartość na 30 czerwca 2013 roku wyniosła 76 mln zł.

W związku ze spadkiem finansowania zewnętrznego Grupy Kapitałowej PGNiG zmianie uległy wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem spadł z poziomu 76,2% z końca 2012 roku do 67,7% na dzień 30 czerwca 2013 roku, natomiast wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, uległ obniżeniu z poziomu 43,3% do 40,4%.

Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. oraz spółki od niej zależne nie zawierały żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż rynkowe.

Gwarancje i poręczenia

W I półroczu 2013 roku PGNiG S.A. oraz spółki od niej zależne nie udzielały poręczeń kredytu lub pożyczki oraz nie udzielały gwarancji jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej od tego podmiotu o łącznej wartości stanowiącej równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych PGNiG S.A.

Możliwości zrealizowania publikowanych prognoz wyników

W I półroczu 2013 roku GK PGNiG nie publikowała prognoz finansowych.

2. Przewidywana sytuacja finansowa

Na wyniki finansowe GK PGNiG istotny wpływ będą miały notowania cen ropy naftowej i bieżące ceny gazu ziemnego, sytuacja na rynkach walutowych oraz stanowisko Prezesa URE odnośnie poziomu taryf na paliwa gazowe oraz ciepło.

Notowania cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych oraz gazu ziemnego odgrywają zasadniczą rolę w kształtowaniu się pozycji finansowej GK PGNiG. W relacji do I półrocza 2012 roku nastąpił spadek o 2,3% średniookresowych notowań ropy Brent. Utrzymanie się tej tendencji w kolejnych miesiącach korzystnie wpłynie na efektywność działalności regulowanej Spółki.

Ceny gazu na rynkach światowych będą w głównej mierze uzależnione od tempa wychodzenia z kryzysu poszczególnych krajów. Pomimo zwiększenia światowej podaży gazu ziemnego w wyniku wzrostu wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych, ożywienie gospodarcze może spowodować

wzrost notowań rynkowych cen tego surowca, co dla GK PGNiG będzie oznaczało wzrost kosztów pozyskania gazu z importu.

Na wyniki finansowe GK PGNiG istotny wpływ ma sytuacja na rynkach walutowych. W I półroczu 2013 roku nastąpiło osłabienie kursu dolara. Ewentualna dalsza deprecjacja dolara spowoduje obniżenie kosztów zakupu gazu wysokometanowego z importu wyrażone w walucie krajowej i pozytywnie oddziaływać będzie na wyniki finansowe Spółki.

Na poziom wyników finansowych GK PGNiG wpłynie również poziom taryf dla paliw gazowych oraz ciepła. Od 1 stycznia 2013 roku została wprowadzona obniżona taryfa dla gazu wysokometanowego, która nie gwarantuje w 100% pokrycia kosztów jego pozyskania. Termin obowiązywania powyższej taryfy upływa 30 września 2013 roku, dlatego w lipcu 2013 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie nowej taryfy na dostarczanie paliw gazowych. Ponadto 1 lipca 2013 roku w PGNiG TERMIKA SA została wprowadzona nowa wyższa taryfa na ciepło, co powinno korzystnie wpłynąć na wyniki finansowe segmentu wytwarzanie.

Od 1 stycznia 2013 roku PGNiG S.A., jako przedsiębiorstwo obrotu, ma obowiązek zakupu określonej w Ustawie o efektywności energetycznej ilości świadectw efektywności energetycznej (tzw. białych certyfikatów) lub uiszczenia opłaty zastępczej. Obowiązek ten powoduje wzrost kosztów prowadzenia działalności regulowanej i nie znajduje odzwierciedlenia w obowiązującej taryfie.

Na działalność GK PGNiG istotny wpływ będą miały przepisy określające mechanizmy wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz ze źródeł odnawialnych. Zmiany legislacyjne w powyższym zakresie oraz zmiany rynkowe cen czerwonych i zielonych certyfikatów (świadectw pochodzenia energii elektrycznej) będą wpływać na sytuację finansową GK PGNiG w przyszłości.

W grudniu 2012 roku PGNiG S.A. rozpoczęła obrót gazem ziemnym na Towarowej Giełdzie Energii, który zgodnie z decyzją Prezesa URE zwolniony jest z obowiązku taryfowania. W lutym 2013 roku Prezes URE wydał komunikat w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym. Ponadto projekt nowelizacji Prawa energetycznego oraz niektórych innych ustaw (tzw. „mały trójpak energetyczny”) wprowadza obbligo giełdowe dla sprzedaży gazu w Polsce na poziomie 30% (w 2013 roku) całości gazu wprowadzanego do systemu przesyłowego, a następnie w 2014 roku na poziomie 40%. Niepewność co do terminu wprowadzenia powyższych zapisów, a także ich ostatecznego kształtu utrudnia prognozowanie sytuacji finansowej, nawet w perspektywie kolejnych 6 miesięcy.

Na przełomie 2012 i 2013 roku GK PGNiG włączyła do eksploatacji złoża ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów, Międzychód i Grotów, a także złożo Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Pozwoliło to na zwiększenie wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego i korzystnie będzie wpływać na wyniki finansowe GK PGNiG. W I półroczu 2013 roku GK PGNiG zintensyfikowała poszukiwanie konwencjonalnych oraz niekonwencjonalnych złóż węglowodorów, jednak jego pierwsze efekty ekonomiczne widoczne będą w perspektywie kilku lat.

W II półroczu 2013 roku GK PGNiG zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną, w tym głównie na realizację projektów w zakresie utrzymania zdolności wydobywczych, dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, działalności związanej z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz budowy sektora elektroenergetycznego.

Członkowie Zarządu

Wiceprezes Zarządu Jerzy Kurella

Wiceprezes Zarządu Jacek Murawski

Wiceprezes Zarządu Mirosław Szałuba
