

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
PGNiG S.A. ZA ROK 2014



Warszawa, 19 lutego 2015

Spis rozdziałów:

Spis rozdziałów:	2
Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce	4
1. Powstanie Spółki.....	4
2. Przedmiot działalności	4
3. Struktura organizacyjna PGNiG S.A.	4
4. Zmiany w zasadach zarządzania	6
5. Powiązania kapitałowe.....	6
6. Zatrudnienie	8
7. Sprzedaż i wydobycie	9
Rozdział II: Organy Spółki	10
1. Zarząd	10
2. Rada Nadzorcza	12
Rozdział III: Akcjonariat.....	14
Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne	16
1. Prawo energetyczne	16
1.1. Koncesje	17
1.2. Zmiany w taryfach na paliwo gazowe	17
2. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego.....	20
3. Prawo geologiczne i górnicze	21
4. Ryzyka regulacyjne.....	21
Rozdział V: Poszukiwanie i wydobycie.....	24
1. Poszukiwanie	24
2. Wspólne działalności	24
2.1. Wspólne działalności w Polsce.....	25
2.2. Wspólne działalności za granicą.....	26
3. Wydobycie	26
4. Sprzedaż podstawowych produktów.....	28
5. Planowane działania.....	28

6. Ryzyka poszukiwania i wydobycia.....	29
Rozdział VI: Obrót i magazynowanie.....	32
1. Zakupy gazu ziemnego	32
2. Sprzedaż gazu ziemnego.....	33
3. Energia elektryczna.....	35
4. Magazynowanie	35
5. Planowane działania.....	36
6. Ryzyka obrotu i magazynowania.....	37
Rozdział VII: Pozostała działalność.....	39
Rozdział VIII: Inwestycje	40
Rozdział IX: Ochrona środowiska	42
Rozdział X: Pozostałe informacje	43
Rozdział XI: Sytuacja finansowa	46
1. Wyniki finansowe w 2014 roku	46
1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe.....	46
1.2. Omówienie sytuacji finansowej.....	50
2. Zarządzanie finansowe.....	53
2.1. Inwestycje krótkoterminowe	55
2.2. Umowy kredytów i pożyczek	55
2.3. Gwarancje i poręczenia.....	56
2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym.....	56
3. Przewidywana sytuacja finansowa.....	58

Załącznik:

Oświadczenie o stosowaniu przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. zasad ładu korporacyjnego w roku 2014

Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce

1. Powstanie Spółki

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna (PGNiG S.A.) z siedzibą w Warszawie, ul. Marcina Kasprzaka 25, powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. Akt przekształcenia oraz statut Spółki zostały podpisane w formie aktu notarialnego (Repertorium A Nr 18871/96) dnia 21 października 1996 roku.

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

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

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

2. Przedmiot działalności

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. jest największą spółką działającą na polskim rynku poszukiwania, wydobywania i obrotu gazem ziemnym. W 2014 roku PGNiG S.A. zajmowała wiodącą pozycję we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju, tj. w obszarze importu gazu ziemnego, poszukiwania złóż, wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej, magazynowania paliw gazowych oraz sprzedaży gazu ziemnego. 1 sierpnia 2014 roku działalność w zakresie obrotu detalicznego gazem ziemnym została przeniesiona do spółki zależnej PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

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

- ciągłości dostaw gazu do odbiorców oraz utrzymania niezbędnych rezerw
- bezpiecznej eksploatacji sieci gazowych
- równoważenia bilansu paliw gazowych oraz dysponowania ruchem i mocą urządzeń energetycznych przyłączonych do wspólnej sieci gazowej
- działalności wydobywczej gazu.

3. Struktura organizacyjna PGNiG S.A.

29 kwietnia 2014 roku został zlikwidowany Oddział w Danii. Decyzję o zamknięciu oddziału podjęto w 2012 roku po rezygnacji z koncesji 1/05 z powodu niezyskania przemysłowego przepływu węglowodorów.

Z dniem 5 września 2014 roku zostały zlikwidowane oddziały handlowe we Wrocławiu, Zabrze, Tarnowie, Warszawie, Gdańsku i Poznaniu. Likwidacja oddziałów była następstwem przeniesienia działalności w zakresie obrotu detalicznego z PGNiG S.A. do spółki PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

PGNiG S.A. zorganizowana jest w strukturę wielodziałową, w skład której na dzień 31 grudnia 2014 roku wchodziły Centrala Spółki i 11 oddziałów. Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A. przedstawiony jest w poniższej tabeli.

Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A.

Jednostka organizacyjna	Przedmiot działalności
Centrala Spółki w Warszawie	Nadzór nad działalnością oddziałów w ramach struktury Spółki Nadzór nad działalnością Grupy Kapitałowej PGNiG w ramach uprawnień nadzoru właścicielskiego
Oddział Geologii i Eksploatacji w Warszawie	Poszukiwanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w kraju i za granicą Nadzór nad działalnością podmiotów GK PGNiG prowadzących poszukiwanie i eksploatację złóż węglowodorów
Oddział w Sanoku	Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej oraz podziemnych magazynów gazu Dostarczanie gazu ziemnego do odbiorców komunalnych i przemysłowych
Oddział w Zielonej Górze	Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej oraz podziemnych magazynów gazu Dostarczanie gazu ziemnego do odbiorców komunalnych i przemysłowych
Oddział w Odolanowie	Przetwarzanie gazu ziemnego zaazotowanego na gaz wysokometanowy
Oddział Operatorski w Pakistanie	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów na obszarach koncesyjnych w Pakistanie
Oddział w Egipcie	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów na obszarach koncesyjnych w Egipcie
Oddział KPMG Mogilno w Pałędziu Dolnym	Budowa i prowadzenie ruchu KPMG Mogilno
Oddział PMG Wierzchowice w Czarnogóźdnicach	Budowa i prowadzenie ruchu PMG Wierzchowice
Oddział Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie	Świadczenie usług w zakresie ratownictwa górniczego
Oddział Obrotu Hurtowego w Warszawie	Obrót gazem ziemnym, energią elektryczną, produktami powiązаныmi oraz ropą naftową i kondensatem Organizowanie i nadzorowanie obrotu hurtowego w ramach GK PGNiG
Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie	Świadczenie usług zapewniających poprawność i wiarygodność pomiarów gazu ziemnego

Na dzień 31 grudnia 2014 roku PGNiG S.A. posiadała również zagraniczne przedstawicielstwa w Moskwie (Rosja), Brukseli (Belgia), Kijowie (Ukraina) oraz Wysokoje (Białoruś).

Z dniem 31 grudnia 2014 roku został zlikwidowany Oddział PMG Wierzchowice w Czarnogóźdnicach. Decyzją Zarządu PGNiG S.A. został on włączony do struktur Oddziału w Zielonej Górze.

4. Zmiany w zasadach zarządzania

W 2014 roku GK PGNiG prowadziła reorganizację obszaru obrotu gazem ziemnym, w wyniku której 1 sierpnia 2014 roku działalność operacyjną rozpoczęła PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Spółka ta przejęła dotychczasową działalność PGNiG S.A. w obszarze obrotu detalicznego gazem, natomiast prowadzenie hurtowego obrotu gazem ziemnym pozostało w Oddziale Obrotu Hurtowego PGNiG S.A. Zmiana ta ma umożliwić PGNiG S.A. realizację tzw. obliża giełdowego, zgodnie z którym w 2015 roku Spółka jest zobowiązana do sprzedaży na giełdach towarowych 55% wolumenu gazu wysokometanowego wprowadzanego do systemu przesyłowego.

Ponadto kontynuowana była reorganizacja obszaru podziemnych magazynów gazu ziemnego GK PGNiG. W 2014 roku Zarząd PGNiG S.A. zrezygnował z dotychczasowej koncepcji reorganizacji działalności magazynowej i podjął decyzję o włączeniu Oddziału PMG Wierzchowice w Czarnogózdnicach do struktur Oddziału w Zielonej Górze. Po zakończeniu okresu sprawozdawczego zapadła decyzja o powierzeniu spółce Operator Sytemu Magazynowania Sp. z o.o. czynności w zakresie eksploatacji, remontów i konserwacji KPMG Mogilno oraz czynności w ruchu zakładu górniczego, przejściu pracowników Oddziału KPMG Mogilno w Pałędziu Dolnym do OSM Sp. z o.o. i likwidacji oddziału. Powyższe zmiany wchodzi w życie w 2015 roku.

5. Powiązania kapitałowe

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. posiada udziały lub akcje w spółkach o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym. Według stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku PGNiG S.A. posiadała 31 podmiotów bezpośrednio powiązanych, w tym:

- 21 spółek zależnych
- 10 pozostałych spółek powiązanych.

Wykaz spółek powiązanych PGNiG S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku został przedstawiony w poniższej tabeli.

Wykaz jednostek powiązanych z PGNiG S.A.

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
	Spółki zależne				
1	Exalo Drilling S.A.	981 500 000	981 500 000	100,00%	100,00%
2	GEOFIZYKA Kraków S.A.	64 400 000	64 400 000	100,00%	100,00%
3	GEOFIZYKA Toruń S.A.	66 000 000	66 000 000	100,00%	100,00%
4	PGNiG Upstream International AS (NOK) ¹⁾	1 092 000 000	1 092 000 000	100,00%	100,00%
5	Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. (EUR) ¹⁾	20 000	20 000	100,00%	100,00%
6	PGNiG Sales & Trading GmbH (EUR) ¹⁾	10 000 000	10 000 000	100,00%	100,00%
7	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	15 290 000	15 290 000	100,00%	100,00%
8	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	10 454 206 550	10 454 206 550	100,00%	100,00%
9	Geovita S.A.	86 139 000	86 139 000	100,00%	100,00%
10	PGNiG Technologie S.A.	182 127 240	182 127 240	100,00%	100,00%
11	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o. w likwidacji	51 760	51 760	100,00%	100,00%
12	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o. w likwidacji	1 212 000	1 212 000	100,00%	100,00%
13	PGNiG TERMIKA SA	670 324 950	670 324 950	100,00%	100,00%
14	PGNiG Finance AB (SEK) ¹⁾	500 000	500 000	100,00%	100,00%
15	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000	9 995 000	100,00%	100,00%
16	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	1 091 000 000	1 091 000 000	100,00%	100,00%
17	PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100,00%	100,00%
18	PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100,00%	100,00%
19	PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100,00%	100,00%
20	B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A. ²⁾	4 000 000	900 000	22,50%	22,50%
21	„NYSAGAZ Sp. z o.o.”	9 881 000	6 549 000	66,28%	66,28%
	Pozostałe spółki powiązane	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
22	System Gazociągów Tranzytowych „EUROPOL GAZ” S.A.	80 000 000	38 400 000	48,00%	48,00%
23	GAS-TRADING S.A.	2 975 000	1 291 350	43,41%	43,41%
24	InterTransGas GmbH w likwidacji (EUR) ¹⁾	200 000	100 000	50,00%	50,00%
25	„Dewon” Z.S.A. (UAH) ¹⁾	11 146 800	4 055 206	36,38%	36,38%
26	Sahara Petroleum Technology llc w likwidacji (OMR) ¹⁾	150 000	73 500	49,00%	49,00%
27	PFK GASKON S.A.	13 061 325	6 000 000	45,94%	45,94%
28	„GAZOMONTAŻ” S.A. w upadłości likwidacyjnej	1 498 850	677 200	45,18%	45,18%
29	„ZRUG” Sp. z o.o. (Poznań)	3 781 800	1 515 000	40,06%	41,71%
30	ZWUG „INTERGAZ” Sp. z o.o.	4 700 000	1 800 000	38,30%	38,30%
31	„ZRUG TORUŃ” S.A. w upadłości likwidacyjnej	5 150 000	1 300 000	25,24%	25,24%

¹⁾ wartości podane w walutach obcych

²⁾ PGNiG S.A. ma prawo do powoływania większości członków Rady Nadzorczej spółki PGNiG S.A. posiada także 52,50% akcji w spółce w sposób pośredni przez PGNiG Technologie S.A.

W 2014 roku nastąpiły poniższe zmiany w powiązaniach kapitałowych:

- 1 stycznia 2014 roku spółka InterTransGas GmbH została postawiona w stan likwidacji
- 10 kwietnia 2014 roku Sąd Rejonowy dla Warszawy Pragi Północ ogłosił upadłość z możliwością zawarcia układu z wierzycielami spółki GAZOMONTAŻ S.A.; postanowieniem z 24 listopada 2014 roku sąd zmienił sposób prowadzenia postępowania upadłościowego z możliwością

zawarcia układu na upadłość likwidacyjną; udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym tej spółki wynosi 45,18%

- 18 sierpnia 2014 roku, w związku z zakończeniem procesu likwidacji, została wykreślona z rejestru spółka Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. w likwidacji; spółka ta była spółką zależną od PGNiG S.A.
- 28 listopada 2014 roku zakończony został proces likwidacji spółki „Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o. w likwidacji; do dnia sporządzenia sprawozdania spółka nie została wykreślona z KRS; udział PGNiG S.A. w kapitale zakładowym tej spółki wynosi 100%.

Ponadto w 2014 roku nastąpiło podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. o kwotę 1.090.000.000 zł do poziomu 1.091.000.000 zł. Wszystkie nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci zorganizowanej części przedsiębiorstwa. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS miała miejsce 9 września 2014 roku.

Inwestycje poza grupą jednostek powiązanych

Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego PGNiG S.A. poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2014 roku wyniosła 21,3 mln zł. W 2014 roku PGNiG S.A. nie dokonywała istotnych inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych.

6. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia na dzień 31 grudnia 2014 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)

	2014	2013
Poszukiwanie i wydobywanie	4 080	4 207
Obrót i magazynowanie	1 072	3 901
Pozostała działalność	36	39
Razem	5 188	8 147

Zatrudnienie w PGNiG S.A. w stosunku do stanu z dnia 31 grudnia 2013 roku zmniejszyło się o 2.959 osób (36%). Tak znaczny spadek zatrudnienia spowodowany został głównie przez przeniesienie z PGNiG S.A. do PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. działalności zajmującej się sprzedaż detaliczną oraz wdrożeniem w I półroczu 2014 roku programu dobrowolnych odejść. 1 sierpnia 2014 roku PGNiG S.A. przekazała spółce PGNiG Obrót Detaliczny Sp. o.o. 2.688 pracowników. Natomiast z programu dobrowolnych odejść skorzystało 206 pracowników.

24 września 2014 roku PGNiG S.A. wypowiedziała „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2009-2011 (III etap)” ze skutkiem na dzień 31 grudnia 2014 roku. Powyższy program funkcjonował w GK PGNiG od stycznia 2009 roku i miał obowiązywać do 31 grudnia 2015 roku. Okres obowiązywania programu mógł zostać skrócony w przypadku jego wypowiedzenia przez jedną ze stron. Funkcjonowanie programu oparte było na formule „na gotowość”. Mógł on być wdrażany w sytuacjach szczególnych i wymagał stosowania przez poszczególne spółki jednolitej dla całej Grupy Kapitałowej procedury. W okresie obowiązywania programu (od 1 stycznia 2009 roku do 31 grudnia 2014 roku) świadczenia osłonowe, ze środków finansowych zgromadzonych na kapitale rezerwowym PGNiG S.A. pod nazwą „Centralny Fundusz Restrukturyzacji”, wypłacono 505 byłym pracownikom GK PGNiG.

7. Sprzedaż i wydobycie

PGNiG S.A. osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 23,7 mld zł, z czego 83% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

	2014	2013	2012
Gaz ziemny, w tym:	19 729	23 416	23 548
- gaz ziemny wysokometanowy	18 404	21 978	22 154
- gaz ziemny zaazotowany	1 325	1 438	1 394
Ropa naftowa	1 789	2 058	1 263
Hel	120	184	161
Mieszanka propan-butan	83	76	67
Energia elektryczna	1161	639	133
Pozostała sprzedaż	856	737	514
Razem	23 738	27 110	25 686

W 2014 roku PGNiG S.A. sprzedała 13,9 mld m³ gazu ziemnego, z czego 94% stanowiła sprzedaż z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a pozostała część – sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż.

Sprzedaż gazu ziemnego w mln m³

	2014	2013	2012
Obrót i magazynowanie	13 073	14 129	14 006
Poszukiwanie i wydobycie	807	755	723
Razem	13 880	14 884	14 729

PGNiG S.A. wydobyla łącznie 4,1 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego 99% stanowiło wydobycie ze złóż krajowych, a pozostała część ze złóż w Pakistanie.

Wydobycie gazu w mln m³

	2014	2013	2012
Kraj	4 027	4 211	4 317
Zagranica	58	31	0
Razem	4 085	4 242	4 317

Rozdział II: Organy Spółki

1. Zarząd

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

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

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

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

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2014 roku wchodziły następujące osoby:

- Mariusz Zawisza – Prezes Zarządu
- Jarosław Bauc – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
- Jerzy Kurella – Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych
- Andrzej Parafianowicz – Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych
- Zbigniew Skrzypkiewicz – Wiceprezes Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania.

3 kwietnia 2014 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała Waldemara Wójcika na stanowisko członka Zarządu PGNiG S.A. na wspólną trzyletnią kadencję Zarządu kończącą się w dniu 30 grudnia 2016 roku. Waldemar Wójcik jest członkiem Zarządu wybranym przez pracowników PGNiG S.A. w wyborach przeprowadzonych w okresie od stycznia do lutego 2014 roku.

18 czerwca 2014 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. zawiesiła w czynnościach członka Zarządu Andrzeja Parafianowicza – Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych.

7 sierpnia 2014 roku Andrzej Parafianowicz złożył rezygnację z pełnienia funkcji członka Zarządu PGNiG S.A.

7 sierpnia 2014 roku Rada Nadzorcza powierzyła członkowi Zarządu Waldemarowi Wójcikowi pełnienie funkcji Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A.

29 grudnia 2014 roku Rada Nadzorcza odwołała Jerzego Kurellę ze składu Zarządu PGNiG S.A. oraz z pełnienia funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych PGNiG S.A.

Na dzień 31 grudnia 2014 roku skład Zarządu PGNiG S.A. był następujący:

- Mariusz Zawisza – Prezes Zarządu
- Jarosław Bauc – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
- Zbigniew Skrzypkiewicz – Wiceprezes Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania
- Waldemar Wójcik – Wiceprezes Zarządu.

Do dnia sporządzenia sprawozdania nie nastąpiły zmiany w składzie Zarządu PGNiG S.A.

Podział odpowiedzialności członków Zarządu

Na mocy uchwały Rady Nadzorczej PGNiG S.A. w sprawie podziału kompetencji pomiędzy członków Zarządu PGNiG S.A. z 29 grudnia 2014 roku:

- Prezes Zarządu kieruje pracami Zarządu oraz koordynuje pracę członków Zarządu we wszystkich obszarach działalności GK PGNiG; sprawuje również nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m. in. w zakresie: strategii Grupy Kapitałowej PGNiG, kompleksowej obsługi prawnej, zarządzania zasobami ludzkimi, ochrony informacji niejawnych, spraw obronnych, kontroli i audytu, planowania i realizacji polityki handlowej Spółki, polityki taryfowej, sprzedaży gazu, energii elektrycznej i innych produktów, współpracy z podmiotami zewnętrznymi w zakresie importu skroplonego gazu ziemnego do Polski; ponadto do jego obowiązków należy sprawowanie nadzoru właścicielskiego w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG oraz nadzór nad działalnością Oddziału Obrotu Hurtowego i pracami zagranicznych przedstawicielstw PGNiG S.A. w Moskwie i Brukseli
- Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie: planowania i kontroli polityki inwestycyjnej, relacji inwestorskich; ponadto do jego obowiązków należy nadzór nad obszarami: ekonomicznym, rachunkowości, kontrolingu biznesowego, zarządzania finansami, podatków, planowania, rozwoju i funkcjonowania systemów informatycznych w PGNiG S.A.
- Wiceprezes Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m. in. w zakresie: polityki, założeń i programów poszukiwania i wydobywania węglowodorów w kraju i poza jego granicami, strategii zakupów w ramach Spółki i Grupy Kapitałowej, bezpieczeństwa i funkcjonowania systemów wydobywczych i PMG, przedsięwzięć innowacyjnych i rozwojowych realizowanych z udziałem PGNiG SA.; ponadto do jego obowiązków należy nadzór nad działalnością Oddziału Geologii i Eksploatacji, oddziałów PGNiG S.A. w Odolanowie, Sanoku i Zielonej Górze, Oddziału Ratownicza Stacja Górnicztwa Otworowego w Krakowie, oddziałów KPMG Mogilno i PMG Wierzchowice oraz oddziałów zagranicznych
- Wiceprezes Zarządu wybrany przez pracowników sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m. in. w zakresie: administrowania majątkiem Spółki (z wyłączeniem majątku sieciowego, górniczego i podziemnych magazynów gazu), zapewnienia warunków bezpieczeństwa i higieny pracy, współpracy z operatorami systemów przesyłowych, dystrybucyjnych oraz magazynowania, współpracy ze związkami zawodowymi, Radą Pracowników i innymi organizacjami pracowniczymi w Spółce i Grupie Kapitałowej PGNiG, a także nadzoruje działalność Oddziału Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze i funkcjonowanie zagranicznych przedstawicielstw PGNiG S.A. w Kijowie i Wysokojce.

Umowy z osobami zarządzającymi

W 2014 roku z Prezesem Zarządu – Mariuszem Zawiszą oraz Wiceprezesami Zarządu: Jarosławem Baucem, Jerzym Kurellą, Andrzejem Parafianowiczem, Zbigniewem Skrzypkiewiczem oraz

Waldemarem Wójcikiem zostały zawarte umowy o świadczenie usług zarządzania i zakazie konkurencji.

2. Rada Nadzorcza

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

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

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

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

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

Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2014 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.

26 marca 2014 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy PGNiG S.A. powołało Andrzeja Janiaka na stanowisko członka Rady Nadzorczej Spółki. Powołany członek Rady Nadzorczej spełnia kryteria niezależności, zgodnie ze statutem Spółki.

W związku z upływem kadencji, 15 maja 2014 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy PGNiG S.A. odwołało cały skład Rady Nadzorczej i powołało na wspólną trzyletnią kadencję rozpoczynającą się z dniem 15 maja 2014 roku Radę Nadzorczą w składzie: Wojciech Chmielewski, Sławomir Borowiec, Andrzej Janiak (członek niezależny), Bogusław Nadolnik, Janusz Pilitowski, Agnieszka Trzaskalska, Ryszard Wąsowicz, Agnieszka Woś i Magdalena Zegarska.

Janusz Pilitowski jest przedstawicielem Skarbu Państwa powołanym w porozumieniu z Ministrem Gospodarki. Sławomir Borowiec, Ryszard Wąsowicz i Magdalena Zegarska są członkami Rady Nadzorczej wybranymi przez pracowników PGNiG S.A. w wyborach przeprowadzonych w okresie od stycznia do lutego 2014 roku.

20 maja 2014 roku, na swoim pierwszym posiedzeniu, Rada Nadzorcza ukonstytuowała się i wybrała ze swego grona na przewodniczącego – Wojciecha Chmielewskiego, na wiceprzewodniczącego – Agnieszkę Woś i na sekretarza – Magdalenę Zegarską.

30 lipca 2014 roku Agnieszka Trzaskalska złożyła rezygnację z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

6 listopada 2014 roku Bogusław Nadolnik złożył rezygnację z pełnienia funkcji członka Rady nadzorczej PGNiG S.A.

Na dzień 31 grudnia 2014 roku w skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A. wchodziło 7 osób:

- Wojciech Chmielewski – przewodniczący Rady Nadzorczej
- Agnieszka Woś – wiceprzewodnicząca Rady Nadzorczej
- Magdalena Zegarska – sekretarz Rady Nadzorczej
- Sławomir Borowiec – członek Rady Nadzorczej
- Andrzej Janiak – członek Rady Nadzorczej
- Janusz Pilitowski – członek Rady Nadzorczej
- Ryszard Wąsowicz – członek Rady Nadzorczej.

Do dnia sporządzenia sprawozdania nie nastąpiły zmiany w składzie Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących zostały zaprezentowane w Rocznym jednostkowym sprawozdaniu finansowym za rok zakończony 31 grudnia 2014 roku (nota 37.4).

Rozdział III: Akcjonariat

Na dzień 31 grudnia 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 31 grudnia 2014 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura akcjonariatu

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień 31.12.2014	Udział % w kapitale zakładowym na dzień 31.12.2014	Liczba głosów wynikająca z akcji	Udział % w liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2014
Skarb Państwa	4 271 717 836	72,4%	4 271 717 836	72,4%
Otwarte fundusze emerytalne	651 437 632	11,0%	651 437 632	11,0%
Pozostali	976 844 532	16,6%	976 844 532	16,6%
Razem	5 900 000 000	100,0%	5 900 000 000	100,0%

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

Stan posiadania akcji PGNiG S.A. przez osoby zarządzające i nadzorujące na dzień 31 grudnia 2014 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
Waldemar Wójcik	Członek Zarządu	19 500	19 500
Ryszard Wąsowicz	Członek RN	19 500	19 500

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

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

Kurs akcji PGNiG S.A.

Akcje PGNiG S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie od 23 września 2005 roku. Na dzień 31 grudnia 2014 roku Spółka wchodziła w skład następujących indeksów giełdowych notowanych na GPW:

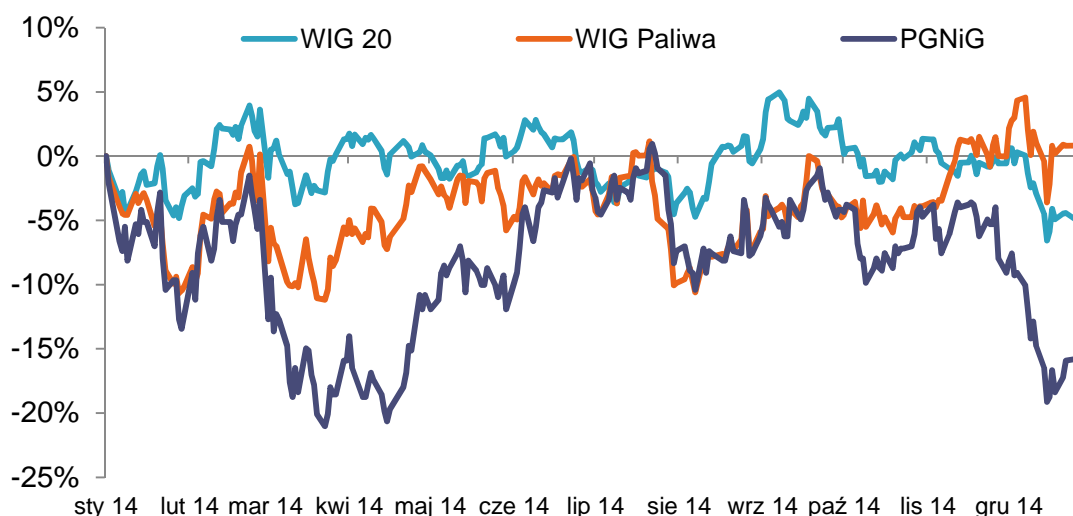
- WIG – indeks spółek giełdowych
- WIG20 – indeks 20 największych i najpłynniejszych spółek giełdowych
- WIG-Paliwa – indeks spółek z sektora paliw
- WIG-div – indeks dochodowy (uwzględniający dywidendy i prawa poboru)

- WIG-Poland – indeks polskich spółek
- Respect Index – indeks spółek odpowiedzialnych społecznie.

W 2014 roku stopa zwrotu z akcji PGNiG S.A. wyniosła -13,6%. Inwestorzy, którzy nabyli akcje PGNiG S.A. za cenę emisyjną uzyskali do końca 2014 roku stopę zwrotu na poziomie 47% (dane bez uwzględnienia dywidend).

Poniżej przedstawione zostały wykres kursu akcji PGNiG S.A. w odniesieniu do indeksów WIG20 i WIG-Paliwa oraz tabela notowań indeksów GPW i akcji PGNiG S.A. w 2014 roku.

Kurs akcji PGNiG S.A. w odniesieniu do indeksu WIG20 i WIG-Paliwa



Notowania indeksów GPW oraz akcji PGNiG S.A.

Indeks	Wartość na dzień 30.12.2013	Wartość maksymalna w 2014 roku	Wartość minimalna w 2014 roku	Wartość na dzień 30.12.2014	Waga PGNiG S.A. w indeksach na dzień 8.01.2015
WIG (pkt.)	51 284	55 637	49 521	51 416	2,52%
WIG20 (pkt.)	2 401	2 551	2 271	2 316	3,80%
WIG-Paliwa (pkt.)	3 215	3 493	2 967	3 381	28,50%
Respect Index (pkt.)	2 559	2 933	2 450	2 674	7,34%
PGNiG S.A. (zł)	5,15	5,33	4,17	4,45	-

Źródło: gpwinforefa.pl

Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne

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

- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne (tekst jednolity: Dz. U. z 2012 roku, poz. 1059) wraz z aktami wykonawczymi – w zakresie obrotu paliwami gazowymi, obrotu gazem ziemnym z zagranicą, dystrybucji paliw gazowych oraz magazynowania paliw gazowych
- Ustawa z dnia 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (tekst jednolity: Dz. U. z 2012 roku, poz. 1190) wraz z aktami wykonawczymi – w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz magazynowania paliw gazowych
- Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 roku Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2011 roku, nr 163, poz. 981 z późniejszymi zmianami) – w zakresie działalności wydobywczej i prowadzonej w jej ramach sprzedaży gazu.

25 lipca 2014 roku Sejm RP uchwalił ustawę o specjalnym podatku węglowodorowym. Ustawa wprowadza do polskiego systemu fiskalnego specjalny podatek węglowodorowy oraz rozszerza katalog przedmiotów opodatkowania podatkiem od wydobycia niektórych kopalin o wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej. Ustawa wprowadza następujące stawki nowych podatków:

- w specjalnym podatku węglowodorowym: 0-25% zysków z działalności wydobywczej w zależności od stosunku przychodów do wydatków kwalifikowanych poniesionych przez przedsiębiorcę
- w podatku od wydobycia niektórych kopalin: w przypadku gazu ze złóż konwencjonalnych wyniesie on 3%, w przypadku gazu ze złóż niekonwencjonalnych – 1%, natomiast w przypadku ropy konwencjonalnej – 6%, a niekonwencjonalnej – 3%.

Ustawa wejdzie w życie 1 stycznia 2016 roku. Obowiązek zapłaty specjalnego podatku węglowodorowego powstaje od przychodów uzyskanych od dnia 1 stycznia 2020 roku, a obowiązek zapłaty podatku od wydobycia niektórych kopalin, w zakresie wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, powstaje od dnia 1 stycznia 2020 roku.

1. Prawo energetyczne

Działalność PGNiG S.A. jest w znacznym stopniu działalnością regulowaną. Na jej prowadzenie konieczne jest uzyskanie koncesji od Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Uzyskania koncesji wymaga m.in. obrót paliwami gazowymi i obrót energią elektryczną.

Nowelizacja ustawy Prawo energetyczne z 2013 roku, wprowadziła obligo giełdowe tj. obowiązek sprzedaży określonej części wolumenu gazu wysokometanowego, wprowadzanego w danym roku do systemu przesyłowego, na giełdach towarowych. W 2014 roku obligo giełdowe obowiązywało na poziomie 40%. Z uwagi na brak odpowiedniego poziomu popytu na gaz oferowany przez PGNiG S.A. w ramach realizacji obliga giełdowego, konieczne było wprowadzenie zmian ustawowych, które eliminowały strukturalne przeszkody w realizacji obliga giełdowego. 26 czerwca 2014 roku uchwalona została ustawa o zmianie ustawy Prawo energetyczne, która wprowadziła tzw. sukcesję generalną umów. W wyniku wejścia w życie ustawy z dniem 1 sierpnia 2014 roku działalność operacyjną rozpoczęła spółka PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która przejęła część portfela odbiorców detalicznych PGNiG S.A. (odbiorców, którzy na podstawie umowy z PGNiG S.A. w 2013 roku odebrali z sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej w każdym punkcie nie więcej niż 25 mln m³ paliwa gazowego).

30 kwietnia 2014 roku weszła w życie ustawa o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Ustawa wznowiła funkcjonowanie systemu wsparcia dla produkcji energii elektrycznej w kogeneracji na lata 2014-2018. Zgodnie z ustawą przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną do odbiorców końcowych mają obowiązek zakupu i umorzenia określonej ilości świadectw pochodzenia z kogeneracji. Przywrócenie systemu wsparcia dla kogeneracji gazowej stwarza szansę na zwiększenie przez PGNiG S.A. wolumenu sprzedaży gazu w tym segmencie. Jednocześnie możliwość uzyskania dodatkowych przychodów z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia pozytywnie wpłynie na wyniki finansowe PGNiG TERMIKA SA.

1.1. Koncesje

Według stanu na dzień 31 grudnia 2014 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.

1.2. Zmiany w taryfach na paliwo gazowe

W 2014 roku zasadnicza część obrotu gazem ziemnym wysokometanowym i zaazotowanym realizowana przez PGNiG S.A. podlegała administracyjnej kontroli cen. Z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf zwolniony był jedynie obrót gazem ziemnym wysokometanowym na Towarowej Giełdzie Energii.

W 2014 roku obowiązywała „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 6/2014 PGNiG S.A.” zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2013 roku.

13 czerwca 2014 roku Prezes URE zatwierdził zmianę „Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 6/2014 PGNiG S.A.” oraz wydłużył okres jej obowiązywania do 31 grudnia 2014 roku. Zmiana miała na celu dostosowanie taryfy do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 roku, które od 1 sierpnia 2014 roku wprowadza obowiązek rozliczeń z klientami w jednostkach energii (dotychczas były to jednostki objętości). Nowe zasady rozliczeń nie wpłynęły zasadniczo na wysokość opłat pobieranych z tytułu dostarczania paliwa gazowego. Ceny paliw gazowych uległy przeliczeniu z wartości wyrażonych w m³, na wartości wyrażone w kWh według ciepła spalania przyjętego do ustalania cen w jednostkach objętości. Ewentualne zmiany płatności mogą wynikać z różnic ciepła spalania w poszczególnych punktach sieci gazowej oraz zaokrągłeń powstałych w wyniku przeliczeń (nie powinny przekroczyć +/- 1%).

W poniższych tabelach przedstawiono średnie opłaty (cena paliwa gazowego, abonament i opłaty sieciowe) stosowane w 2014 roku w rozliczeniach z odbiorcami w podziale na rodzaj dostarczanego paliwa i miejsce odbioru paliwa gazowego (zł/m³) oraz ich zmianę w stosunku do poprzednio obowiązującej taryfy. Prezentowane tabele nie uwzględniają podatku akcyzowego wprowadzonego 1 listopada 2013 roku.

Obszar Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział we Wrocławiu

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,4969	2,6150	4,7%
W-2.1	1,9816	2,0512	3,5%
W-3.1	1,8029	1,9005	5,4%
W-4	1,6693	1,7912	7,3%
W-5 - W-7C	1,7071	1,7001	-0,4%
W-8A - W-10C	1,4651	1,4653	0,0%

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
S-1	1,7900	1,8950	5,9%
S-2	1,4044	1,5152	7,9%
S-3	1,3013	1,4098	8,3%
S-4	1,1801	1,3035	10,5%
S-5 - S-7B	1,2338	1,2468	1,1%
S-8 - S-9	1,1225	1,1394	1,5%

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
Z-1	1,4156	1,5102	6,7%
Z-2	1,2888	1,3774	6,9%
Z-3	1,1623	1,2508	7,6%
Z-4	1,0841	1,1759	8,5%
Z-5 - Z-7B	1,1793	1,1772	-0,2%

Obszar Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Zabrzu

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,4726	2,6051	5,4%
W-2.1	2,0440	2,1095	3,2%
W-3.1	1,7660	1,8807	6,5%
W-4	1,6909	1,8102	7,1%
W-5 - W-7C	1,7314	1,7379	0,4%
W-8A - W-11C	1,4681	1,4696	0,1%

Obszar Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Tarnowie

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,3594	2,4663	4,5%
W-2.1	1,9590	2,0228	3,3%
W-3.1	1,7288	1,8246	5,5%
W-4	1,6843	1,7779	5,6%
W-5 - W-7BC	1,7355	1,7524	1,0%
W-8A - W-10C	1,4310	1,4423	0,8%

Obszar Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Warszawie

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,7039	2,7874	3,1%
W-2.1	1,8693	1,9397	3,8%
W-3.1	1,6877	1,7924	6,2%
W-4	1,6755	1,7673	5,5%
W-5 - W-7C	1,7086	1,7275	1,1%
W-8A - W-10C	1,3669	1,3700	0,2%

Obszar Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Gdańsku

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,5658	2,6739	4,2%
W-2.1	2,0058	2,0806	3,7%
W-3.1	1,8006	1,9066	5,9%
W-4	1,7451	1,8457	5,8%
W-5 - W-7C	1,7606	1,7742	0,8%
W-8A - W-10C	1,4601	1,4500	-0,7%

Obszar Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
W-1.1	2,5856	2,6962	4,3%
W-2.1	1,9143	1,9939	4,2%
W-3.1	1,7881	1,8870	5,5%
W-4	1,7032	1,8098	6,3%
W-5 - W-7C	1,6715	1,6640	-0,5%
W-8A - W-10C	1,4140	1,4110	-0,2%

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
S-1	1,8046	1,9231	6,6%
S-2	1,3774	1,5069	9,4%
S-3	1,2602	1,3967	10,8%
S-4	1,1889	1,3290	11,8%
S-5 - S-7B	1,2365	1,2772	3,3%

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
Z-1	1,6422	1,7424	6,1%
Z-2	1,2408	1,3500	8,8%
Z-3	1,1208	1,2362	10,3%
Z-4	1,0570	1,1753	11,2%
Z-5 - Z-7B	1,1157	1,1464	2,8%

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

	Zmiana Taryfy 5/2012	Taryfa 6/2014	Zmiana %
	1	2	2/1
E-1A - E-2C	1,3302	1,3141	-1,2%
Lw-1 - Lw-2	1,0196	1,0283	0,8%
Ls-1 - Ls-2	0,8537	0,8794	3,0%

17 grudnia 2014 roku Prezes URE zatwierdził „Taryfę w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 7/2015 PGNiG S.A.”, która będzie obowiązywała w okresie od 1 stycznia do 30 kwietnia 2015 roku. Taryfa wprowadza nowy, bardziej elastyczny podział odbiorców gazu na grupy taryfowe (m.in. według zamawianego wolumenu gazu, miejsca przyłączenia oraz współczynnika nierównomierności poboru). Średnia cena gazu wysokometanowego (cena paliwa gazowego i abonament) została obniżona o około 4%, natomiast gazu zaazotowanego (Lw) o 1,4%. Taryfa ma zastosowanie do przedsiębiorstw nabywających paliwa do dalszej odsprzedaży oraz odbiorców końcowych o rocznym zużyciu przekraczającym 25 mln m³.

Zwolnienie z taryfy w zakresie hurtowego rynku obrotu gazem

19 lutego 2013 roku Prezes URE wydał komunikat w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych, posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi, z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym. Przedsiębiorstwo energetyczne musi indywidualnie wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z ww. obowiązku. PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z powyższym wnioskiem. Do dnia sporządzenia sprawozdania za 2014 rok postępowanie nie zostało zakończone.

Ponadto w 2013 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie obrotu oraz sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego (E) w punkcie wirtualnym na rynku pozagiełdowym (rynek *OTC*). Do dnia sporządzenia sprawozdania za 2014 rok postępowanie nie zostało zakończone.

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

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

- określa wielkość zapasów obowiązkowych, która od 1 października 2012 roku odpowiada 30 dniom średniego dziennego przywozu gazu (w okresie od dnia 1 kwietnia roku ubiegłego do dnia 31 marca danego roku, na podstawie danych zawartych w sprawozdaniach statystycznych sporządzonych przez spółkę)
- ustala zwrot na kapitale zaangażowanym w działalność magazynową na poziomie co najmniej 6%
- zapewnia, że koszty związane z utrzymywaniem, uruchamianiem oraz uzupełnianiem zapasów są kosztami uzasadnionymi działalności w rozumieniu art. 3 pkt 21 ustawy Prawo energetyczne
- wprowadza możliwość utrzymywania zapasów obowiązkowych na terytorium innego państwa członkowskiego EFTA lub UE, po spełnieniu warunków określonych w ustawie
- wprowadza możliwość zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotu dokonującego przywozu gazu ziemnego z obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych, jeżeli liczba ich odbiorców nie jest większa niż 100 tys., a przywóz gazu ziemnego w roku kalendarzowym nie przekracza 100 mln m³.

3. Prawo geologiczne i górnicze

Ustawa Prawo geologiczne i górnicze z dnia 9 czerwca 2011 roku określa zasady i warunki:

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

Ponadto ustawa określa procedurę przetargu na koncesje na poszukiwanie lub rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów, zamiast dotychczasowej procedury przetargowej w odniesieniu do ustanowienia użytkowania górniczego. Przepisy ustawy stosuje się także do prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie bezzbiornikowego magazynowania substancji w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych.

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

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

11 lipca 2014 roku została uchwalona ustawa o zmianie ustawy Prawo geologiczne i górnicze. Ustawa wprowadziła szereg istotnych zmian otoczenia regulacyjnego segmentu poszukiwanie i wydobywanie. Nowelizacja ustawy wprowadziła m.in.: koncesję zintegrowaną (obejmującą poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie węglowodorów), obowiązkowe postępowania kwalifikacyjne, możliwość ubiegania się konsorcjów o udzielenie koncesji, a także istotne podwyższenie stawek opłat eksploatacyjnych (przy jednoczesnym zachowaniu dotychczasowego systemu stawek dla tzw. złóż marginalnych).

W 2014 roku Ministerstwo Środowiska przyznało PGNiG S.A. 8 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, a 1 koncesji nie przedłużyło. Ponadto Spółka zrezygnowała z 14 koncesji (przed upływem terminu ich ważności). Ministerstwo Środowiska przyznało również Spółce 6 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego, natomiast 6 koncesji zostało wygaszonych.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku PGNiG S.A. posiadała następujące koncesje, udzielone na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:

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

4. Ryzyka regulacyjne

Ustawa Prawo energetyczne

Zmiana ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (tzw. „mały trójpak energetyczny”) z 11 września 2013 roku wprowadziła m.in. obbligo giełdowe. Celem nałożonego na Spółkę obliiga giełdowego jest liberalizacja rynku gazu w Polsce, a co za tym idzie, rozwój konkurencji. Mechanizm

ten wiąże się z wysoką transparentnością rynku i umożliwi uczestnikom rynku nabywanie produktów na równych warunkach. Rozwiązanie to może oznaczać dla PGNiG S.A. ryzyko stopniowej utraty rynku. Dynamika ewentualnej utraty udziałów rynkowych przez PGNiG S.A. zależna będzie od liczby i wielkości podmiotów wchodzących na rynek gazu oraz relacji cenowych pomiędzy ceną taryfową PGNiG S.A. oraz cenami oferowanymi przez innych uczestników rynku.

Realizacja obliwa giełdowego

PGNiG S.A. jest od strony podażowej w pełni przygotowana do wypełnienia obliwa giełdowego. W 2014 roku obliwa giełdowe obowiązywało na poziomie 40%, a od 1 stycznia 2015 roku obowiązywać będzie na poziomie 55%. Na przedsiębiorstwo energetyczne, które nie wypełni obowiązku sprzedaży gazu ziemnego za pośrednictwem giełdy, Prezes URE będzie mógł nałożyć karę pieniężną w wysokości do 15% rocznego przychodu przedsiębiorstwa osiągniętego w ubiegłym roku podatkowym z tytułu prowadzonej działalności koncesjonowanej. Z powodu braku odpowiedniego popytu na gaz na rynku giełdowym w okresie przed dniem wejścia w życie ustawy z dnia 26 czerwca 2014 roku o zmianie ustawy Prawo energetyczne (ustawa wprowadzająca tzw. sukcesję generalną umów), w 2014 roku Spółka nie wywiązała się z ustawowego poziomu obliwa giełdowego. Dla zapewnienia realizacji obliwa giełdowego, w sierpniu 2014 roku działalność operacyjną rozpoczęła spółka PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która pozyskuje w zdecydowanej większości gaz na Towarowej Giełdzie Energii, a następnie sprzedaje go odbiorcom. Od dnia wejścia w życie ustawy wprowadzającej tzw. sukcesję generalną umów obserwowany jest bardzo istotny wzrost sprzedaży gazu za pośrednictwem giełdowego forum transakcyjnego. Umożliwi to realizację obliwa giełdowego na ustawowo wymaganym poziomie w kolejnych latach realizacji obowiązku. Prezes URE ma jednak możliwość nałożenia kar pieniężnych na Spółkę za brak realizacji obliwa w 2013 i 2014 roku.

Kalkulacja taryf

Kluczowym czynnikiem wpływającym na działalność regulowaną PGNiG S.A. jest uzależnienie przychodów Spółki m.in. od taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE. Poziom taryf decyduje o możliwości uzyskania przychodów pokrywających ponoszone koszty uzasadnione wraz ze zwrotem z zaangażowanego kapitału. W obecnych warunkach, znacząca wielkość tych przychodów, jest zależna od cen sprzedaży paliwa gazowego, które z wyjątkiem sprzedaży za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii, podlegają regulacji. Zasady ustalania taryf określone są przez przepisy wykonawcze do ustawy Prawo energetyczne, przede wszystkim przez tzw. rozporządzenie taryfowe. Stosowana metodyka kształtowania taryf opiera się na wielkościach planowanych. Nietrafność oszacowania przez odbiorców wolumenu zapotrzebowania na gaz (przenosząca się na wielkość prognozowanych zakupów i dostaw) oraz niemożliwe do dokładnego zaprognozowania zmiany cen gazu ziemnego nabywanego z importu, a także kursów walutowych (wpływające ostatecznie na wysokość kosztów pozyskania gazu z zagranicy) mogą niekorzystnie wpłynąć na wyniki finansowe PGNiG S.A.

Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego

Spełnienie wymagań ustawowych związanych z utrzymywaniem zapasu obowiązkowego powoduje dla PGNiG S.A. ryzyka bilansowe, technologiczne oraz stwarza zagrożenie w realizacji zobowiązań kontraktowych.

Ryzyko bilansowe związane jest z zagrożeniem braku możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny w sezonie jesienno-zimowym. Pomimo maksymalizacji dostaw gazu z kontraktów długoterminowych oraz dostaw gazu z PMG (pozostających w gestii PGNiG S.A.), w przypadku utrzymujących się niskich temperatur powietrza w dłuższym okresie, zapotrzebowanie odbiorców może przekraczać poziom dostaw gazu jaki jest w stanie zapewnić Spółka. Takie zagrożenie występuje nawet przy maksymalnym wykorzystaniu dostępnych zdolności importowych. Należy podkreślić, że wymagane ustawowo parametry techniczne dostarczenia zapasu obowiązkowego do systemu gazowego powodują, że znaczna część zapasu została umieszczona

w szczytowym magazynie gazu KPMG Mogilno. W rezultacie zapas istotnie ogranicza handlowe korzystanie z pojemności i dużych mocy dostaw gazu do systemu przesyłowego z tego magazynu. Biorąc pod uwagę tryb uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, który wymaga uzyskania zgody ministra właściwego ds. gospodarki, poprzedzonej wprowadzeniem ograniczeń handlowych w dostawach gazu do odbiorców, powstaje ryzyko niezapewnienia ciągłości dostaw gazu do odbiorców końcowych. Niezależnie od powyższego, uruchomienie odbioru gazu z zapasu powoduje sytuację, w której przy wysokim stanie gazu w magazynach zachodzi konieczność wprowadzenia ograniczeń handlowych w dostawach gazu do odbiorców.

Ryzyko technologiczne jest związane z negatywnym wpływem utrzymywania zapasu obowiązkowego na parametry pracy podziemnych magazynów gazu. Nieodbieranie gazu z magazynów pracujących w reżimie wodno-aporowym (np. PMG Husów) w dłuższym okresie, może powodować migrację gazu do części złoża o gorszych parametrach przepuszczalności i porowatości, a w konsekwencji doprowadzić do zmniejszenia mocy odbioru gazu z magazynu. Może to utrudniać odbiór gazu w końcowej fazie, a także powodować obniżenie mocy odbioru w następnych cyklach pracy PMG. Przywrócenie pierwotnych parametrów pracy magazynu może trwać kilka lat oraz wiązać się z koniecznością dotłoczenia bufora gazu i poniesienia dodatkowych kosztów.

Konsekwencją utrzymywania zapasu obowiązkowego jest pozostawienie częściowo wypełnionych pojemności magazynów po zakończeniu sezonu zimowego, a co za tym idzie mniejsze możliwości zatłaczania gazu w okresie letnim. W sezonie 2014/2015 stan zapasu obowiązkowego utrzymuje się na wysokim poziomie. Istnieje zagrożenie, że wysoki stan zatłoczenia PMG na początku sezonu letniego, związany z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych może uniemożliwić zrealizowanie minimum letniego w ramach kontraktu jamalskiego.

Ustawa Prawo geologiczne i górnicze

W lipcu 2014 roku zakończone zostały prace legislacyjne nad zasadniczą zmianą otoczenia regulacyjnego segmentu poszukiwanie i wydobywanie, które obejmowały dwa projekty ustaw: ustawę o zmianie ustawy Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw oraz ustawę o specjalnym podatku węglowodorowym. Uchwalone ustawy zakładają m.in. zwiększenie obciążeń fiskalnych związanych z działalnością wydobywczą oraz zmianę dotychczasowego systemu koncesyjnego. Wprowadzenie od 2020 roku podatku od wydobywania węglowodorów znacząco obniży zdolności inwestycyjne PGNiG S.A. Natomiast nowy system koncesyjny (w którym nie będzie obowiązywać procedura *open door*) może spowodować znaczne spowolnienie działań administracyjnych i w efekcie doprowadzić do spadku liczby wydawanych koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów w Polsce.

Rozdział V: Poszukiwanie i wydobywanie

Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania oraz wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Prace ten segment prowadzi we własnym zakresie oraz we współpracy z partnerami na podstawie umów o wspólnych operacjach. Ponadto segment na swoje potrzeby wykorzystuje pojemności magazynów gazu PMG Daszewo i PMG Bonikowo.

1. Poszukiwanie

Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2014 roku PGNiG S.A. zajmowała się poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie Karpat, Pogórza Karpackiego i na Niżu Polskim zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A. prace wiertnicze w kraju prowadzone były w 24 otworach, w tym: 15 poszukiwawczych, 6 badawczych oraz 3 otworach rozpoznawczych. Spośród tych 24 otworów 10 wierconych było w poszukiwaniu złóż niekonwencjonalnych.

W 2014 roku 6 otworów zakwalifikowano jako otwory pozytywne, w tym: 1 otwór poszukiwawczy na Pomorzu (odwiercony w latach poprzednich), 2 otwory poszukiwawcze w Wielkopolsce i 3 otwory rozpoznawcze na Pogórzu Karpackim (w tym jeden w ramach poszukiwania złóż niekonwencjonalnych). W 14 odwiertach (w tym w 5 odwierconych w latach poprzednich) nie uzyskano przemysłowego przyływu węglowodorów i odwierty te zostały zlikwidowane.

Stan zasobów wydobywalnych na dzień 31 grudnia 2014 roku (wg informacji na dzień sporządzenia sprawozdania – zgodnie z Prawem geologicznym i górnictwem ostateczny bilans zasobów powstaje w marcu) wynosił:

- 81,6 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy)
- 18,5 mln ton ropy naftowej (łącznie z kondensatem).

Prace poszukiwawcze za granicą

W Egipcie PGNiG S.A. prowadziła 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 posiadała 100% udziałów w wymienionej wyżej koncesji. W związku z negatywnymi wynikami poszukiwania podjęto decyzję o wygaszeniu koncesji i likwidacji oddziału w Egipcie. W 2014 roku dokonano końcowych rozliczeń ze spółką Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC).

2. Wspólne działalności

W 2014 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. Ponadto we współpracy z innymi podmiotami PGNiG S.A. prowadziła prace poszukiwawcze w Pakistanie.

2.1. Wspólne działalności w Polsce

31 marca 2014 roku PGNiG S.A. i Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. zawarły umowę pierwszej fazy współpracy przy poszukiwaniu niekonwencjonalnych złóż gazu. Przedmiotem współpracy jest wspólna ocena zasobów gazu ze złóż niekonwencjonalnych na 4 koncesjach poszukiwawczych w południowo-wschodniej Polsce tj. Zwierzyniec i Grabowiec (koncesje należące do Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o.) oraz Tomaszów Lubelski i Wiszniów – Tarnoszyn (koncesje należące do PGNiG S.A.). Udziały PGNiG S.A. wynoszą 50% (operator) i Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. – 50%. W 2014 roku odwiercono pionowy otwór poszukiwawczy Majdan Sopocki-1 oraz wykonano prace sejsmiczne. Tym samym zakres prac przewidzianych w umowie został zrealizowany.

31 grudnia 2014 roku PGNiG S.A. i LOTOS Petrobaltic S.A. podpisały umowę o wspólnych operacjach na koncesji Górowo Iławieckie. Udziały PGNiG S.A. wynoszą 51% (operator), a LOTOS Petrobaltic S.A. – 49%.

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%
- „Kamień Pomorski” na podstawie umowy z dnia 14 sierpnia 2013 roku (umowa weszła w życie w II półroczu 2014 roku); udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, LOTOS Petrobaltic S.A. – 49%.

Na obszarze „Poznań” włączono do eksploatacji złożę gazu ziemnego Komorze oraz otwór Lisewo-2K na złożu Lisewo. Otworem Karmin-1 odkryto nowe złożę gazu ziemnego. Natomiast z uwagi na niską wydajność przyptywu gazu 3 otwory poszukiwawcze zlikwidowano. Na obszarze „Sieraków” ze względu na nieopłacalność eksploatacji węglowodorów zlikwidowano otwór Sieraków-3.

Prace na koncesjach należących do FX Energy Poland Sp. z o.o. prowadzone były na obszarze „Warszawa-Południe” (bloki 254, 255) na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 26 maja 2011 roku. Udziały FX Energy Poland Sp. z o.o. (operator) wynoszą 51%, a PGNiG S.A. – 49%. W 2014 roku FX Energy Poland Sp. z o.o. wystąpiła do Ministerstwa Środowiska z wnioskiem o rezygnację z koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarze bloku 254. Ponadto spółka otrzymała nową koncesję na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarze bloku 255.

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%.

23 października 2014 roku, na wniosek San Leon Energy PLV nastąpiło wygaszenie koncesji, a umowa o wspólnych operacjach „Karpaty Wschodnie” została automatycznie rozwiązana. Na obszarze „Karpaty Zachodnie” wykonano 2 otwory poszukiwawcze. Ze względu na brak przemysłowego przyływu gazu ziemnego otwory zlikwidowano.

2.2. Wspólne działalności za granicą

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 2014 roku PGNiG S.A. rozpoczęła prace przygotowawcze do wiercenia otworów rozpoznawczych Rehman-2 i Rehman-3 (planowanych do wykonania w 2015 i 2016 roku). Natomiast w związku z atakami w rejonie wiercenia otworu poszukiwawczego Rizq-1 PGNiG S.A. dwukrotnie przerywała prace i zgłaszała wystąpienie siły wyższej. Prace na otworze Rizq-1 zostały wznowione w końcu grudnia 2014 roku. Eksploatacja odwiertów Rehman-1 i Hallel X-1 przebiegała bez zakłóceń, a wydobyty gaz dostarczany był do pakistańskiej sieci przesyłowej.

3. Wydobywanie

W 2014 roku PGNiG S.A. prowadziła eksploatację złóż węglowodorów na terenie Polski i w Pakistanie. Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG S.A.: Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku. Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 22 kopalniach (13 gazowych, 6 ropno-gazowych oraz 3 ropnych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową w 37 kopalniach (20 gazowych, 11 ropno-gazowych i 6 ropnych).

W 2014 roku PGNiG S.A. wydobyla łącznie 4.085 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego wydobycie ze złóż krajowych wyniosło 4.027 mln m³, a z zagranicznych 58 mln m³. Natomiast wydobycie ropy naftowej wraz z innymi frakcjami osiągnęło poziom 789 tys. ton ropy naftowej. Wolumeny wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Wielkość wydobycia gazu ziemnego

		2014		2013
		GWh	mln m ³ *	mln m ³ *
1.	Gaz ziemny, w tym:	44 891	4 085	4 242
a.	wysokometanowy, w tym	15 983	1 457	1 551
	- Oddział w Zielonej Górze			
	- Oddział w Sanoku	15 983	1 457	1 551
b.	zaazotowany, w tym:	28 908	2 628	2 692
	- Oddział w Zielonej Górze	27 393	2 490	2 574
	- Oddział w Sanoku	879	80	87
	- Oddział w Pakistanie	636	58	31

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

Wielkość wydobycia ropy naftowej

	Jednostka	2014	2013
Ropa naftowa, w tym:	tys. ton	789	815
- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	742	766
- Oddział w Sanoku	tys. ton	47	49

W 2014 roku na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku włączono do eksploatacji 2 odwierty na złożach już eksploatowanych, 4 odwierty na koncesjach poszukiwawczych oraz 4 nowe złoża: Łapanów, Pogwizdów, Mołodycz i Wola Rokietnicka. Łączny przyrost zdolności wydobywczych wyniósł około 10,3 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Zielonej Górze podłączono 2 odwierty na złożach już eksploatowanych: 1 odwiert na złożu Radlin oraz, we współpracy z FX Energy Poland Sp. z o.o., 1 odwiert na złożu Lisewo o łącznej zdolności wydobywczej 3,9 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). We współpracy z FX Energy Poland Sp. z o.o., włączono również do eksploatacji złożo Komorze o zdolności wydobywczej około 1,0 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Ponadto w 2014 roku włączono do eksploatacji 1 odwiert ropy na nowym złożu Ołobok o zdolności wydobywczej 15t/d.

Podziemne magazyny gazu

W 2014 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 wydobywanie na dzień 31 grudnia 2014 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobywanie

Gaz zaazotowany	2014 GWh*	2014 (mln m ³)	2013 (mln m ³)
Daszewo (Ls)	250	30	30
Bonikowo (Lw)	1 667	200	200

*przeliczenie dla gazu o cieple spalania 30MJ/m³

4. Sprzedaż podstawowych produktów

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest ropa naftowa oraz gaz ziemny wysokometanowy i gaz ziemny zaazotowany. 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 2014 roku segment poszukiwanie i wydobywanie sprzedał łącznie 807 mln m³ gazu ziemnego, z czego 750 mln m³ na rynku krajowym i 57 mln m³ w Pakistanie. Ponadto segment sprzedał 780 tys. ton ropy naftowej (wraz z innymi frakcjami). Poniższa tabela przedstawia sprzedaż gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż.

Sprzedaż gazu ziemnego

	2014		2013
	GWh	mln m ³ *	mln m ³ *
Gaz ziemny, w tym:	8 953	807	755
- gaz ziemny wysokometanowy	769	69	72
- gaz ziemny zaazotowany*	8 184	738	683

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego w Polsce byli odbiorcy przemysłowi, których udział w wolumenie sprzedaży stanowił ok. 79%. Sprzedaż ropy naftowej realizowana była dla Rafinerii Trzebinia S.A., Rafinerii Nafty Jedlicze S.A., TOTSA TOTAL OIL TRADING S.A. i BP Europe SE. W listopadzie 2014 roku PGNiG S.A. i Rafineria Trzebinia S.A. podpisały aneks do umowy przenoszący koszty transportu kolejowego na kupującego. Od stycznia 2015 roku Rafineria Trzebinia S.A., zajmuje się organizacją transportu ropy naftowej z terminali kolejowych PGNiG S.A. do miejsca przeznaczenia i pokrywa jego koszt.

5. Planowane działania

Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2015 roku PGNiG S.A. prowadzić będzie prace poszukiwawcze geofizyczne i wiertnicze obejmujące obiekty poszukiwawcze rozmieszczone na obszarze Karpat, Przedgórze Karpat i Niziu Polskiego. Prace te prowadzone będą zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z innymi podmiotami.

Ponadto Spółka planuje m.in. realizację zadań pozwalających otworzyć nowe, słabo rozpoznane obszary poszukiwania. Na Pomorzu Spółka planuje wiercenia 3 otworów poziomych oraz przeprowadzenie w nich zabiegów szczelinowania. W ramach poszukiwania złóż węglowodorów w utworach karbonu, które stanowi nowy kierunek poszukiwania złóż, Spółka planuje odwiercenie dwóch otworów.

Prace poszukiwawcze za granicą

W Pakistanie, w celu weryfikacji potencjału złożowego struktury położonej na północ od odkrytego złoża Kirthar, PGNiG S.A. kontynuować będzie wiercenie otworu Rizq-1, a także prace na odwiertach Rehman-2 i Rehman-3.

Wydobycie węglowodorów

PGNiG S.A. realizuje program inwestycyjny mający na celu osiągnięcie w dłuższej perspektywie utrzymanie 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 2015 roku PGNiG planuje wydobycie ok. 4,1 mld m³ gazu w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o cieple spalania 39,5MJ/m³. Eksploatacja złóż gazu ziemnego prowadzona będzie na terenie Polski i w Pakistanie. W 2015 roku na obszarze działania Oddziału w Sanoku planuje się włączenie do eksploatacji 2 odwiertów na złożu już eksploatowanym, tj. na złożu Przemyśl, oraz oddanie do eksploatacji nowego złoża Załęże. Na obszarze działania Oddziału w Zielonej Górze planuje się podłączyć odwierty na złożach Zaniemyśl, Daszewo i Wilków.

W 2015 roku PGNiG S.A. planuje wydobycie 0,76 mln ton ropy naftowej.

6. Ryzyka poszukiwania i wydobywania

Odkrycia i szacowanie zasobów

Działalność poszukiwawcza obarczona jest przede wszystkim ryzykiem braku odkrycia złoża, tzw. ryzykiem poszukiwawczym. Oznacza to, iż nie w każdym zidentyfikowanym potencjalnym obiekcie złożowym istnieje nagromadzenie węglowodorów spełniające kryteria definicji złoża.

Wielkości zasobów i prognozy wydobywania są obarczone błędami wynikającymi z niedoskonałości sprzętu oraz technologii, które wpływają na jakość uzyskiwanych informacji geologiczno-złożowych. Niezależnie od stosowanych metod, dane w zakresie 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 wydobycia gazu oraz wysokich nakładów inwestycyjnych na wiercenia otworów i budowę kopalni. Ponadto istotnym czynnikiem jest utrudniony dostęp do obszarów występowania niekonwencjonalnych złóż gazu, ze względu na przepisy prawa w zakresie ochrony środowiska oraz możliwości uzyskania zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

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 celu obniżenia kosztów prac wiertniczych w 2011 roku PGNiG S.A. wprowadziła system *daily rate* przy wyborze wykonawców tych prac.

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.

Sytuacja polityczno-gospodarcza w rejonach działalności PGNiG S.A.

W państwach, w których PGNiG S.A. prowadzi działalność poszukiwawczą, istnieje szereg ryzyk mogących bezpośrednio wpłynąć na ograniczenie, zawieszenie lub nawet zaprzestanie działalności poszukiwawczo-wydobywczej. Należą do nich: ryzyko konfliktów zbrojnych oraz ataków terrorystycznych, ryzyko destabilizacji społecznej i politycznej, ryzyko wybuchu konfliktów wewnętrznych i niepokojów społecznych.

W Pakistanie, w marcu 2014 roku grupa uzbrojonych członków klanu Rind zablokowała dostęp do otworu Rizq-1. Uniemożliwiło to rozpoczęcie wiercenia tego otworu, w związku z czym PGNiG S.A. przerwała prace i zgłosiła wystąpienie siły wyższej. Po ustabilizowaniu się sytuacji w rejonie otworu Rizq-1, w październiku 2014 roku rozpoczęto jego wiercenie. Jednak w nocy z 12 na 13 listopada wystąpił półgodzinny ostrzał okolicy. Po tym wydarzeniu podpisano umowy z ludnością lokalną w zakresie ochrony. Przeprowadzono również konsultacje z firmami serwisowymi (w tym głównie z Exalo Drilling S.A.) i z dowództwem jednostek Rangers, po których rejon otworu objęto wzmożoną ochroną. Pomimo podjętych działań prace w rejonie otworu Rizq-1 były jeszcze dwukrotnie zakłócane. Dlatego też PGNiG S.A. 28 listopada 2014 roku ponownie zawiesiła prace i zgłosiła wystąpienie siły wyższej, a 30 listopada 2014 roku przeprowadziła ewakuację pracowników. Prace na otworze Rizq-1 zostały wznowione 25 grudnia 2014 roku.

W niektórych krajach działalność firm poszukiwawczych utrudnia brak odpowiedniej infrastruktury, co stwarza potencjalne problemy z dostarczaniem sprzętu, ludzi i materiałów w rejon działalności poszukiwawczej. Ponadto częste zmiany w przepisach prawnych mogą wpłynąć na ograniczenie lub zawieszenie działalności poszukiwawczej.

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.

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.

Rozdział VI: Obrót i magazynowanie

Podstawową działalność segmentu stanowi obrót gazem ziemnym. Segment sprzedaje gaz pozyskiwany głównie poza granicami kraju oraz wydobywany ze złóż krajowych. Sprzedaż gazu ziemnego realizowana z sieci dystrybucyjnej i przesyłowej regulowana jest przez Prawo energetyczne, a ceny gazu ustalane są na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (wyjątek stanowi obrót gazem ziemnym na Towarowej Giełdzie Energii). Ponadto segment prowadzi działalność handlową na rynkach energii elektrycznej, świadectw pochodzenia energii oraz uprawnień do emisji CO₂. Segment wykorzystuje siedem podziemnych magazynów gazu, które zlokalizowane są w Brzeźnicy, Husowie, Mogilnie, Strachocinie, Swarzowie, Wierzchowicach i Kosakowie.

1 sierpnia 2014 roku działalność operacyjną rozpoczęła spółka PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która w drodze sukcesji generalnej przejęła od PGNiG S.A. odbiorców detalicznych.

1. Zakupy gazu ziemnego

W 2014 roku PGNiG S.A. dokonywała zakupów gazu ziemnego z zagranicy oraz w niewielkim stopniu od dostawców krajowych. Spółka 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
- transakcji indywidualnych na dostawy gazu ziemnego m.in. poprzez wykorzystanie *reverse flow* na gazociągu jamalskim z PGNiG Sales&Trading GmbH
- „Umowy sprzedaży gazu Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2016 roku”
- „Umowy Indywidualnej sprzedaży gazu ziemnego z dnia 13 maja 2011 roku z Vitol SA, obowiązującej do 1 października 2014 roku”.

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

Struktura zakupów gazu ziemnego

	2014			2013	
	GWh	mln m ³	%	mln m ³	%
Dostawcy zagraniczni, w tym:	108 711	9 700	96%	10 850	97%
- OOO "Gazprom eksport"	90 733	8 097	83%	8 733	80%
- pozostali dostawcy zagraniczni	17 978	1 603	17%	2 117	20%
Dostawcy krajowi, w tym:	4 082	368	4%	390	3%
- giełda	409	37	10%	0	0%
- pozostali dostawcy krajowi	3 673	331	90%	390	100%
Razem	112 793	10 068	100%	11 240	100%

Nowe umowy

9 grudnia 2014 roku PGNiG S.A. i Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) zawarły porozumienie dodatkowe do umowy sprzedaży skroplonego gazu ziemnego (LNG) z dnia 29 czerwca 2009 roku. Porozumienie zmienia zasady wykonywania umowy w całym okresie 2015 roku. Ilości gazu przewidziane do dostarczenia PGNiG S.A. w 2015 roku, Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) ulokuje na innych rynkach. PGNiG S.A. pokryje ewentualną różnicę pomiędzy ceną gazu LNG określoną w umowie, a jego ceną rynkową uzyskaną przez Qatar Liquefied Gas Company Limited (3). Jeśli cena ta miałaby być niższa niż satysfakcjonująca PGNiG S.A., wówczas odbiór niesprzedanego gazu LNG będzie przesunięty na kolejne lata wykonywania umowy. W porozumieniu określone zostały też zasady, na jakich PGNiG S.A. i Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) uzgodnią dostawę gazu LNG w 2015 roku po osiągnięciu pełnej funkcjonalności operacyjnej terminalu w Świnoujściu. Podpisane porozumienie eliminuje ryzyko zapłaty przez PGNiG S.A. kary za nieodebrane ilości gazu LNG zgodnie z klauzulą kontraktową *take or pay* w 2015 roku.

1 listopada 2014 roku PGNiG S.A. wystąpiła do OOO „Gazprom eksport” z wnioskiem o przystąpienie do renegotjacji ceny gazu ziemnego dostarczanego przez OOO „Gazprom eksport” na mocy Kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku w kierunku jej obniżenia.

2. Sprzedaż gazu ziemnego

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz ziemny zaazotowany. PGNiG S.A. prowadziła sprzedaż gazu na rynku krajowym.

W 2014 roku sprzedaż segmentu obrót i magazynowanie wyniosła 13.073 mln m³ gazu i była o ok. 7% niższa w stosunku do 2013 roku. Spowodowane to zostało wyższą średnią temperaturą powietrza w 2014 roku, a także wzrostem aktywności innych podmiotów na liberalizującym się rynku gazu. W tabeli została przedstawiona sprzedaż gazu ziemnego segmentu obrót i magazynowanie.

Sprzedaż gazu ziemnego

	2014		2013
	GWh	mln m ³	mln m ³
Gaz ziemny, w tym:	145 713	13 073	14 129
- gaz ziemny wysokometanowy	139 850	12 543	13 603
- gaz ziemny zaazotowany*	5 863	530	526

*w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

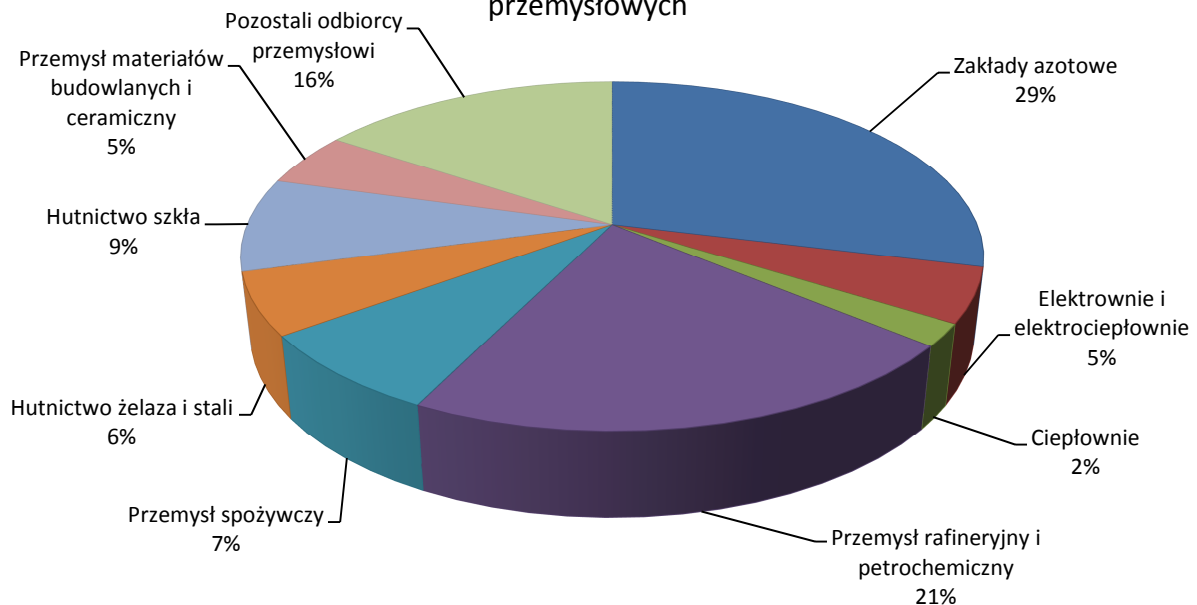
Od 1 sierpnia 2014 roku sprzedaż gazu do 6,8 mln dotychczasowych klientów PGNiG S.A. prowadzi spółka PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Natomiast PGNiG S.A. obsługuje 114 odbiorców z grup: odbiorcy przemysłowi, odbiorcy hurtowi oraz handel i usługi. W 2014 roku głównymi odbiorcami gazu byli odbiorcy przemysłowi (przemysł chemiczny, rafineryjny i petrochemiczny, hutnictwo). W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż gazu ziemnego w podziale na grupy odbiorców

	2014		2013
	GWh	mln m ³	mln m ³
Odbiorcy przemysłowi	66 582	5 972	8 127
Handel, usługi	9 214	825	1 702
Odbiorcy domowi	23 852	2 132	3 919
Odbiorcy hurtowi	4 331	403	231
Eksport	-	-	84
Giełda	41 734	3 741	66
Razem	145 713	13 073	14 129

*w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Struktura sprzedaży gazu ziemnego w 2014 roku do odbiorców przemysłowych

Nowe umowy

30 stycznia 2014 roku PGNiG S.A. i KGHM Polska Miedź SA podpisały aneks do umowy kompleksowej sprzedaży paliwa gazowego, zawartej 30 lipca 2010 roku i obowiązującej do 30 czerwca 2033 roku. Na mocy aneksu wolumen dostaw został zmniejszony z 266 mln m³ do 41,5 mln m³. Powodem zmiany jest ograniczenie przez KGHM Polska Miedź SA produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem wskutek zmian w systemie wsparcia dla kogeneracji oraz niskich cen energii elektrycznej. Szacunkowa wartość aneksowanej umowy wynosi ok. 830 mln zł. Strony nie wykluczają powrotu do pierwotnego wolumenu dostaw. Ponadto spółki podpisały aneksy do trzech umów sprzedaży paliwa, tj.: umowy z 25 września 2001 roku, umowy z 4 stycznia 1999 roku oraz umowy z 1 października 1998 roku. Na mocy tych aneksów zmieniony został okres obowiązywania umów: z bezterminowego na dzień do 30 czerwca 2033 roku. Szacunkowa wartość trzech umów w okresie ich obowiązywania wynosi ok. 2,8 mld zł.

3. Energia elektryczna

W 2014 roku PGNiG S.A. prowadziła obrót hurtowy energią elektryczną i produktami powiązanyymi na rynku polskim i niemieckim. W Polsce obrót realizowany był na rynku pozagiełdowym (w ramach podpisanych umów na bazie standardu *EFET* (*European Federation of Energy Traders*) i za pośrednictwem brokerów) oraz na Towarowej Giełdzie Energii. Na rynku niemieckim Spółka uczestniczyła w handlu kontraktami spotowymi na giełdzie *EPEX Spot* (*European Power Exchange*), a także w wymianie międzysystemowej na przekroju Polska – Niemcy (pomiędzy obszarami operatorów sieci przesyłowych PSE i 50 Hertz Transmission).

W 2014 roku PGNiG S.A. dokonywała zakupów energii elektrycznej od PGNiG TERMIKA SA, na Towarowej Giełdzie Energii oraz na rynku pozagiełdowym (umowy *EFET*). Sprzedaż energii wyniosła 7.282 GWh i była o ok. 96% wyższa niż w roku 2013. Wzrost ten spowodowany został przede wszystkim zwiększonym obrotem energią elektryczną na Towarowej Giełdzie Energii oraz wzrostem sprzedaży do przedsiębiorstw obrotu w ramach umów na bazie standardu *EFET*. W poniższej tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż energii elektrycznej (GWh)

	2014	%	2013	%
Odbiorcy końcowi	260	4%	98	3%
Przedsiębiorstwa obrotu	2 869	39%	1 399	38%
Rynek bilansujący	425	6%	455	12%
Giełda	3 728	51%	1 767	48%
Razem	7 282	100%	3 719	100%

4. Magazynowanie

Segment obrót i magazynowanie wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności czynne PMG Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno, PMG Strachocina, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica oraz KPMG Kosakowo. 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 mogą być regulowane przy wykorzystaniu KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo – magazynów 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 Swarzów 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.

Decyzją z dnia 16 maja 2014 roku Prezes URE rozszerzył koncesję Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o. w zakresie oznaczenia pojemności czynnej PMG Wierzchowice

(zwiększenia z 575 mln m³ na 1.200 mln m³) i PMG Strachocina (zwiększenia z 330 mln m³ na 360 mln m³) oraz rozszerzenia koncesji o nowy magazyn KPMG Kosakowo (51,2 mln m³). Pojemności czynne instalacji magazynowych na dzień 31 grudnia 2014 roku i na dzień 31 grudnia 2013 roku przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne instalacji magazynowych segmentu obrót i magazynowanie

	2014 GWh*	2014 (mln m ³)	2013 (mln m ³)
PMG Brzeźnica	713	65,0	65,0
PMG Husów	3 840	350,0	350,0
KPMG Mogilno	4 476	407,9	407,9
KPMG Kosakowo	562	51,2	0,0
PMG Strachocina	3 950	360,0	330,0
PMG Swarzędów	988	90,0	90,0
PMG Wierzchowice	13 167	1 200,0	575,0
Razem	27 696	2 524,1	1 817,9

*przeliczenie dla gazu o ciepłe spalania 39,5 MJ/m³

5. Planowane działania

Zakup gazu ziemnego

W 2015 roku PGNiG S.A. 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 Spółka będzie dokonywała zakupów gazu ziemnego na rynku niemieckim w ramach umów krótkoterminowych. Gaz dostarczany będzie z wykorzystaniem usługi przesyłania zwrotnego na gazociągu jamalskim. W 2015 roku planowane jest również rozpoczęcie dostaw gazu LNG w ramach kontraktu zawartego z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3). Ostateczny termin rozpoczęcia dostaw gazu do odbiorców uzależniony jest od osiągnięcia przez terminal regazyfikacyjny w Świnoujściu pełnej funkcjonalności operacyjnej.

System wsparcia kogeneracji

30 kwietnia 2014 roku weszła w życie ustawa o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, która wznowiła funkcjonowanie systemu wsparcia dla produkcji energii elektrycznej w kogeneracji. Zgodnie z ustawą przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną do odbiorców końcowych mają obowiązek zakupu i umorzenia określonej ilości świadectw pochodzenia z kogeneracji. Przywrócenie systemu wsparcia dla elektrociepłowni stwarza szansę na zwiększenie przez PGNiG S.A. wolumenu sprzedaży gazu w tym segmencie.

Magazynowanie

W 2015 roku PGNiG S.A. będzie kontynuowała rozbudowę KPMG Mogilno, a także rozpocznie rozbudowę PMG Brzeźnica. Ponadto Spółka realizować będzie rozpoczętą w 2007 roku budowę nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo.

6. Ryzyka obrotu i magazynowania

Uwolnienie cen gazu ziemnego

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 na giełdowym rynku gazu ziemnego zwolniony jest z obowiązku taryfowania. Ponadto oczekiwane jest stopniowe uwolnienie cen gazu dla odbiorców. W pierwszej kolejności mają być zwolnieni odbiorcy, którzy w poprzednim roku kalendarzowym odebrali powyżej 25 mln m³ gazu ziemnego.

W przypadku sprzedaży paliwa gazowego za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii, istnieje ryzyko uzyskania przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego niższych od kosztów jego nabycia. Spowodowane jest to nasilającą się tendencją odchodzenia rynkowych cen gazu od cen produktów ropopochodnych, które nadal wpływają na kształtowanie się cen w długoterminowych kontraktach importowych.

Konkurencja

Niezależnie od procesu uwalniania cen gazu, w 2014 roku odbiorcy PGNiG S.A. coraz częściej korzystali z alternatywnych dostawców paliwa gazowego. Szczególnie widoczne było to w grupie największych odbiorców przemysłowych. Główny wpływ na to miała cena paliwa gazowego na rynkach zachodnich, która była niższa od ceny obowiązującej w taryfie PGNiG S.A. Dynamika tego trendu pokazuje, że brak uwolnienia cen dla tej grupy odbiorców powoduje wzrost ryzyka utraty wolumenu gazu sprzedawanego przez PGNiG S.A.

Ponadto w sierpniu 2014 roku PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. przejęła klientów detalicznych PGNiG S.A. Tym samym spółka ta została największym dostawcą gazu ziemnego na rynku detalicznym, a PGNiG S.A. zachowała dominującą pozycję na rynku hurtowym.

Kontrakty na dostawę gazu na zasadach *take or pay*

PGNiG S.A. jest stroną 3 kontraktów długoterminowych na dostawę paliwa gazowego do Polski posiadających tzw. klauzulę *take or pay*. Najważniejsze z nich to kontrakty z OOO „Gazprom eksport” oraz z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3). Przy założeniu utrzymania portfela klientów PGNiG S.A. na dotychczasowym poziomie, realizacja tychże kontraktów w ilościach określonych w odpowiednich klauzulach *take or pay* oznaczać będzie minimalizowanie zakupów gazu spotowego, aktualnie najbardziej atrakcyjnego cenowo. W przypadku utraty rynku przez PGNiG S.A. istnieje ryzyko, że PGNiG S.A. zmuszona będzie do poszukiwania nowych możliwości zagospodarowania nadwyżek gazu w portfelu. W przeciwnym razie wystąpić może konieczność zapłaty za nieodebrany gaz (wynikająca z klauzuli *take or pay*) lub też realizacji sprzedaży nadwyżek z tzw. ujemną marżą.

9 grudnia 2014 roku PGNiG S.A. i Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) zawarły porozumienie dodatkowe do umowy sprzedaży skroplonego gazu ziemnego (LNG) z dnia 29 czerwca 2009 roku. Porozumienie eliminuje ryzyko zapłaty przez PGNiG S.A. kary za nieodebrane ilości gazu LNG zgodnie z klauzulą kontraktową *take or pay* w 2015 roku.

Równolegle występuje ryzyko, że przy obecnych warunkach kontraktowych oraz rynkowych taryfy ustalane przez Prezesa URE nie pokryją średnioważonych kosztów pozyskania gazu przez PGNiG S.A.

Zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego

W okresie od września do grudnia 2014 roku dostawca OOO „Gazprom Eksport” dostarczał mniejsze ilości gazu ziemnego w stosunku do zamówień składanych przez PGNiG S.A. W celu pokrycia zapotrzebowania odbiorców na gaz oraz kontynuacji zatłaczania gazu do podziemnych magazynów gazu, brakujące wolumeny Spółka sprowadzała z kierunku zachodniego (Mallnow, Lasów) i południowego (Cieszyn). Ponadto pod koniec października Spółka rozpoczęła odbiór gazu z podziemnych magazynów gazu w ramach dostępnych pojemności handlowych. W związku z utrzymującą się, niestabilną sytuacją na Ukrainie istnieje ryzyko wystąpienia dalszych ograniczeń w dostawach gazu ziemnego.

Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy określa poziom maksymalnego udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku. W latach 2015-2018 poziom ten nie może być wyższy niż 59%.

W poprzednich latach Prezes URE wszczął postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG S.A. za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy w latach 2007, 2008, 2009, 2010 i 2011. Pismem z dnia 28 kwietnia 2014 roku Prezes URE zawiadomił PGNiG S.A. o wszczęciu postępowania administracyjnego w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG S.A. za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy w 2012 roku.

Brak zmian w powyższym rozporządzeniu powoduje, że do momentu rozpoczęcia dostaw gazu z innych kierunków (m.in. przez terminal LNG) Prezes URE będzie mógł nakładać na Spółkę kary pieniężne za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji. Za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach 2007-2008 Prezes URE wymierzył Spółce karę pieniężną w wysokości 2.000.000 zł. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów obniżył karę do 1.500.000 zł. Wskutek apelacji PGNiG S.A. Sąd Apelacyjny w Warszawie, wyrokiem z dnia 14 stycznia 2015 roku, obniżył nałożoną karę pieniężną do kwoty 500.000 zł. 30 stycznia 2015 roku Spółka dokonała zapłaty kary. Po otrzymaniu pisemnego uzasadnienia wyroku Sądu Apelacyjnego, PGNiG S.A. rozważy zasadność wniesienia skargi kasacyjnej.

Rozdział VII: Pozostała działalność

Jednostką organizacyjną PGNiG S.A. zakwalifikowaną do segmentu pozostała działalność jest Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze, który zajmuje się świadczeniem usług zapewniających poprawność i wiarygodność pomiarów jakości i ilości gazu ziemnego. Oddział przeprowadza również wzorcowania, legalizacje, oceny zgodności i badania urządzeń i systemów pomiarowych stosowanych w gazownictwie, w tym m.in. badania nowych typów urządzeń pomiarowych i analitycznych. Ponadto Oddział świadczy usługi w zakresie szkoleń zawodowych, doradztwa, opiniowania i ekspertyz, a także przeprowadza walidacje i nadzór pomiarowy nad terenowymi laboratoriami kontroli jakości gazów ziemnych.

W 2014 roku Oddział przede wszystkim prowadził:

- kontrole metrologiczne systemów pomiarowych na gazociągu tranzytowym Jamał – Europa (odcinek polski)
- kontrole metrologiczne systemów pomiarowych na stacjach rozliczeniowych odbiorców przemysłowych (na 28 obiektach, w tym pierwsze sprawdzenie stacji regazyfikacji LNG)
- weryfikację i ocenę systemów pomiarowych gazów ziemnych na potrzeby oceny emisji CO₂ dużych emitentów przemysłowych
- nadzór pomiarowy nad systemami procesowych analizatorów do oceny jakości gazów ziemnych na sieciach przesyłowych, dystrybucyjnych, obiektach kopalnianych i magazynach
- walidację i nadzór pomiarowy nad terenowymi laboratoriami kontroli jakości gazów ziemnych
- badania możliwości wykorzystania gazomierzy ultradźwiękowych, w tym gazomierzy typu *clamp-on* (etap II)
- badania optymalizacji parametrów pracy układów do pomiarów temperatury gazu w gazociągach
- przygotowanie procedur analitycznych i doradztwo techniczne, głównie w zakresie kontroli jakości i pomiarów LNG (w ramach prac przygotowawczych do odbioru LNG z terminalu morskiego w Świnoujściu)
- opracowanie metodyki i analizy LNG transportowanego cysternami samochodowymi.

Ponadto w 2014 roku Oddział kontynuował prace realizowane w ramach konsorcjum budującym laboratorium wzorcowania gazomierzy na wysokim ciśnieniu – inwestycji realizowanej przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. Oddział w ramach konsorcjum odpowiedzialny był za przygotowanie dokumentacji systemu zarządzania jakością laboratorium. W 2014 roku Oddział poszerzył również zakres szkoleń zawodowych o pomiary i analitykę LNG i uzyskał prawo do przeprowadzania egzaminów i nadawania uprawnień zawodowych. Podstawowymi nabywcami usług Oddziału były spółki GK PGNiG, w tym Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., oraz „EUROPOL GAZ” S.A. i OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Planowane działania

Oddział zamierza kontynuować prace przy organizacji i prowadzeniu szkoleń branżowych m.in. z zakresu uprawnień energetycznych, budowy i eksploatacji sieci gazowych, weryfikacji uprawnień do budowy sieci gazowych, BHP i przeciwpożarowych, pomiarów i analityki LNG oraz ochrony środowiska (w ramach pomiarów ilości i jakości gazu ziemnego i pobierania próbek). Ponadto Oddział przewiduje zakończenie w I połowie 2015 roku badań optymalizacji parametrów pracy układów do pomiarów temperatury gazu w gazociągach. W przyszłości Oddział planuje utrzymać pozycję wiodącego laboratorium badawczego i punktu legalizacyjnego w zakresie kontroli metrologicznej urządzeń i systemów pomiarowych stosowanych w gazownictwie. Oddział zamierza również utrzymać dotychczasową pozycję wiodącego laboratorium w zakresie kontroli jakości gazów ziemnych wszystkich rodzajów i form, w tym LNG i CNG oraz biogazu, oceny układów pomiarowych i analizatorów procesowych wykorzystywanych do szacowania m.in. wielkości emisji CO₂, prowadzenia rozliczeń paliw gazowych w jednostkach energii oraz nadzoru pomiarowego nad terenowymi laboratoriami analitycznymi.

Rozdział VIII: Inwestycje

W 2014 roku nakłady inwestycyjne PGNiG S.A. na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne i prawne wyniosły 1.176 mln zł i były niższe od nakładów poniesionych w 2013 roku o ok.26%. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności PGNiG S.A. przedstawia tabela.

Nakłady inwestycyjne (w mln zł)

	2014	2013
Poszukiwanie i wydobywanie	846	1 020
Obrót i magazynowanie	330	465
Pozostała działalność	0	0
Razem	1 176	1 485

Poniżej zostały przedstawione najistotniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne, które były realizowane w PGNiG S.A. w 2014 roku.

Poszukiwanie i wydobywanie

Nakłady PGNiG S.A. w obszarze poszukiwania złóż wyniosły 451 mln zł. Zostały one poniesione głównie na badania geofizyczne, 6 odwiertów pozytywnych i na odwierty, których realizacja nie została zakończona.

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

- zakończenie zagospodarowania złóż gazu ziemnego Lisewo i Komorze
- zakończenie zagospodarowania odwiertu na złożu Radlin
- zakończenie zagospodarowania odwiertu Maćkowice-3K
- zakończenie wiercenia i rozpoczęcie zagospodarowania odwiertu na złożu Daszewo
- wiercenie i zagospodarowanie odwiertów na złożu Brońsko
- wiercenie i zagospodarowanie odwiertów na złożu Przemyśl
- zagospodarowanie odwiertu Książpol-19.

Obrót i magazynowanie

Nakłady inwestycyjne segmentu obrót i magazynowanie wyniosły 330 mln zł. Do najważniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych w 2014 roku należała budowa i rozbudowa podziemnych magazynów gazu, w tym:

- PMG Wierzchowice – usuwano usterki w części elektroenergetycznej (turboekspandera)
- KPMG Kosakowo – w grudniu 2014 roku dokonano odbioru końcowego kolejnych dwóch komór (K-2 i K-3) oraz rozpoczęto ich napełnianie gazem; ponadto kontynuowano budowę komory K-5 i zakończono wiercenie następnych 5 otworów pod budowę nowych komór
- KPMG Mogilno – rozpoczęto pierwsze napełnianie gazem komory Z-15 i pierwsze tłoczenie gazu do komory Z-17 oraz kontynuowano budowę komory Z-16
- PMG Husów – w grudniu 2014 roku zakończono rozbudowę magazynu do pojemności 500 mln m³, dokonano odbioru końcowego i rozpoczęto napełnianie gazem; łączne nakłady na projekt wyniosły ok. 64 mln zł.

2 kwietnia 2014 roku PGNiG S.A. odstąpiła od umowy z konsorcjum (w składzie: PBG S.A. w upadłości układowej, Tecnimont S.p.A., Societe Francaise d'Etudes et de Realisations d'Equipements Gaziers „SOFREGAZ”, Plynostav Pardubice Holding A.S., Plynostav – Regulace Plynu A.S. w upadłości organizacyjnej) realizującym inwestycję budowy PMG Wierzchowice. Odstąpienie od umowy spowodowane zostało nieprawidłowym i sprzecznym z umową wykonywaniem inwestycji, zwłoką w wykonywaniu robót przekraczającą harmonogram o 30 dni roboczych oraz nieusunięciem tej zwłoki mimo wyznaczenia dodatkowego terminu. Prace w części elektroenergetycznej (turboekspandera) w PMG Wierzchowice zostaną dokończone przez PGNiG Technologie S.A.

W 2014 roku PGNiG S.A. zakończyła realizację projektu pn. „Zasilanie miejscowości Ełk i Olecko w paliwo gazowe grupy E przy zastosowaniu LNG”. Inwestycja była kolejnym etapem projektu przestawienia na gaz wysokometanowy miejscowości Pisz, Ełk, Suwałki i Olecko (projekt PESO). Projekt obejmował budowę stacji regazyfikacji LNG i stacji redukcyjno-pomiarowych dwustopniowych z nawalniałniami w miejscowościach Ełk i Olecko oraz przestawienie odbiorców na gaz wysokometanowy w powyższych miejscowościach. Łączne nakłady na projekt wyniosły 11,9 mln zł.

Rozdział IX: 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. Przez 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 2014 roku zlikwidowano 45 odwiertów i 34 kopanki.

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W 2014 roku w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (SHUE) uczestniczyły instalacje oddziałów PGNiG S.A. w Odolanowie i w Zielonej Górze oraz instalacje gazu KPMG Mogilno, KRNiGZ LMG, PMG Wierzchowice i KPMG Kosakowo. W 2014 roku emisja CO₂ z powyższych instalacji wyniosła 146.589 Mg. W 2014 roku PGNiG S.A. przeprowadziła weryfikację rocznych raportów emisji CO₂ za rok 2013. Emisja CO₂ z instalacji uczestniczących w systemie w 2013 roku wyniosła 84.961 Mg. Po zbilansowaniu wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami i umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2013 roku wykazano niedobór 23.836 Mg CO₂ wolnych jednostek emisji. Brakującą ilość uprawnień do emisji CO₂ pokryto z rezerwy uprawnień zgromadzonych na rachunkach instalacji należących do PGNiG S.A. (niewykorzystany darmowy przydział z lat ubiegłych) oraz z zakupu na giełdzie *ICE Futures Europe (Intercontinental Exchange Futures Europe)*. W obecnym okresie rozliczeniowym (lata 2013-2020) przydziały darmowych uprawnień do emisji CO₂ tylko w części pokrywają rzeczywistą emisję. Przydziały te z roku na rok będą systematycznie maleć, aż do zerowych w roku 2027.

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 2014 zakończono prace rekultywacyjne metodą biologiczną *in-situ* na nieruchomości położonej w Warszawie, gdzie z wykorzystaniem biopreparatu opracowanego na zlecenie Spółki z autochtonicznych mikroorganizmów, osiągnięto w okresie dwóch lat wyczyszczenie gruntu do standardów dla obszarów o charakterze usługowo-przemysłowym. Ponadto Spółka prowadziła badania monitoringowe stanu środowiska gruntowo-wodnego zrekultywowanego składowiska odpadów i nieruchomości w Zabrze.

REACH i CLP

W 2014 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*). Spółka opracowała również zapisy do umów na serwisy szczelinowania hydraulicznego, płuczkowy i cementacyjny w zakresie stosowania substancji i mieszanin chemicznych, które umożliwią kontrolę zagrożeń oraz będą ujmowały wszystkie obowiązki wynikające z prawa unijnego i krajowego. Ponadto, na zlecenie Organizacji Polskiego Przemysłu Poszukiwawczo-Wydobywczego, Spółka sporządziła wykaz substancji i mieszanin, które były dotychczas wykorzystywane w procesach szczelinowania.

Rozdział X: Pozostałe informacje

Podział zysku za rok 2013

15 maja 2014 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło decyzję o podziale zysku netto za 2013 rok w wysokości 1.688,6 mln zł. Zysk został podzielony w następujący sposób:

- kwotę 797,0 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki
- kwotę 885,0 mln zł przeznaczono na wypłatę dywidendy (co oznacza, że na jedną akcję przypada 0,15 zł)
- kwotę 6,6 mln zł przeznaczono na pokrycie skumulowanej straty przejętej przez PGNiG S.A. w wyniku połączenia ze spółką PGNiG Energia S.A.

Jednocześnie Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. ustaliło dzień dywidendy na 14 sierpnia 2014 roku oraz termin wypłaty dywidendy na 4 września 2014 roku.

Udzielenie absolutorium

15 maja 2014 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 2013.

Umowa podatkowej grupy kapitałowej PGNiG

24 lutego 2014 roku zarejestrowano podatkową grupę kapitałową PGNiG dla potrzeb rozliczania podatku dochodowego od osób prawnych, która rozpoczęła działalność z dniem 1 kwietnia 2014 roku. W skład podatkowej grupy kapitałowej PGNiG wchodzi następujące spółki: PGNiG S.A., PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., PGNiG TERMIKA SA, Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o., PGNiG SPV 5 Sp. z o.o., PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. oraz PGNiG SPV 7 Sp. z o.o. Umowa podatkowej grupy kapitałowej PGNiG obejmuje trzy kolejne lata podatkowe, tj.:

- od 1 kwietnia 2014 roku do 31 grudnia 2014 roku
- od 1 stycznia 2015 roku do 31 grudnia 2015 roku
- od 1 stycznia 2016 roku do 31 grudnia 2016 roku.

Pozostałe podmioty Grupy Kapitałowej PGNiG są oddzielnymi podatnikami podatku dochodowego od osób prawnych.

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 ukształtowania 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. Sąd Okręgowy w Warszawie wyrokiem z dnia 12 maja 2014 roku oddalił odwołanie PGNiG S.A. 4 czerwca 2014 roku PGNiG S.A. złożyła apelację do Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Do dnia

sporządzenia sprawozdania Sąd Apelacyjny w Warszawie nie zawiadomił PGNiG S.A. o wyznaczeniu terminu rozprawy.

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. dobrowolnie zobowiązała się do zmiany powyższych wzorców umownych w zakresie kwestionowanych postanowień. Prezes UOKiK decyzją z dnia 28 czerwca 2013 roku odstąpił od nałożenia na PGNiG S.A. kary finansowej i zobowiązał Spółkę do realizacji złożonego zobowiązania. 29 lipca 2014 roku PGNiG S.A. poinformowała Prezesa UOKiK o wykonaniu w pełnym zakresie zobowiązania wynikającego z powyższej decyzji.

3 kwietnia 2013 roku Prezes 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 ukształtowania się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji przez:

- 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 zakupowanego paliwa gazowego przeznaczonego przez nich do dalszej odsprzedaży
- nieprzyznanie odbiorcom hurtowym prawa do częściowej zmiany sprzedawcy.

W trakcie postępowania PGNiG S.A. dobrowolnie zobowiązała się do zmiany określonych postanowień umownych w umowach z odbiorcami niebędącymi gospodarstwami domowymi. Prezes UOKiK decyzją z dnia 31 grudnia 2013 roku odstąpił od nałożenia na PGNiG S.A. kary finansowej i zobowiązał Spółkę do realizacji złożonego zobowiązania. PGNiG S.A. w terminach przewidzianych decyzją zobowiązującą Prezesa UOKiK wykonała obowiązki przewidziane przedmiotową decyzją. 1 sierpnia 2014 roku PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. przejęła dotychczasową działalność PGNiG S.A. w obszarze obrotu detalicznego gazem, tym samym weszła we wszelkie prawa i obowiązki wynikające z decyzji wydanych przez Prezesa UOKiK na podstawie Ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów w zakresie umów, których spółka stała się stroną. PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. jest w trakcie wykonywania zobowiązania, w części przypadającej na jej zakres działania, wynikającego z decyzji Prezesa UOKiK z dnia 31 grudnia 2013 roku.

17 października 2014 roku Prezes UOKiK wszczął postępowanie administracyjne w sprawie nałożenia na PGNiG S.A. i PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. kary pieniężnej, o której mowa w art.107 ustawy z dnia 16 lutego 2007 roku o ochronie konkurencji i konsumentów (tekst jednolity, Dz. U. z 2015 roku, poz. 184), w związku z podejrzeniem pozostawania w zwłoce w wykonaniu punktu I).4 sentencji decyzji Prezesa UOKiK z dnia 31 grudnia 2013 roku. Tego samego dnia PGNiG S.A. i PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. otrzymały wezwanie do przedstawienia stanowiska w sprawie w ciągu 21 dni. W odpowiedzi na wezwanie, PGNiG S.A. i PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. przedstawiły uzasadnienie podjętych działań oraz stanowisko, że działania te stanowią prawidłowe wykonanie punktu I).4 sentencji decyzji Prezesa UOKiK z dnia 31 grudnia 2013 roku. Do dnia sporządzenia sprawozdania Prezes UOKiK nie wydał jakiegokolwiek rozstrzygnięcia w sprawie.

Spór zbiorowy z pracodawcą

21 października 2014 roku zawarte zostało porozumienie kończące spór zbiorowy pomiędzy zakładowymi organizacjami związkowymi działającymi w PGNiG S.A. a Zarządem PGNiG S.A. Spór zbiorowy został wszczęty 9 lipca 2014 roku w wyniku nieuwzględnienia przez Zarząd PGNiG S.A. żądań strony związkowej w zakresie przyjęcia wskaźnika przyrostu wynagrodzeń w 2014 roku na poziomie 5,59% w skali roku, wzrostu wartości bonów do poziomu 2.000 zł i wycofania wypowiedzeń porozumień z 27 marca i 24 czerwca 2013 roku zawartych w sprawie premii rocznej.

W osiągniętym porozumieniu strony postanowiły m.in. zrezygnować z przyrostu wynagrodzeń w 2014 roku, ograniczyć wartość bonów w 2014 roku do 1.500 zł i uznać za skuteczne wypowiedzenie porozumień z 27 marca i 24 czerwca 2013 roku zawartych w sprawie premii rocznej.

Postępowania w sprawach o wartości co najmniej 10% kapitałów własnych

W 2014 roku PGNiG S.A. ani spółki od niej zależne nie prowadziły postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, w sprawie zobowiązań lub wierzytelności, których wartość (jednego postępowania, dwu lub więcej łącznie) stanowiłaby odpowiednio co najmniej 10 % kapitałów własnych Spółki.

Rozdział XI: Sytuacja finansowa

1. Wyniki finansowe w 2014 roku

Sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. za 2014 rok weryfikuje spółka PKF Consult Sp. z o.o. Umowa z audytorem została podpisana na okres trzech lat (lata 2013-2015) w dniu 5 lutego 2013 roku. Szczegółowe dane odnoszące się do wynagrodzenia audytora zostały opisane w Jednostkowym sprawozdaniu finansowym PGNiG S.A. za rok zakończony 31 grudnia 2014 roku (Nota 37.5).

1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe

Jednostkowe sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. za rok zakończony 31 grudnia 2014 roku zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską na dzień 31 grudnia 2014 roku. Zasady rachunkowości zastosowane przy sporządzaniu sprawozdania zostały ujęte w Jednostkowym sprawozdaniu finansowym PGNiG S.A. za rok zakończony 31 grudnia 2014 roku (Nota 2).

W 2014 roku zysk netto PGNiG S.A. wyniósł 1.895 mln zł i był o 207 mln zł wyższy od wyniku netto osiągniętego w roku ubiegłym.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej PGNiG S.A. w 2014 roku w porównaniu do danych za 2013 rok zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej sprawozdaniach sporządzonych zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej:

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

Jednostkowe sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł

AKTYWA	31 grudnia 2014	31 grudnia 2013	1 stycznia 2013
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem	27 387	26 946	27 770
Rzeczowe aktywa trwałe	13 520	13 775	14 094
Nieruchomości inwestycyjne	1	1	2
Wartości niematerialne	254	282	204
Udziały i akcje	8 611	7 796	7 246
Inne aktywa finansowe	4 403	4 668	5 780
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	469	380	397
Pozostałe aktywa trwałe	129	44	47
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem	7 969	8 478	8 875
Zapasy	2 506	2 707	2 427
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	1 307	3 368	4 684
Należności z tytułu podatku bieżącego	-	-	24
Pozostałe aktywa	20	18	18
Aktywa finansowe krótkoterminowe	1 805	327	501
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	388	307	105
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 942	1 683	1 043
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	1	68	73
Aktywa razem	35 356	35 424	36 645

Jednostkowe sprawozdanie z sytuacji finansowej w mln zł – cd.

ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY	31 grudnia 2014	31 grudnia 2013	1 stycznia 2013
Kapitał własny razem	23 780	22 969	21 962
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900	5 900	5 900
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740	1 740	1 740
Skumulowane inne całkowite dochody	(185)	14	(66)
Zyski zatrzymane	16 325	15 315	14 388
Zobowiązania długoterminowe razem	7 385	7 023	7 287
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	4 498	4 432	4 390
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	134	154	89
Rezerwy	1 414	1 156	1 576
Przychody przyszłych okresów	690	621	559
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	580	609	632
Inne zobowiązania długoterminowe	69	51	41
Zobowiązania krótkoterminowe razem	4 191	5 432	7 396
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	2 414	2 888	2 774
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	656	1 691	3 879
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	423	123	393
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	181	175	-
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	43	117	191
Rezerwy	472	434	154
Przychody przyszłych okresów	2	4	5
Zobowiązania razem	11 576	12 455	14 683
Zobowiązania i kapitał własny razem	35 356	35 424	36 645

Jednostkowy rachunek zysków i strat (mln zł)

	2014	2013
Przychody ze sprzedaży	23 738	27 110
Koszty operacyjne razem	(22 105)	(24 977)
Zużycie surowców i materiałów	(15 101)	(16 985)
Świadczenia pracownicze	(750)	(970)
Amortyzacja	(722)	(731)
Usługi obce	(4 156)	(5 665)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	10	11
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(1 386)	(637)
Zysk z działalności operacyjnej	1 633	2 133
Przychody finansowe	966	1 020
Koszty finansowe	(377)	(1 040)
Zysk przed opodatkowaniem	2 222	2 113
Podatek dochodowy	(327)	(425)
Zysk netto	1 895	1 688

Jednostkowe sprawozdanie z przepływów pieniężnych (mln zł)

	2014	2013
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	3 982	4 319
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(1 845)	(413)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(2 149)	(3 264)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	-12	642
Różnice kursowe netto	1	(2)
Wpływy/wydatki z tytułu <i>cash pooling</i>	268	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	1 685	1 043
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	1 673	1 685
w tym środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	451	476

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	2014	2013
EBIT w mln zł zysk operacyjny	1 633	2 133
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	2 355	2 864
ROE zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	8,0%	7,3%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	8,0%	6,2%
ROA zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	5,4%	4,8%

Płynność

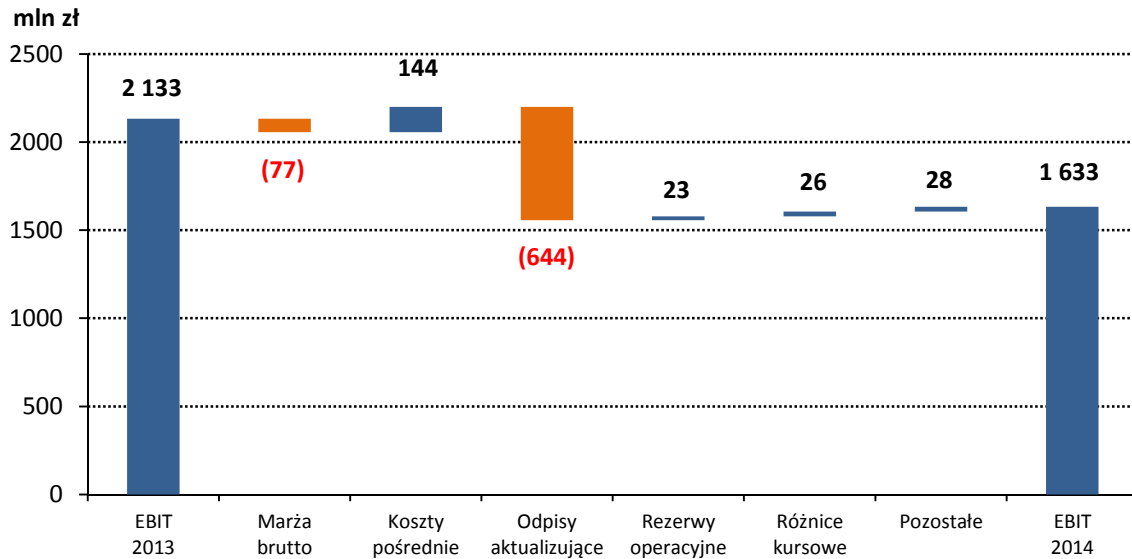
	31 grudnia 2014	31 grudnia 2013
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	2,2	1,7
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,5	1,2

Zadłużenie

	31 grudnia 2014	31 grudnia 2013
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy zobowiązań i kapitału własnego	32,7%	35,2%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego	48,7%	54,2%

1.2. Omówienie sytuacji finansowej

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego PGNiG S.A. odnotowała spadek zysku z działalności operacyjnej (EBIT) o 500 mln zł. Zmiany w EBIT pomiędzy latami 2013-2014 zostały zaprezentowane na poniższym wykresie.



Spadek marży brutto (różnica pomiędzy przychodami ze sprzedaży a kosztami bezpośrednimi) na sprzedaży produktów i usług o 77 mln zł nastąpił w wyniku obniżenia się średnich cen sprzedaży gazu wysokometanowego, ropy naftowej i helu. Spadek średnich cen sprzedaży gazu wysokometanowego spowodowany został głównie przez przeniesienie w drugiej połowie 2014 roku z PGNiG S.A. do PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. działalności związanej ze sprzedażą detaliczną i w konsekwencji wzrost wolumenu transakcji na Towarowej Giełdzie Energii. Jednocześnie niższe notowania gazu na giełdzie *TTF (Title Transfer Facility)* i ropy naftowej (Brent) obniżyły jednostkowe koszty pozyskania paliwa gazowego, jednak nie na tyle aby zniwelować efekt spadku cen sprzedaży. Spadek średnich cen sprzedaży gazu nastąpił pomimo wprowadzenia od stycznia 2014 roku nowej „Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 6/2014 PGNiG S.A.”. Taryfa ta uwzględnia nowy model rynku gazu w Polsce, ale istotny wpływ na wynik na sprzedaży gazu wysokometanowego miała ona tylko w pierwszej połowie 2014 roku. Natomiast ceny sprzedaży ropy naftowej i helu korelowały z poziomem notowań produktów ropopochodnych. Postępujący spadek notowań ropy naftowej Brent (szczególnie widoczny w ostatnim kwartale 2014 roku) wpłynął negatywnie na przychody ze sprzedaży ropy naftowej. Osłabienie złotówki zahamowało w pewnym stopniu wpływ tego procesu na przychody realizowane w walucie obcej. Marża na sprzedaży pozostałych produktów w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego utrzymywała się na zbliżonym poziomie.

Koszty pośrednie spadły o 144 mln zł. Spadek ten jest wynikiem przeniesienia w drugiej połowie 2014 roku z PGNiG S.A. do PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. działalności związanej ze sprzedażą detaliczną.

Główną przyczyną spadku zysku na działalności operacyjnej (EBIT) było zawiązanie odpisów aktualizujących w kwocie 644 mln zł wartości następujących aktywów:

- środków trwałych związanych z wydobyciem węgłowodorów
- środków trwałych w budowie związanych z poszukiwaniem i oceną zasobów
- zapasów gazu wysokometanowego (wskutek utraty kaloryczności gazu w PMG Wierzchowice i wyceny rynkowej zapasów gazu wysokometanowego w oparciu o prognozowane ceny sprzedaży).

Pomimo dokonanych odpisów działalność wydobywcza w dalszym ciągu zapewniała Spółce stabilną pozycję finansową.

Wynik na działalności finansowej w relacji do 2013 roku wzrósł o 609 mln zł w rezultacie otrzymania wyższych o 185 mln zł dywidend od spółek zależnych, obniżenia strat z tytułu różnic kursowych o 244 mln oraz dokonania odpisów aktualizujących aktywa finansowe niższych o 368 mln zł.

Sytuacja finansowa Spółki odzwierciedlona została w podstawowych wskaźnikach charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej. Rentowność kapitałów własnych (ROE) wzrosła z 7,3% do 8%, rentowność aktywów ogółem (ROA) wyniosła 5,4% wobec 4,8% w 2013 roku, natomiast rentowność sprzedaży netto na wzrosła z poziomu 6,2% do 8%.

Sprawozdanie z sytuacji finansowej

Jednostkowe sprawozdanie z sytuacji finansowej na dzień 31 grudnia 2014 roku wykazuje sumę bilansową w wysokości 35.356 mln zł, która jest niższa od wartości według stanu na koniec grudnia 2013 roku o 68 mln zł.

Aktywa

Największą pozycję aktywów Spółki stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec grudnia 2014 roku wyniósł 13.520 mln zł i był o 255 mln zł (2%) niższy od stanu na dzień 31 grudnia 2013 roku. Na spadek wartości rzeczowych aktywów trwałych wpłynęło przede wszystkim zawiązanie odpisów aktualizujących na majątku wydobywczym oraz na aktywach związanych z działalnością poszukiwawczą.

Kolejną znaczącą pozycję bilansu stanowią udziały i akcje, których wartość na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniosła 8.611 mln zł i była wyższa od wartości na koniec 2013 roku o 815 mln zł (10%). Wzrost ten spowodowany został głównie wydzieleniem ze struktur PGNiG S.A. spółki PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. i objęcie w niej udziałów w wysokości wniesionego aportu.

Wartość innych aktywów finansowych wyniosła 4.403 mln zł i była niższa od wartości według stanu na dzień 31 grudnia 2013 roku o 265 mln zł (6%). Spadek ten nastąpił w efekcie reklasyfikacji części krótkoterminowej pożyczek do pozycji aktywa finansowe krótkoterminowe.

Aktywa obrotowe Spółki na dzień 31 grudnia 2014 roku kształtowały się na poziomie 7.969 mln zł, co oznacza spadek w relacji do stanu na koniec 2013 roku o 509 mln zł (6%).

W relacji do 31 grudnia 2013 roku Spółka odnotowała spadek wartości zapasów o 201 mln zł (7%). Wykazane w bilansie zapasy stanowi przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach. Wolumen zmagazynowanego surowca był w relacji do 2013 roku niższy o 37 mln m³. Równolegle nastąpił wzrost wartości odpisów aktualizujących o 69 mln zł.

Wartość należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności w porównaniu do końca 2013 roku spadła o 2.061 mln zł (61%). Zmiana ta jest konsekwencją przeniesienia z PGNiG S.A. do PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. działalności związanej ze sprzedażą detaliczną.

Wartość aktywów finansowych krótkoterminowych wyniosła 1.805 mln zł i była wyższa od wartości na dzień 31 grudnia 2013 roku o 1.478 mln zł. Wzrost ten nastąpił w wyniku reklasyfikacji pożyczek z pozycji długoterminowej, udzielenia nowych pożyczek spółkom GK PGNiG oraz objęcia obligacji wyemitowanych przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wyniósł 1.942 mln zł i był wyższy o 259 mln zł (15%) od stanu na koniec 2013 roku zapewniając Spółce doskonałą płynność finansową.

Poziom i struktura majątku obrotowego zapewniała Spółce całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań. Wskaźnik bieżącej płynności przyjął wartość 2,2 wobec poziomu 1,7 z końca grudnia 2013 roku, natomiast wskaźnik szybki bieżącej płynności wzrósł z poziomu 1,2 do 1,5.

Kapitał własny i zobowiązania

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Spółki jest kapitał własny, którego wartość w relacji do 31 grudnia 2013 roku wzrosła o 811 mln zł (4%). Na zmianę kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim wypracowany w 2014 roku zysk netto oraz wypłacona za rok 2013 dywidenda w wysokości 885 mln zł.

Stan zobowiązań długoterminowych na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniósł 7.385 mln zł i był wyższy od poziomu z końca grudnia 2013 roku o 362 mln zł (5%). Wzrost ten wynika przede wszystkim ze zmiany stanu rezerw na koszty likwidacji odwiertów eksploatacyjnych.

W porównaniu do końca 2013 roku nastąpił znaczny spadek zobowiązań krótkoterminowych. Spadek ten wyniósł 1.241 mln zł (23%) i był głównie efektem wykupu krótkoterminowych obligacji oraz, jak to miało miejsce w aktywach, na skutek wydzielenia ze struktury PGNiG S.A. działalności związanej ze sprzedażą detaliczną.

Poziom zadłużenia Spółki uległ zmniejszeniu co wpłynęło pozytywnie na wskaźniki opisujące relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów. Wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem obniżył się z 54,2% do 48,7%, natomiast wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, spadł z poziomu 35,2% do 32,7%.

Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych

W 2015 roku PGNiG S.A. zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną ze szczególnym uwzględnieniem poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej w kraju i za granicą, w tym poszukiwania złóż niekonwencjonalnych oraz infrastruktury magazynowej. PGNiG S.A. zamierza finansować inwestycje zarówno ze środków własnych jak i pozyskanych ze źródeł zewnętrznych (np. emisji obligacji i euroobligacji).

Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

W 2014 roku PGNiG S.A. oraz spółki od niej zależne nie zawierały żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż rynkowe.

Objaśnienie różnic pomiędzy wynikami finansowymi a prognozami wyników na dany rok

Prognozy finansowe PGNiG S.A. na 2014 rok nie były publikowane.

2. Zarządzanie finansowe

W 2014 roku PGNiG S.A. zwiększyła poziom dostępnych źródeł finansowania zewnętrznego o kolejny program emisji obligacji krajowych. W 2014 roku PGNiG S.A. mogła emitować obligacje w ramach następujących programów:

- programu emisji obligacji z 10 czerwca 2010 roku (zmienionego aneksami w 2011 i 2014 roku)
- programu emisji obligacji z 22 maja 2012 roku
- programu emisji obligacji z 2 października 2014 roku
- programu emisji obligacji z 1 grudnia 2010 roku (zmienionego aneksami w 2011 i 2014 roku) skierowanego do spółek GK PGNiG.

8 sierpnia 2014 roku został podpisany aneks do umowy programu emisji obligacji z dnia 10 czerwca 2010 roku (zmienionej dwoma aneksami w 2011 roku). Na mocy aneksu m.in. rozwiązano umowę z Nordea Bank Polska S.A. i wydłużono okres obowiązywania umowy z 31 lipca 2015 roku do

31 lipca 2020 roku, tj. do dnia ostatecznego terminu wykupu obligacji. Program ten umożliwi PGNiG S.A. emisję obligacji dyskontowych i kuponowych z terminem zapadalności od jednego miesiąca do jednego roku do kwoty 7 mld zł. Łączna wartość nominalna wyemitowanych w 2014 roku obligacji wyniosła 1,9 mld zł. Na dzień 31 grudnia 2014 roku PGNiG S.A. nie wykazuje zadłużenia z tytułu tego programu.

W ramach programu emisji obligacji z 22 maja 2012 roku PGNiG S.A. może emitować (w ofercie niepublicznej) obligacje z terminem zapadalności do 10 lat o oprocentowaniu stałym lub zmiennym do kwoty 4,5 mld zł. W 2014 roku Spółka nie emitowała powyższych obligacji. Na dzień 31 grudnia 2014 roku zadłużenie z tytułu emisji zrealizowanych w latach ubiegłych wyniosło 2,5 mld zł.

2 października 2014 roku PGNiG S.A. podpisała umowę w sprawie ustanowienia programu emisji obligacji do kwoty 1 mld zł z Bankiem Gospodarstwa Krajowego. W ramach programu, obowiązującego do 30 września 2024 roku, PGNiG S.A. może emitować obligacje dyskontowe z terminem zapadalności od jednego roku do czterech lat. Zgodnie z zapisami umowy pozyskane środki z emisji mogą być przeznaczone wyłącznie na działalność inwestycyjną związaną m.in. z utrzymaniem zdolności wydobywczych, dywersyfikacją źródeł dostaw gazu, poszukiwaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, budową sektora energetycznego oraz z rozpoczętymi projektami z zakresu budowy infrastruktury magazynowej gazu ziemnego. W 2014 roku PGNiG S.A. nie przeprowadziła emisji tych obligacji.

Środki z emisji obligacji PGNiG S.A. przeznaczyła na finansowanie projektów inwestycyjnych w zakresie poszukiwania konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, zagospodarowania złóż, budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu i sieci dystrybucyjnej, w tym nowych przyłączy. PGNiG S.A. z pozyskanych funduszy finansowała również realizację projektów energetycznych i działalność operacyjną Spółki.

Ponadto w 2014 roku PGNiG S.A. kontynuowała program emisji krótkoterminowych obligacji dyskontowych skierowanych do spółek GK PGNiG na podstawie umowy z 1 grudnia 2010 roku (zmienionej aneksami w 2011 i 2014 roku). Aneksami z 6 maja 2014 roku przedłużono okres obowiązywania umowy do 6 maja 2019 roku oraz zwiększono kwotę programu z 1 mld zł do 3 mld zł. Dla PGNiG S.A. limit emitowanych obligacji pozostał w wysokości 1 mld zł, a pozostała kwota programu przeznaczona została dla spółek Grupy Kapitałowej. Program ten umożliwia przepływ środków pieniężnych pomiędzy spółkami wykazującymi nadpłynność finansową i usprawnia proces zarządzania płynnością w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG. W 2014 roku PGNiG S.A. i PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. wyemitowały obligacje na łączną wartość nominalną odpowiednio 3,3 mld zł i 1,0 mld zł. Na dzień 31 grudnia 2014 roku zadłużenie PGNiG S.A. z tytułu emisji powyższych obligacji wyniosło 475 mln zł, a PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. 1,0 mld zł.

Ocena zarządzania zasobami finansowymi

PGNiG S.A. dysponuje środkami finansowymi gwarantującymi terminową realizację bieżących i planowanych wydatków związanych z działalnością podstawową oraz inwestycyjną. Ewentualne ryzyko utraty płynności zminimalizowane jest przez programy emisji obligacji w ramach umów zawartych z bankami w 2014 roku i w latach ubiegłych. Ponadto Spółka posiada rezerwę w postaci umów kredytów odnawialnych w rachunkach bieżących (łącznie 370 mln zł), które pozwalają wyrównać dzienne wahania płynności.

30 września 2014 roku agencja ratingowa Moody's Investors Service obniżyła ocenę kredytową PGNiG S.A. z Baa2 na Baa3 z perspektywą stabilną. Głównym powodem obniżenia ratingu w opinii Moody's była zmiana profilu ryzyka prowadzonej działalności związanej ze wzrostem udziału segmentu poszukiwanie i wydobywanie oraz zagrożenia wynikające ze zmian na polskim rynku gazu ziemnego w kontekście zawartych przez Spółkę kontraktów w formule *take-or-pay*. Perspektywę ratingu agencja określiła, jako stabilną podkreślając silną pozycję finansową i płynnościową Spółki.

Równocześnie agencja ratingowa obniżyła tymczasowy rating średnioterminowego programu emisji obligacji PGNiG Finance AB z Baa2 do Baa3.

2.1. Inwestycje krótkoterminowe

W 2014 roku inwestycje kapitałowe PGNiG S.A. miały charakter krótkoterminowy z terminem zapadalności nieprzekraczającym 3 miesięcy. Spółka inwestowała w instrumenty finansowe o minimalnym ryzyku kredytowym, np. papiery dłużne Skarbu Państwa i lokaty w bankach komercyjnych o ratingu inwestycyjnym. Działania te były zgodne z przyjętą przez władze Spółki polityką dokonywania inwestycji finansowych oraz zapisami prospektu emisyjnego. Dodatkowo w ramach rozszerzonego wewnątrzgrupowego programu emisji obligacji, PGNiG S.A. może nabywać obligacje wyemitowane przez spółki Grupy Kapitałowej. Na dzień 31 grudnia 2014 roku PGNiG S.A. posiadała obligacje wyemitowane przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. o łącznej wartości nominalnej 1,0 mld zł.

2.2. Umowy kredytów i pożyczek

Umowy kredytów zawarte w 2014 roku

W 2014 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kredytów w rachunku bieżącym na kwotę 370 mln zł. Szczegółowe informacje o umowach kredytów zawartych przez Spółkę w 2014 roku zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Umowy kredytów zawartych przez PGNiG S.A.

Bank	Wartość zaciągniętego kredytu w mln zł	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
Bank Pekao S.A.	200	WIBOR 1M+0,00%	obrotowy	16.07.2017
Bank Handlowy w Warszawie SA	40	WIBOR 1M+0,30%	obrotowy	31.12.2015
mBank S.A.	40	WIBOR 1M+0,30%	obrotowy	04.09.2015
Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	40	WIBOR 1M+0,30%	obrotowy	31.08.2015
ING Bank Śląski S.A.	40	WIBOR 1M+0,40%	obrotowy	04.12.2015
Bank Pekao S.A.	10	WIBOR 1M+0,45%	obrotowy	22.07.2014

Umowy kredytów wypowiedziane w 2014 roku

W 2014 roku PGNiG S.A. nie wypowiedziała umów kredytowych.

Umowy pożyczek udzielone w 2014 roku

W 2014 roku PGNiG S.A. zawarła umowy pożyczek jedynie ze spółkami powiązаныmi na łączną kwotę 900 mln NOK i 447 mln zł. PGNiG S.A. udzieliła pożyczek na finansowanie zakupu udziałów w pakiecie czterech złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (w NOK) i na bieżącą działalność operacyjną, w tym głównie na rozliczenia związane z zakupem gazu oraz na spłatę zobowiązań przeterminowanych i przeprowadzenie procesów restrukturyzacji. Szczegółowe dane na temat udzielonych przez PGNiG S.A. pożyczek zaprezentowane zostały w poniższej tabeli.

Umowy pożyczek udzielonych przez PGNiG S.A.

Spółka	Wartość udzielonej pożyczki w mln	Waluta	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
PGNiG Upstream International AS	900	NOK	NIBOR 3M+2,25%	inwestycyjna	31.12.2015
PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	400	PLN	WIBOR 1M+1,80%	obrotowa	25.07.2016
PGNiG Technologie S.A.	47	PLN	WIBOR 1M+2,20%	obrotowa	31.01.2018

Umowy pożyczek otrzymane i wypowiedziane w 2014 roku

W 2014 roku PGNiG S.A. nie zaciągała pożyczek ani nie wypowiedzała umów pożyczek.

2.3. Gwarancje i poręczenia

Wartość udzielonych przez PGNiG S.A. w 2014 roku gwarancji i poręczeń wyniosła 263 mln zł. Złożyły się na nią:

- poręczenie kredytu zawartego przez PGNiG Sales&Trading GmbH w wysokości 149 mln
- poręczenie do umowy o limit gwarancyjny udzielony spółce powiązanej z PGNiG S.A. – Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. w wysokości 63 mln zł
- gwarancje wykonania umowy stanowiącej zabezpieczenie dostaw gazu przez PGNiG Sales&Trading GmbH łącznej wysokości w wysokości 51 mln zł.

Wartość otrzymanych przez PGNiG S.A. w 2014 roku gwarancji i poręczeń wyniosła 23 mln zł. Na tę wartość złożyły się 22 gwarancje, w tym 10 gwarancji należytego wykonania umowy na łączną kwotę 12 mln zł i 12 gwarancji przetargowych na łączną kwotę 11 mln zł.

2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym

Podstawowym celem polityki zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A. jest ograniczenie zmienności przepływów pieniężnych związanych z działalnością Spółki do akceptowalnych poziomów w krótkim i średnim horyzoncie czasowym oraz budowanie wartości firmy w długim okresie. W 2014 roku PGNiG S.A. prowadząc działalność gospodarczą narażona była na szereg ryzyk finansowych, a w szczególności na ryzyko rynkowe (ryzyko cen towarów, stóp procentowych i walutowe), ryzyko płynności oraz ryzyko kredytowe.

Ryzyko rynkowe

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

Ryzyka zmiany cen towarów i kursów walutowych, związane z transakcjami zakupu gazu są najistotniejszymi ryzykami, na które narażona jest Spółka. Spółka posiadała również transakcje związane z cenami energii elektrycznej, praw majątkowych i uprawnień do emisji CO₂.

W 2014 roku PGNiG S.A. wykorzystywała następujące instrumenty finansowe ograniczające ryzyko zmiany cen gazu:

- transakcje zakupu towarowej opcji azjatyckiej *call* z rozliczeniem europejskim
- struktury opcyjne towarowe (stanowiące złożenie dwóch opcji towarowych)
- transakcje *swap* towarowy.

W celu ograniczenia ryzyka kursowego Spółka w 2014 roku stosowała poniższe instrumenty finansowe:

- transakcje *forward*
- transakcje *forward* rozliczane do średniej z danego okresu
- transakcje *FX swap*
- transakcje zakupu europejskiej opcji walutowej *call*
- transakcje zakupu azjatyckiej opcji walutowej *call*.

Ponadto PGNiG S.A. stosowała instrumenty finansowe *CCIRS* (ograniczające ryzyko zmiany kursów walutowych i stóp procentowych) zabezpieczające wyemitowane euroobligacje i pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Upstream International AS oraz transakcje *IRS* zabezpieczające przed zmianami wartości godziwej pożyczki udzielonej PGNiG TERMIKA SA.

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

Ryzyko kredytowe

Ryzyko kredytowe, na które narażona jest PGNiG S.A. związane jest z możliwością niewywiązania się kontrahentów lub innych podmiotów ze zobowiązań wobec Spółki. W 2014 roku Spółka ograniczała ryzyko kredytowe poprzez inwestowanie wolnych środków pieniężnych w instrumenty o minimalnym ryzyku kredytowym (depozyty bankowe i obligacje Skarbu Państwa), zawieranie ramowych umów z kontrahentami (wyraźnie określając prawa i obowiązki stron) oraz dywersyfikację kontrahentów. Ponadto Spółka współpracowała z wiodącymi bankami komercyjnymi i przy wyborze partnerów finansowych, którym powierzała część swoich aktywów, kierowała się ich standingiem finansowym zweryfikowanym przez agencje ratingowe oraz ich udziałem w rynku.

Ryzyko zakłóceń przepływów pieniężnych

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

Ryzyko utraty płynności

W celu ograniczenia ryzyka utraty płynności finansowej Spółka posiada rezerwę w postaci umów kredytów odnawialnych w rachunkach bieżących (łącznie 370 mln zł). Ponadto PGNiG S.A. prognozowała przepływy pieniężne w ramach Spółki i Grupy Kapitałowej, szacowała stan oraz wartości aktywów możliwych do zbycia, utrzymywała aktywa finansowe o wysokim stopniu płynności i współpracowała z agencjami ratingowymi.

3. Przewidywana sytuacja finansowa

Na wyniki finansowe PGNiG S.A. istotny wpływ będą miały notowania cen ropy naftowej, gazu ziemnego i produktów ropopochodnych, sytuacja na rynkach walutowych, deregulacja rynku gazu w Polsce, a także cena sprzedaży gazu ziemnego na rynku regulowanym i giełdach towarowych.

Notowania cen ropy naftowej, produktów ropopochodnych oraz gazu odgrywają ważną rolę w kształtowaniu pozycji finansowej Spółki. Mają one bezpośredni wpływ na koszt pozyskania paliwa gazowego z kontraktów zagranicznych oraz ceny sprzedaży gazu i ropy naftowej na rynku krajowym. Natomiast *hedging* naturalny występujący w postaci sprzedaży ropy naftowej ma pozytywne oddziaływanie przy wzroście notowań cen węglowodorów. Po spadkach cen do poziomu prawie 40 USD za baryłkę na początku 2015 roku, amerykańskie firmy wydobywcze zaczęły ograniczać wydobycie. Równocześnie kraje zrzeszone w *OPEC* (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*) nie zapowiadają wzrostu podaży surowca ze złóż własnych. Ze względu na powyższe fakty w dalszej części 2015 roku można oczekiwać wzrostu notowań tego surowca. W efekcie końcowym istotny wpływ na EBIT będzie miała ponowna wycena majątku wydobywczego. Wzrost cen ropy naftowej pozwoliłby w części rozwiązać odpisy aktualizujące wartość aktywów ustanowionych na koniec 2014 roku.

Na wyniki finansowe PGNiG S.A. istotny wpływ ma sytuacja na rynkach walutowych. W budżecie państwa na rok 2015 założono, że średnioroczny kurs EUR wyniesie 3,98 zł, a USD – 2,92 zł. Mając na uwadze jednak bieżącą sytuację rynkową należy oczekiwać słabszej kondycji naszej waluty w stosunku do USD i EUR. Decyzja szwajcarskiego banku o rezygnacji z utrzymania kursu CHF na poziomie 1,2 EUR spowodowała duże zamieszanie na rynkach finansowych i spadek wartości złotego nie tylko wobec CHF, ale również wobec EUR i USD. Ewentualna aprecjacja złotego, zgodnie z oczekiwaniami analityków, do poziomu z listopada 2014 roku będzie uzależniona od wielu czynników. Rozwój konfliktu na Ukrainie, decyzje Europejskiego Banku Centralnego oraz innych banków centralnych krajów europejskich, a także postawa Rady Polityki Pieniężnej decydować będą o wartości złotego. Ze względu na to, że wynik PGNiG S.A. jest silnie skorelowany z kursem złotego do USD Spółka nadal będzie prowadziła politykę zabezpieczeń, dzięki której wpływ tego czynnika na koszt pozyskania gazu z importu będzie optymalizowany.

Na wyniki finansowe Spółki silny wpływ wywiera deregulacja rynku gazu ziemnego w Polsce i związana z nią dywersyfikacja dostaw u największych klientów PGNiG S.A., która może przyczynić się do konieczności eksportu nadwyżek gazu po cenach niepokrywających faktycznego kosztu jego pozyskania w kontraktach długoterminowych. W tej sytuacji ważny jest fakt zawarcia w grudniu 2014 roku dodatkowego porozumienia do umowy sprzedaży skroplonego gazu ziemnego (LNG) z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3). Porozumienie to umożliwi katarskiej spółce odsprzedaż całego rocznego wolumenu LNG na rynkach zagranicznych, co zapobiega konieczności zapłaty przez PGNiG S.A. kar za nieodebrane ilości gazu LNG zgodnie z klauzulą kontraktową *take or pay* i pozwala zminimalizować potencjalne straty z tego tytułu w 2015 roku.

Kolejnym czynnikiem wpływającym na wyniki finansowe PGNiG S.A. jest wysokość stawek i opłat przewidzianych w taryfach dla paliw gazowych. Wpływ tego parametru został znacznie ograniczony wraz z rozpoczęciem działalności operacyjnej przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. 1 sierpnia 2014 roku. Spółka ta przejęła działalność w obszarze obrotu detalicznego gazem prowadzoną dotąd przez PGNiG S.A. Powyższa reorganizacja ma umożliwić PGNiG S.A. realizację tzw. obliiga giełdowego, zgodnie z którym od 2015 roku Spółka jest zobowiązana do sprzedaży na giełdach towarowych 55% wolumenu gazu wysokometanowego wprowadzanego do systemu przesyłowego. Wprowadzone w Spółce zmiany organizacyjne spowodują, że od 2015 roku około 60% gazu będzie sprzedawane na Towarowej Giełdzie Energii. Głównym odbiorcą surowca będzie PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Jednostkowa cena sprzedaży gazu wysokometanowego na giełdzie będzie uzależniona od ilości podmiotów oferujących produkt. Wzrost liczby podmiotów oferujących gaz ziemny może spowodować spadek jednostkowej ceny sprzedaży gazu wysokometanowego na giełdzie, co z kolei przełoży się na wyniki finansowe PGNiG S.A.

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 spowodował wzrost kosztów związanych ze sprzedażą gazu. Planowane w ustawie zmiany na rok 2015 mają ograniczyć możliwości zmniejszenia podstawy, na bazie której wylicza się zobowiązanie finansowe z tytułu wprowadzonego systemu, co doprowadzi do kolejnego wzrostu kosztów w PGNiG S.A.

W przyszłości na wyniki Spółki wpływ będzie miała ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym, która od 1 stycznia 2020 roku wprowadza nowy podatek od wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego. Segment poszukiwanie i wydobycie zostanie obciążony kolejnymi zobowiązaniami fiskalnymi, które obniżą osiągnięte w nim dotychczas wyniki finansowe.

W 2015 roku PGNiG S.A. zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną. Największe nakłady inwestycyjne Spółka przeznaczy na poszukiwanie i wydobycie węglowodorów. Ponad 0,8 mld zł PGNiG S.A. przeznaczy na wiercenia badawcze, rozpoznawcze, poszukiwawcze i eksploatacyjne, a ponad 0,3 mld zł na zagospodarowanie odwiertów oraz rozbudowę i modernizację kopalni. Natomiast w segmencie obrót i magazynowanie najważniejszymi inwestycjami będą kontynuacja rozbudowy podziemnych magazynów gazu (głównie kawernowych magazynów w Mogilnie i Kosakowie). Na koniec 2015 roku planowane jest osiągnięcie we wszystkich magazynach łącznej pojemności 3,16 mld m³.

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu Mariusz Zawisza

.....

Wiceprezes Zarządu Jarosław Bauc

.....

Wiceprezes Zarządu Zbigniew Skrzyplikiewicz

.....

Wiceprezes Zarządu Waldemar Wójcik

.....