

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Skonsolidowany raport roczny Grupy Kapitałowej PGNiG

za okres od 01.01.2016 roku do 31.12.2016 roku



**SKONSOLIDOWANY RAPORT ROCZNY DLA GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG
ZA OKRES ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2016 ROKU ZAWIERA:**

1. LIST PREZESA ZARZĄDU.
2. WYBRANE DANE FINANSOWE.
3. OPINIĘ I RAPORT BIEGŁEGO REWIDENTA Z BADANIA SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO.
4. OŚWIADCZENIE ZARZĄDU W SPRAWIE RZETELNOŚCI SPORZĄDZENIA SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2016 ROKU.
5. OŚWIADCZENIE ZARZĄDU W SPRAWIE PODMIOTU UPRAWNIONEGO DO BADANIA SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2016 ROKU.
6. SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2016 ROKU.
7. SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI PGNiG S.A. I GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2016 ROKU.

List Prezesa Zarządu

Szanowni Państwo,

mam przyjemność przekazać Państwu Raport Roczny PGNiG SA i Grupy Kapitałowej PGNiG za 2016 rok.

Minione 12 miesięcy upłynęło pod znakiem realizacji zaktualizowanej strategii Grupy Kapitałowej PGNiG. W kluczowych obszarach biznesowych nie tylko zmodyfikowaliśmy inicjatywy strategiczne, ale wprowadziliśmy kilka nowych.



W rezultacie osiągnęliśmy satysfakcjonujące wyniki finansowe na poziomie całej Grupy Kapitałowej. Przy 33,2 mld zł przychodów ze sprzedaży wygenerowaliśmy zysk operacyjny w wysokości 3,4 mld zł. Pomimo utrzymujących się niskich cen węgłowodorów na światowych rynkach wypracowaliśmy wynik EBITDA Grupy na zbliżonym do ubiegłorocznego poziomie 6 mld zł. W ogólnym wyniku czynniki makroekonomiczne zdecydowały o niższej kontrybucji segmentu Poszukiwanie i Wydobycie. Zrekompensował ją dwukrotnie wyższy wynik segmentu Obrót i Magazynowanie. Jest to rezultat skutecznej polityki sprzedażowej polegającej na poszerzeniu współpracy z Klientami. W 2016 roku zawarliśmy kilkanaście nowych kontraktów z odbiorcami hurtowymi oraz z odbiorcami z sektora małych i średnich przedsiębiorstw. Wprowadziliśmy do obrotu detalicznego ofertę dual fuel, dzięki której nasi Klienci indywidualni mogą kupować prąd i gaz w atrakcyjnym pakiecie. W całym 2016 roku sprzedaliśmy blisko 1,4 mld m³ gazu ziemnego więcej niż rok wcześniej. Rozpoczęliśmy także dostawy gazu na Ukrainę.

W segmentach Dystrybucja i Wytwarzanie utrzymaliśmy stabilny wzrost na poziomie około 10% w stosunku do 2015 roku. Dobrą kondycję finansową oraz wiarygodność jako partnera biznesowego Grupy Kapitałowej PGNiG potwierdza również nasz rating inwestycyjny.

W związku z potrzebą opracowania nowej strategii pozyskiwania gazu po 2022 roku podjęliśmy decyzje o realizacji nowych inwestycji dywersyfikacyjnych, przede wszystkim związanych z projektem tzw. Korytarza Norweskiego. Nasze zaangażowanie na Norweskim Szelfie Kontynentalnym traktujemy jako perspektywiczne. W minionym roku wydobycie gazu ziemnego z naszych norweskich złóż osiągnęło poziom 0,5 mld m³, a do roku 2025 planujemy jego zwiększenie do 2,5 mld m³ rocznie. W 2016 roku rozpoczęliśmy przyjmowanie komercyjnych dostaw skroplonego gazu ziemnego poprzez Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. W ramach kontraktu z Qatargas przyjęliśmy w ubiegłym roku siedem dostaw, a ponadto jedną dostawę spotową od Statoil. Otworzyliśmy biuro w Londynie, światowym centrum obrotu LNG, co pozwoli nam na prowadzenie handlu tym surowcem na skalę międzynarodową.

Rozpoczęliśmy wieloletni projekt zastosowania innowacyjnych technologii wykorzystywanych w obszarze upstream do pozyskiwania metanu z pokładów węgla. Równocześnie trwają prace nad nową poszerzoną strategią Badań, Rozwoju i Innowacji (B+R+I), której celem jest stworzenie nowych narzędzi wspierania innowacyjności. Zainicjowaliśmy również projekt opracowania zasad i narzędzi współpracy z młodymi firmami, tzw. startupami, do realizacji strategicznych celów Spółki.

Rok 2016 to także okres porządkowania Grupy Kapitałowej, czego efektem były m.in. przyjęcie przez Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. nowej strategii, a także zakup Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej SA w Jastrzębiu Zdroju oraz Spółki Energetycznej „Jastrzębie” SA przez PGNiG TERMIKA SA. Realizacja inwestycji w sektorze górnictwa węgla kamiennego przebiega zgodnie z biznesplanem przyjętym w kwietniu ubiegłego roku.

W bieżącym roku jako Grupa Kapitałowa PGNiG chcemy wzmocnić naszą pozycję na polskim i europejskim rynku energii. Naszym Klientom i Akcjonariuszom dziękujemy za zaufanie.

Z wyrazami szacunku

Piotr Woźniak

Prezes Zarządu PGNiG SA

Wybrane dane finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG

Dane dotyczące skonsolidowanego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	2016	2015	2016	2015
Przychody ze sprzedaży	33 196	36 464	7 586	8 713
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)*	5 974	6 080	1 365	1 453
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	3 360	3 290	768	786
Zysk przed opodatkowaniem	3 210	3 014	734	720
Zysk netto akcjonariuszy jednostki dominującej	2 351	2 134	537	510
Zysk netto	2 349	2 136	537	510
Łączne całkowite dochody przypadające akcjonariuszom jednostki dominującej	2 984	1 767	682	422
Łączne całkowite dochody	2 982	1 769	681	423
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	5 922	7 271	1 353	1 737
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 842)	(3 147)	(878)	(752)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(2 269)	(829)	(519)	(198)
Przepływy pieniężne netto	(189)	3 295	(43)	787
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony (w PLN)	0,40	0,36	0,09	0,09
	2016	2015	2016	2015
Aktywa razem	49 672	48 292	11 228	11 333
Zobowiązania razem	17 656	17 551	3 991	4 119
Zobowiązania długoterminowe razem	7 303	11 262	1 651	2 643
Zobowiązania krótkoterminowe razem	10 353	6 289	2 340	1 476
Kapitał własny razem	32 016	30 741	7 237	7 214
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 778	5 900	1 306	1 384
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (mln szt.)	5 867	5 900	5 867	5 900
Wartość księgowa i rozwodniona wartość księgowa na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	5,46	5,21	1,23	1,22
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)**	0,18	0,20	0,04	0,05

* alternatywny miernik pomiaru - więcej informacji w [necie 2.2.](#)

**dywidenda wypłacona w okresie

Zasady sporządzania skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Pozycje rachunku zysków i strat, sprawozdania z całkowitych dochodów oraz sprawozdania z przepływów pieniężnych zostały przeliczone według kursu EUR/PLN, stanowiącego średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez Narodowy Bank Polski (NBP) na ostatni dzień każdego miesiąca danego okresu obrotowego.

Pozycje sprawozdania z sytuacji finansowej zostały przeliczone według średniego kursu EUR/PLN obowiązującego na koniec danego okresu obrotowego, ustalonego przez NBP.

ŚREDNIE KURSY WYMIANY ZŁOTEGO W STOSUNKU DO EURO USTALANE PRZEZ NBP

	2016	2015
Średni kurs w okresie	4,3757	4,1848
Kurs na koniec okresu	4,4240	4,2615

**GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG
WARSZAWA, UL. MARCINA KASPRZAKA 25**

**SKONSOLIDOWANE
SPRAWOZDANIE FINANSOWE
ZA ROK OBROTOWY 2016**

**WRAZ
Z OPINIĄ BIEGŁEGO REWIDENTA
I
RAPORTEM Z BADANIA**

SPIS TREŚCI

OPINIA NIEZALEŻNEGO BIEGŁEGO REWIDENTA.....	3
RAPORT Z BADANIA SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNIG ZA ROK OBROTOWY 2016	6
I. INFORMACJE OGÓLNE	6
1. Dane identyfikujące badaną Spółkę Dominującą.....	6
2. Struktura Grupy Kapitałowej.....	7
3. Informacje o skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za poprzedni rok obrotowy	9
4. Dane identyfikujące podmiot uprawniony oraz kluczowego biegłego rewidenta przeprowadzającego w jego imieniu badanie.....	9
5. Dostępność danych i oświadczenia kierownictwa Spółki Dominującej	9
II. SYTUACJA MAJĄTKOWA I FINANSOWA GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNIG	10
III. INFORMACJE SZCZEGÓŁOWE.....	11
1. Informacje na temat badanego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	11
2. Dokumentacja konsolidacyjna.....	11
3. Kompletność i poprawność sporządzenia dodatkowych informacji i objaśnień, skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych, skonsolidowanego zestawienia zmian w kapitale własnym oraz sprawozdania z działalności	12
IV. UWAGI KOŃCOWE	13

**SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE
GRUPY KAPITAŁOWEJ ZA ROK OBROTOWY 2016**

1. Skonsolidowany rachunek zysków i strat
2. Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej
3. Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów
4. Sprawozdanie ze zmian w skonsolidowanym kapitale własnym
5. Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych
6. Informacje dodatkowe obejmujące informacje o przyjętej polityce rachunkowości oraz inne
informacje objaśniające

**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI PGNIG S.A. I GRUPY KAPITAŁOWEJ
PGNIG ZA ROK OBROTOWY 2016**

OPINIA NIEZALEŻNEGO BIEGŁEGO REWIDENTA

Dla Walnego Zgromadzenia i Rady Nadzorczej Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Sprawozdanie z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Przeprowadziliśmy badanie załączonego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG (zwanej dalej „Grupą Kapitałową”), w której jednostką dominującą jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (zwana dalej „Spółką Dominującą”) z siedzibą w Warszawie przy ulicy Marcina Kasprzaka 25. Na sprawozdanie to składają się: skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej sporządzone na dzień 31 grudnia 2016 roku, skonsolidowany rachunek zysków i strat i skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów, skonsolidowane zestawienie zmian w kapitale własnym oraz skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych sporządzone za rok obrotowy od 1 stycznia 2016 roku do 31 grudnia 2016 roku oraz dodatkowe informacje i objaśnienia.

Odpowiedzialność kierownika Spółki Dominującej i osób sprawujących nadzór za skonsolidowane sprawozdanie finansowe

Zarząd Spółki Dominującej jest odpowiedzialny za sporządzenie skonsolidowanego sprawozdania finansowego i za jego rzetelną prezentację zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Rachunkowości, Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej oraz związanymi z nimi interpretacjami ogłoszonymi w formie rozporządzeń Komisji Europejskiej oraz innymi obowiązującymi przepisami prawa. Zarząd Spółki Dominującej jest również odpowiedzialny za kontrolę wewnętrzną, którą uznaje za niezbędną dla sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego nie zawierającego istotnego zniekształcenia spowodowanego oszustwem lub błędem.

Zgodnie z ustawą z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz. U. z 2016 r. poz. 1047 z późniejszymi zmianami), zwaną dalej „Ustawą o rachunkowości”, Zarząd Spółki Dominującej oraz członkowie jej Rady Nadzorczej są zobowiązani do zapewnienia, aby sprawozdanie finansowe spełniało wymagania przewidziane w Ustawie o rachunkowości.

Odpowiedzialność biegłego rewidenta

Jesteśmy odpowiedzialni za wyrażenie opinii o tym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym na podstawie przeprowadzonego przez nas badania.

Badanie przeprowadziliśmy stosownie do postanowień rozdziału 7 Ustawy o rachunkowości oraz zgodnie z Krajowymi Standardami Rewizji Finansowej w brzmieniu Międzynarodowych Standardów Badania przyjętymi uchwałą nr 2783/52/2015 Krajowej Rady Biegłych Rewidentów z dnia 10 lutego 2015 roku z późniejszymi zmianami. Standardy te wymagają przestrzegania wymogów etycznych oraz zaplanowania i przeprowadzenia badania w taki sposób, aby uzyskać wystarczającą pewność, że skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie zawiera istotnego zniekształcenia.

Badanie polegało na przeprowadzeniu procedur służących uzyskaniu dowodów badania kwot i ujawnień w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Dobór procedur zależy od osądu biegłego rewidenta, w tym od oceny ryzyka istotnego zniekształcenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego spowodowanego oszustwem lub błędem. Dokonując oceny tego ryzyka biegły rewident bierze pod uwagę działanie kontroli wewnętrznej w zakresie dotyczącym sporządzania i rzetelnej prezentacji przez Spółkę Dominującą skonsolidowanego sprawozdania finansowego w celu zaprojektowania odpowiednich w danych okolicznościach procedur badania, nie zaś wyrażenia opinii o skuteczności kontroli wewnętrznej Spółki Dominującej. Badanie obejmuje także ocenę odpowiedniości przyjętych zasad (polityki) rachunkowości, racjonalności ustalonych przez Zarząd Spółki Dominującej wartości szacunkowych, jak również ocenę ogólnej prezentacji skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Wyrażamy przekonanie, że uzyskane przez nas dowody badania stanowią wystarczającą i odpowiednią podstawę do wyrażenia opinii z badania.

Opinia o skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym

Naszym zdaniem załączone skonsolidowane sprawozdanie finansowe:

- przekazuje rzetelny i jasny obraz sytuacji majątkowej i finansowej Grupy Kapitałowej na dzień 31 grudnia 2016 roku, oraz jej wynik finansowy i przepływy pieniężne za rok obrotowy od 1 stycznia 2016 roku do 31 grudnia 2016 roku, zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Rachunkowości, Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej oraz związanymi z nimi interpretacjami ogłoszonymi w formie rozporządzeń Komisji Europejskiej oraz innymi obowiązującymi przepisami prawa i przyjętymi zasadami (polityką) rachunkowości Spółki Dominującej,
- jest zgodne co do formy i treści z obowiązującymi Grupę Kapitałową przepisami prawa oraz postanowieniami statutu Spółki Dominującej.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe za poprzedni rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2015 roku było przedmiotem badania przez inny podmiot uprawniony, który z dniem 19 lutego 2016 roku wydał opinię bez zastrzeżeń.

Sprawozdanie na temat innych wymogów prawa i regulacji

Opinia na temat sprawozdania z działalności

Nasza opinia z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego nie obejmuje sprawozdania z działalności.

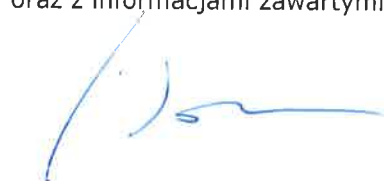
Za sporządzenie sprawozdania z działalności zgodnie z Ustawą o rachunkowości oraz innymi obowiązującymi przepisami prawa jest odpowiedzialny Zarząd Spółki Dominującej. Ponadto Zarząd Spółki Dominującej oraz członkowie jej Rady Nadzorczej są zobowiązani do zapewnienia, aby sprawozdanie z działalności spełniało wymagania przewidziane w Ustawie o rachunkowości.

Naszym obowiązkiem było, w związku z przeprowadzonym badaniem skonsolidowanego sprawozdania finansowego, zapoznanie się z treścią sprawozdania z działalności i wskazanie czy informacje w nim zawarte uwzględniają postanowienia art. 49 Ustawy o rachunkowości oraz rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz. U. z 2014 r. poz. 133 z późniejszymi zmianami) i są zgodne z informacjami zawartymi w załączonym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Naszym obowiązkiem było także złożenie oświadczenia, czy w świetle naszej wiedzy o Grupie Kapitałowej i jej otoczeniu uzyskanej podczas badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego stwierdziliśmy w sprawozdaniu z działalności Grupy Kapitałowej istotne zniekształcenia.

Naszym zdaniem informacje zawarte w sprawozdaniu z działalności uwzględniają postanowienia art. 49 Ustawy o rachunkowości oraz rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz. U. z 2014 r. poz. 133 z późniejszymi zmianami) i są zgodne z informacjami zawartymi w załączonym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Ponadto, w świetle wiedzy o Grupie Kapitałowej i jej otoczeniu uzyskanej podczas badania, nie stwierdziliśmy w sprawozdaniu z działalności istotnych zniekształceń.

Oświadczenie jednostki dominującej o stosowaniu ładu korporacyjnego

W związku z przeprowadzonym badaniem skonsolidowanego sprawozdania finansowego, naszym obowiązkiem było również zapoznanie się z oświadczeniem Spółki Dominującej o stosowaniu ładu korporacyjnego stanowiącym wyodrębnioną część sprawozdania z działalności Grupy Kapitałowej. Naszym zdaniem w oświadczeniu tym Spółka Dominująca zawarła informacje wymagane zgodnie z zakresem określonym w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 60 ust. 2 ustawy z dnia 29 lipca 2005 roku o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz spółkach publicznych (Dz. U. z 2016 r. poz. 1639 z późniejszymi zmianami) lub regulaminach wydanych na podstawie art. 61 tej ustawy. Informacje te są zgodne z mającymi zastosowanie przepisami oraz z informacjami zawartymi w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.



Piotr Sokołowski
Kluczowy biegły rewident
przeprowadzający badanie
nr ewidencyjny 9752

W imieniu Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k. – podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych wpisanego na listę podmiotów uprawnionych prowadzoną przez KRBR pod nr. ewidencyjnym 73:



Piotr Sokołowski – Wiceprezes Zarządu Deloitte Polska Sp. z o.o. – komplementariusza Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k.

Warszawa, 6 marca 2017 roku

**RAPORT Z BADANIA SKONSOLIDOWANEGO
SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNIG
ZA ROK OBROTOWY 2016**

I. INFORMACJE OGÓLNE

1. Dane identyfikujące badaną Spółkę Dominującą

Spółka Dominująca działa pod firmą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (dalej „Spółka Dominująca”). Siedzibą Spółki Dominującej jest Warszawa, ul. Marcina Kasprzaka 25.

Spółka Dominująca prowadzi działalność w formie spółki akcyjnej. Spółka Dominująca jest wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000059492. Spółka Dominująca posiada numer identyfikacji podatkowej NIP: 5250008028 nadany przez Drugi Urząd Skarbowy Warszawa - Śródmieście w dniu 22 listopada 1996 roku. Urząd Statystyczny nadał Spółce Dominującej w dniu 14 listopada 1996 roku REGON o numerze: 012216736.

Spółka Dominująca działa na podstawie przepisów Kodeksu spółek handlowych.

Kapitał akcyjny Spółki Dominującej według stanu na dzień 31 grudnia 2016 roku wynosił 5 778 314 857 zł i dzielił się na 5 778 314 857 akcji o wartości nominalnej 1,00 zł każda. W dniu 24 listopada 2016 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło Uchwałę w sprawie umorzenia 121 685 143 akcji zwykłych na okaziciela Spółki o wartości nominalnej 1 zł oraz Uchwałę w sprawie obniżenia kapitału zakładowego i utworzenia kapitału rezerwowego. Obniżenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w Krajowym Rejestrze Sądowym w dniu 2 marca 2017 roku.

W skład Zarządu Spółki Dominującej na dzień wydania opinii wchodził:

- | | |
|-----------------------------|-----------------------|
| - Piotr Grzegorz Woźniak | - Prezes Zarządu, |
| - Maciej Woźniak | - Wiceprezes Zarządu, |
| - Michał Władysław Pietrzyk | - Wiceprezes Zarządu, |
| - Łukasz Józef Kroplewski | - Wiceprezes Zarządu, |
| - Radosław Bartosik | - Wiceprezes Zarządu, |
| - Magdalena Zegarska | - Wiceprezes Zarządu. |

W badanym okresie oraz do dnia wydania opinii wystąpiły następujące zmiany w składzie Zarządu Spółki Dominującej:

- w dniu 10 lutego 2016 roku Rada Nadzorcza powołała w skład Zarządu z dniem 11 lutego 2016 roku Piotra Woźniaka na stanowisko Prezesa Zarządu, Bogusława Marca na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych, Janusza Kowalskiego na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych, Łukasza Kroplewskiego na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju oraz Macieja Woźniaka na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych na wspólną kadencję kończącą się 30 grudnia 2016 roku;
- w dniu 19 grudnia 2016 roku Rada Nadzorcza odwołała z dniem 30 grudnia 2016 roku Piotra Woźniaka ze stanowiska Prezesa Zarządu, Macieja Woźniaka ze stanowiska Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych, Janusza Kowalskiego ze stanowiska Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych, Łukasza Kroplewskiego ze stanowiska Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju, Bogusława Marca ze stanowiska Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych;
- w dniu 19 grudnia 2016 roku Rada Nadzorcza powołała z dniem 31 grudnia 2016 roku Piotra Woźniaka na stanowisko Prezesa Zarządu, Macieja Woźniaka na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych, Łukasza Kroplewskiego na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju, Michała Pietrzyka na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych oraz Radosława Bartosika na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych na wspólną kadencję kończącą się 31 grudnia 2019 roku,

- w dniu 6 marca 2017 roku Rada Nadzorcza odwołała Waldemara Wójcika ze stanowiska Wiceprezesa Zarządu oraz powołała Magdalенę Zegarską na Stanowisko Wiceprezesa Zarządu na kadencję kończącą się 31 grudnia 2019 roku.

Według stanu na dzień 24 listopada 2016 roku (data ostatniego Zgromadzenia Akcjonariuszy) wśród akcjonariuszy Spółki Dominującej znajdowali się:

- Skarb Państwa - 71% akcji,
- Pozostali akcjonariusze - 29% akcji.

W dniu 24 listopada 2016 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło Uchwałę w sprawie umorzenia 121 685 143 akcji zwykłych na okaziciela Spółki o wartości nominalnej 1 zł każda oraz Uchwałę w sprawie obniżenia kapitału zakładowego i utworzenia kapitału rezerwowego. Do dnia wydania opinii obniżenie kapitału zakładowego nie zostało zarejestrowane w Krajowym Rejestrze Sądowym.

W badanym okresie nie wystąpiły zmiany w strukturze własności kapitału zakładowego Spółki Dominującej.

Po dniu bilansowym nie nastąpiły żadne zmiany w kapitale zakładowym Spółki Dominującej.

Kapitał własny Spółki Dominującej według stanu na dzień 31 grudnia 2016 roku wynosi 25 228 mln zł.

2. Struktura Grupy Kapitałowej

Informacje na temat jednostek zależnych wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGNiG na dzień 31 grudnia 2016 opisane są w nocie 2.1 Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG.

Skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym na dzień 31 grudnia 2016 roku objęte zostały następujące spółki:

- a) Spółka Dominująca – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Przeprowadziliśmy badanie sprawozdania finansowego Spółki Dominującej za okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2016 roku. W wyniku przeprowadzonego badania wydaliśmy w dniu 6 marca 2017 roku opinię bez zastrzeżeń.

- b) Spółki objęte konsolidacją metodą pełną:

Nazwa i siedziba spółki	Udział w kapitale (w %)	Podmiot przeprowadzający badanie sprawozdania finansowego i rodzaj wydanej opinii	Dzień bilansowy konsolidowanej jednostki
Exalo Drilling S.A. (Grupa Kapitałowa), Piła	100%	Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.k.*	31.12.2016
Geofizyka Kraków S.A. w likwidacji, Kraków	100%	Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.k., opinia bez zastrzeżeń ze zwróceniem uwagi	31.12.2016
Geofizyka Toruń S.A., Toruń	100%	Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.k., opinia bez zastrzeżeń	31.12.2016
Gas Storage Poland Sp. z o.o., Dębogórze	100%	Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.k., opinia bez zastrzeżeń	31.12.2016
PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., Warszawa	100%	Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.k., opinia bez zastrzeżeń	31.12.2016

GRUPA KAPITAŁOWA PGNIG

PGNiG Termika S.A., Warszawa	100%	Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.k., opinia bez zastrzeżeń ze zwróceniem uwagi	31.12.2016
PGNiG Serwis Sp. z o.o., Lublin	100%	Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.k., opinia bez zastrzeżeń	31.12.2016
GeovIta S.A., Warszawa	100%	Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.k.*	31.12.2016
PGNiG Technologie S.A., Krosno	100%	Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.k., opinia bez zastrzeżeń ze zwróceniem uwagi	31.12.2016
Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Warszawa	100%	Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.k., opinia bez zastrzeżeń	31.12.2016
PGNiG Upstream International AS, Sandnes, Norwegia	100%	PricewaterhouseCoopers, opinia bez zastrzeżeń	31.12.2016
PGNiG Finance AB, Sztokholm, Szwecja	100%	Deloitte AB, opinia bez zastrzeżeń	31.12.2016
Polish Oil and Gas Company – Libya B.V., Amsterdam, Holandia	100%	Deloitte Accountants B.V.*	31.12.2016
PGNiG Supply & Trading GmbH, Monachium, Niemcy (Grupa Kapitałowa)	100%	BAKER TILLY ROELFS AG*	31.12.2016
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A., Jastrzębie Zdrój	100%	Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.k., opinia bez zastrzeżeń	31.12.2016
Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A., Jastrzębie Zdrój	100%	Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.k., opinia bez zastrzeżeń	31.12.2016
BSiPG Gazoprojekt S.A., Wrocław	75%	Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.k., opinia bez zastrzeżeń	31.12.2016
Powiśle Park Sp. z o.o., Warszawa	100%	Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.k., opinia bez zastrzeżeń	31.12.2016
GAZ Sp. z o.o., Błonie	100%	Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.k., opinia bez zastrzeżeń	31.12.2016

* Opinia nie wydana do dnia wydania opinii z badania skonsolidowanego sprawozdania Grupy Kapitałowej PGNiG.

W badanym roku obrotowym Spółka Dominująca w związku z nabyciem, włączyła do konsolidacji następujące jednostki zależne na dzień 31 grudnia 2016 roku:

- Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Jastrzębiu-Zdroju,
- Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A.

3. Informacje o skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za poprzedni rok obrotowy

Działalność Grupy Kapitałowej w 2015 roku zamknęła się zyskiem netto w wysokości 2 136 mln zł. Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej za rok obrotowy 2015 podlegało badaniu przez biegłego rewidenta. Badanie zostało przeprowadzone przez podmiot uprawniony PKF Consult Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k. Biegły rewident wydał o tym sprawozdaniu opinię bez zastrzeżeń.

Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy zatwierdzające skonsolidowane sprawozdanie finansowe za rok obrotowy 2015 odbyło się w dniu 28 czerwca 2016 roku.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe za rok obrotowy 2015 zostało złożone w Krajowym Rejestrze Sądowym w dniu 5 lipca 2016 roku.

4. Dane identyfikujące podmiot uprawniony oraz kluczowego biegłego rewidenta przeprowadzającego w jego imieniu badanie

Wyboru podmiotu uprawnionego dokonała Rada Nadzorcza. Badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego zostało przeprowadzone na podstawie umowy z dnia 5 maja 2016 roku, zawartej pomiędzy Spółką Dominującą a firmą Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k. z siedzibą w Warszawie, al. Jana Pawła II 22, wpisaną na prowadzoną przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów listę podmiotów uprawnionych do badania sprawozdań finansowych pod nr 73. W imieniu podmiotu uprawnionego badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego zostało przeprowadzone pod nadzorem kluczowego biegłego rewidenta Piotra Sokołowskiego (nr ewidencyjny 9752) w siedzibie Spółki Dominującej w dniach od 21 listopada do 2 grudnia 2016 roku, od 23 stycznia do 24 lutego 2017 roku oraz poza siedzibą Spółki do dnia wydania niniejszej opinii.

Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k. oraz kluczowy biegły rewident przeprowadzający badanie potwierdzają, iż są uprawnieni do badania sprawozdań finansowych oraz spełniają warunki określone w art. 56 ustawy o biegłych rewidentach i ich samorządzie, podmiotach uprawnionych do badania sprawozdań finansowych oraz nadzorze publicznym (Dz. U. z 2016 r. poz. 1000 z późniejszymi zmianami) do wyrażenia bezstronnej i niezależnej opinii o skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej.

5. Dostępność danych i oświadczenia kierownictwa Spółki Dominującej

Nie wystąpiły ograniczenia zakresu naszego badania.

Podmiotowi uprawnionemu i kluczowemu biegłemu rewidentowi w trakcie badania udostępniono żądane dokumenty i dane, jak również udzielono wyczerpujących informacji i wyjaśnień, co między innymi zostało potwierdzone pisemnym oświadczeniem Zarządu Spółki Dominującej z dnia 6 marca 2017 roku.

II. SYTUACJA MAJĄTKOWA I FINANSOWA GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG

Poniżej zaprezentowane są podstawowe wielkości ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat, skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej oraz wskaźniki finansowe opisujące wynik finansowy Grupy Kapitałowej, jej sytuację finansową i majątkową w porównaniu do analogicznych wielkości za rok ubiegły.

Podstawowe dane finansowe pochodzące ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat (w mln zł)

	2016	2015
Przychody ze sprzedaży	33 196	36 464
Koszty działalności operacyjnej	30 372	33 612
Wynik na działalności operacyjnej	3 360	3 290
Zysk (strata) netto	2 349	2 136

Podstawowe dane finansowe pochodzące ze skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej (w mln zł)

Zapasy	2 510	2 229
Należności	3 516	2 541
Aktywa obrotowe	13 436	12 649
Suma aktywów	49 672	48 292
Kapitał (fundusz) własny	32 016	30 741
Zobowiązania krótkoterminowe (w tym krótkoterminowe rezerwy i rozliczenia międzyokresowe bierne)	10 353	6 289
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	1 290	956
Suma zobowiązań i rezerw	17 656	17 551

Wskaźniki rentowności i efektywności

	2016	2015
– rentowność sprzedaży	10%	9%
– rentowność netto kapitału własnego	8%	7%
– wskaźnik rotacji majątku	0,67	0,76
– wskaźnik rotacji należności w dniach	33	30
– wskaźnik rotacji zobowiązań w dniach	13	12
– wskaźnik rotacji zapasów w dniach	28	29

Płynność/Kapitał obrotowy netto

– stopa zadłużenia	36%	36%
– stopień pokrycia majątku kapitałem własnym	64%	64%
– kapitał obrotowy netto (w mln zł)	3 083	6 360
– wskaźnik płynności	1,30	2,01
– wskaźnik podwyższonej płynności	1,06	1,66

Analiza powyższych wielkości i wskaźników wskazuje na wystąpienie w roku 2016 następujących tendencji:

- wzrost rentowności sprzedaży i rentowności netto kapitału własnego,
- spadek wskaźnika rotacji majątku,
- wzrost wskaźników rotacji należności i zobowiązań,
- stopa zadłużenia oraz pokrycie majątku kapitałem własnym utrzymane na tym samym poziomie,
- spadek kapitału obrotowego netto,
- spadek wskaźników płynności.

III. INFORMACJE SZCZEGÓŁOWE

1. Informacje na temat badanego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Badane skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone na dzień 31 grudnia 2016 roku i obejmuje:

- skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej sporządzone na dzień 31 grudnia 2016 roku, które po stronie aktywów oraz po stronie kapitałów własnych i zobowiązań wykazuje sumę 49 672 mln zł,
- skonsolidowany rachunek zysków i strat za okres od 1 stycznia 2016 roku do 31 grudnia 2016 roku wykazujący zysk netto w kwocie 2 349 mln zł,
- skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów za okres od 1 stycznia 2016 roku do 31 grudnia 2016 roku wykazujący całkowity dochód ogółem w kwocie 2 982 mln zł,
- sprawozdanie ze zmian w skonsolidowanym kapitale własnym za okres od 1 stycznia 2016 roku do 31 grudnia 2016 roku wykazujące zwiększenie kapitału własnego o kwotę 1 275 mln zł,
- skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych za okres od 1 stycznia 2016 roku do 31 grudnia 2016 roku wykazujący zmniejszenie stanu środków pieniężnych o kwotę 189 mln zł,
- informacje dodatkowe, obejmujące informacje o przyjętej polityce rachunkowości i inne informacje objaśniające.

Badanie objęło okres od 1 stycznia 2016 roku do 31 grudnia 2016 roku i polegało głównie na:

- badaniu prawidłowości i rzetelności przygotowanego przez Zarząd Spółki Dominującej skonsolidowanego sprawozdania finansowego,
- badaniu dokumentacji konsolidacyjnej,
- ocenie prawidłowości zastosowanych w trakcie konsolidacji metod i procedur konsolidacyjnych,
- przeglądzie sporządzonych przez innych biegłych rewidentów opinii i raportów z badania sprawozdań finansowych spółek zależnych i stowarzyszonych, podlegających konsolidacji.

2. Dokumentacja konsolidacyjna

Spółka Dominująca przedstawiła dokumentację konsolidacyjną obejmującą:

- sprawozdania finansowe jednostek objętych skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym,
- sprawozdania finansowe jednostek podporządkowanych dostosowane do zasad (polityki) rachunkowości obowiązujących przy konsolidacji,
- sprawozdania finansowe jednostek podporządkowanych przeliczane na walutę polską,
- korekty i wyłączenia dokonywane w celu konsolidacji, niezbędne do sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego,
- obliczenia wartości godziwej aktywów netto jednostek podporządkowanych,
- obliczenia wartości firmy oraz zysku z tytułu okazynego nabycia, jak również odpisów wartości firmy z tytułu utraty wartości,
- obliczenia udziałów niedających kontroli,
- obliczenia różnic kursowych z przeliczenia sprawozdań finansowych jednostek podporządkowanych, wyrażonych w walutach obcych.

Konsolidacja sprawozdań Grupy Kapitałowej, w odniesieniu do jednostek zależnych, została przeprowadzona metodą pełną przez sumowanie w pełnej wysokości wszystkich odpowiednich pozycji sprawozdań finansowych Spółki Dominującej i jednostek zależnych objętych konsolidacją.

W odniesieniu do jednostek stowarzyszonych zastosowano metodę praw własności. Wartość udziału Spółki Dominującej w jednostce stowarzyszonej skorygowano o przypadające na rzecz Spółki Dominującej zwiększenia lub zmniejszenia kapitału własnego jednostki stowarzyszonej, które nastąpiły w ciągu okresu objętego konsolidacją oraz pomniejszono o należne od tych jednostek dywidendy.

Spółka Dominująca sporządzająca sprawozdanie skonsolidowane nie stosowała istotnych uproszczeń i odstępstw od przyjętych zasad konsolidacji w stosunku do kontrolowanych jednostek.

3. Kompletność i poprawność sporządzenia dodatkowych informacji i objaśnień, skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych, skonsolidowanego zestawienia zmian w kapitale własnym oraz sprawozdania z działalności

Spółka Dominująca potwierdziła kontynuację działalności przy sporządzaniu skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Istotne zasady wyceny aktywów, kapitałów własnych i zobowiązań, pomiaru wyniku finansowego oraz sposobu sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego zostały opisane w dodatkowych informacjach i objaśnieniach do skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Spółka Dominująca sporządziła dodatkowe informacje i objaśnienia w postaci not tabelarycznych do poszczególnych pozycji skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej, skonsolidowanego rachunku zysków i strat oraz skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów oraz opisów słownych zgodnie z zasadami zawartymi w MSSF.

Spółka Dominująca sporządziła skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych oraz skonsolidowane zestawienie zmian w kapitale własnym zgodnie z wymaganiami przewidzianymi przez MSSF.

Zarząd Spółki Dominującej sporządził i załączył do skonsolidowanego sprawozdania finansowego Sprawozdanie Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG w roku obrotowym 2016 w formie jednego dokumentu zgodnie z art. 55 ust. 2a Ustawy o rachunkowości. Sprawozdanie z działalności zawiera informacje wymagane przez art. 49 ust. 2 Ustawy o rachunkowości oraz rozporządzenie Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz. U. z 2014 r. poz. 133 z późniejszymi zmianami). Dokonaliśmy sprawdzenia tego sprawozdania w zakresie ujawnionych w nim informacji, których bezpośrednim źródłem jest zbadane skonsolidowane sprawozdanie finansowe.

IV. UWAGI KOŃCOWE

Oświadczenia Zarządu

Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k. oraz kluczowy biegły rewident otrzymali od Zarządu Spółki Dominującej pisemne oświadczenie, w którym Zarząd stwierdził, iż Grupa Kapitałowa przestrzegała przepisów prawa.



Piotr Sokołowski
Kluczowy biegły rewident
przeprowadzający badanie
nr ewidencyjny 9752

W imieniu Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k. – podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych wpisanego na listę podmiotów uprawnionych prowadzoną przez KRBR pod nr. ewidencyjnym 73:



Piotr Sokołowski – Wiceprezes Zarządu Deloitte Polska Sp. z o.o. – komplementariusza Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k.

Warszawa, 6 marca 2017 roku

Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK PGNiG za 2016 rok

Oświadczamy, że wedle naszej najlepszej wiedzy, roczne Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG sporządzone na dzień 31 grudnia 2016 roku i dane porównywalne sporządzone zostały zgodnie z obowiązującymi zasadami rachunkowości oraz odzwierciedlają w sposób prawdziwy, rzetelny i jasny sytuację majątkową i finansową grupy kapitałowej emitenta oraz jej wynik finansowy.

Oświadczamy, że wedle naszej najlepszej wiedzy Sprawozdanie Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG zawiera prawdziwy obraz rozwoju i osiągnięć oraz sytuacji Grupy Kapitałowej PGNiG, w tym opis podstawowych ryzyk i zagrożeń.

Zarząd PGNiG S.A.:

Prezes Zarządu

Piotr Woźniak

Wiceprezes Zarządu

Radosław Bartosik

Wiceprezes Zarządu

Łukasz Kroplewski

Wiceprezes Zarządu

Michał Pietrzyk

Wiceprezes Zarządu

Maciej Woźniak

Wiceprezes Zarządu

Waldemar Wójcik

Oświadczenie Zarządu w sprawie podmiotu uprawnionego do badania rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK PGNiG za 2016 rok

Oświadczamy, że podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych, dokonujący badania rocznego Skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG sporządzonego na dzień 31 grudnia 2016 roku, został wybrany zgodnie z przepisami prawa.

Podmiot ten oraz biegli rewidenci, dokonujący badania tego sprawozdania, spełniali warunki do wyrażenia bezstronnej i niezależnej opinii o badanym rocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym, zgodnie z obowiązującymi przepisami i standardami zawodowymi.

Zarząd PGNiG S.A.:

Prezes Zarządu

Piotr Woźniak

Wiceprezes Zarządu

Radosław Bartosik

Wiceprezes Zarządu

Łukasz Kroplewski

Wiceprezes Zarządu

Michał Pietrzyk

Wiceprezes Zarządu

Maciej Woźniak

Wiceprezes Zarządu

Magdalena Zegarska

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG ZA 2016 ROK

sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi
Standardami Sprawozdawczości Finansowej
zatwierdzonymi przez Unię Europejską



SPIS TREŚCI

Sprawozdania podstawowe	3
1. Informacje ogólne.....	7
1.1. PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE I PODSTAWA SPORZĄDZENIA SPRAWOZDANIA	7
1.2. WPŁYW NOWYCH STANDARDÓW NA SPRAWOZDANIE GRUPY KAPITAŁOWEJ	9
1.3. ZMIANY PREZENTACJI W SPRAWOZDANIU FINANSOWYM	11
2. Opis Grupy Kapitałowej i segmenty sprawozdawcze	13
2.1. GŁÓWNE INFORMACJE O GRUPIE I SEGMENTACH SPRAWOZDAWCZYCH	13
2.2. DANE LICZBOWE DOTYCZĄCE SEGMENTÓW SPRAWOZDAWCZYCH.	15
2.3. INFORMACJE O TRANSAKcjACH Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI.....	17
2.4. INWESTYCJE W JEDNOSTKACH WYCENIANYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI.	19
3. Noty objaśniające do rachunku zysków i strat.....	22
3.1. PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY	22
3.2. KOSZTY OPERACYJNE	24
3.3. POZOSTAŁE PRZYCHODY I KOSZTY OPERACYJNE.....	25
3.4. KOSZTY FINANSOWE NETTO	25
3.5. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY	25
4. Noty objaśniające dotyczące opodatkowania.....	26
4.1. PODATEK DOCHODOWY	26
5. Noty objaśniające do sprawozdania z przepływów pieniężnych oraz informacje dotyczące zadłużenia	29
5.1. UZGODNIENIE ZADŁUŻENIA	29
5.2. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU ZADŁUŻENIA.....	30
5.3. KAPITAŁ WŁASNY I POLITYKA ZARZĄDZANIA KAPITAŁEM.....	32
5.4. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY	33
5.5. POZOSTAŁE WYJAŚNIENIA DOTYCZĄCE SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	34
6. Noty objaśniające do sprawozdania z sytuacji finansowej.....	36
6.1. AKTYWA TRWAŁE RZECZOWE I NIEMATERIALNE	36
6.2. KAPITAŁ OBROTOWY.....	44
6.3. REZERWY I ZOBOWIĄZANIA	47
7. Noty dotyczące instrumentów finansowych i zarządzania ryzykiem finansowym	53
7.1. INSTRUMENTY FINANSOWE	53
7.2. POCHODNE INSTRUMENTY FINANSOWE	56
7.3. ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM	60
8. Noty pozostałe.....	68
8.1. KAPITAŁ AKCYJNY I ZAPASOWY ZE SPRZEDAŻY AKCJI POWYŻEJ ICH WARTOŚCI NOMINALNEJ	68
8.2. ZYSK NA AKCJĘ	68
8.3. AKTYWA PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY	69
8.4. POZOSTAŁE AKTYWA.....	69
8.5. AKTYWA I ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE	70
8.6. WSPÓLNE DZIAŁANIA.....	70
8.7. ZMIANY W STRUKTURZE GRUPY W OKRESIE SPRAWOZDAWCZYM	72
8.8. POŁĄCZENIA PRZEDSIĘWZIĘĆ	72
8.9. INNE ISTOTNE INFORMACJE	76
8.10. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM.....	77

Sprawozdania podstawowe

Skonsolidowany rachunek zysków i strat	2016	2015	
Przychody ze sprzedaży gazu	26 429	30 263	Nota 3.1.
Przychody ze sprzedaży pozostałe	6 767	6 201	Nota 3.1.
Przychody ze sprzedaży	33 196	36 464	
Koszt sprzedanego gazu	(18 320)	(22 005)	Nota 3.2.
Zużycie innych surowców i materiałów	(2 427)	(2 211)	Nota 3.2.
Świadczenia pracownicze	(2 573)	(2 714)	Nota 3.2.
Usługi przesyłowe	(1 106)	(1 156)	
Pozostałe usługi	(1 412)	(1 235)	Nota 3.2.
Podatki i opłaty	(765)	(628)	
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(332)	(515)	Nota 3.3.
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	868	953	
Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	(1 155)	(873)	Nota 3.2.
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	5 974	6 080	Nota 2.2.
Amortyzacja	(2 614)	(2 790)	Nota 2.2.
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	3 360	3 290	Nota 2.2.
Koszty finansowe netto	(76)	(225)	Nota 3.4.
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	(74)	(51)	Nota 2.4.
Zysk przed opodatkowaniem	3 210	3 014	
Podatek dochodowy	(861)	(878)	Nota 4.1.
Zysk netto	2 349	2 136	
Zysk netto przypadający:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej	2 351	2 134	
Udziałom niekontrolującym	(2)	2	
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (mln szt.)	5 867	5 900	
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony (w PLN)	0,40	0,36	

Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów	2016	2015	
Zysk netto	2 349	2 136	
Różnice kursowe z przeliczenia sprawozdań jednostek zagranicznych	23	15	
Rachunkowość zabezpieczeń	783	(431)	Nota 7.1.3
Aktualizacja wyceny aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	2	-	
Podatek odroczony	(149)	82	
Pozostałe całkowite dochody podlegające przeklasyfikowaniu do wyniku	659	(334)	
Straty aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych	(29)	(35)	
Podatek odroczony	5	2	
Udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności	(2)	-	
Pozostałe całkowite dochody nie podlegające przeklasyfikowaniu do wyniku	(26)	(33)	
Pozostałe całkowite dochody netto	633	(367)	
Łączne całkowite dochody	2 982	1 769	
Łączne całkowite dochody przypadające:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej	2 984	1 767	
Udziałom niekontrolującym	(2)	2	

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych	2016	2015	
Przeptywy pieniężne z działalności operacyjnej			
Zysk netto	2 349	2 136	
Amortyzacja	2 614	2 790	
Podatek dochodowy bieżącego okresu	861	878	
Wynik z działalności inwestycyjnej	884	578	
Pozostałe korekty niepieniężne	368	430	<i>Nota 5.5.2.</i>
Podatek dochodowy zapłacony	(611)	(833)	
Zmiana stanu kapitału obrotowego	(543)	1 292	<i>Nota 5.5.</i>
Przeptywy pieniężne netto z działalności operacyjnej	5 922	7 271	
Przeptywy pieniężne z działalności inwestycyjnej			
Wydatki na nabycie środków trwałych w budowie dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(713)	(986)	<i>Nota 2.2.</i>
Wydatki na pozostałe rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(2 255)	(2 168)	<i>Nota 2.2.</i>
Wydatki na nabycie udziałów w jednostkach powiązanych	(1 027)	(59)	
Pozostałe pozycje netto	153	66	
Przeptywy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 842)	(3 147)	
Przeptywy pieniężne z działalności finansowej			
Wydatki z tytułu nabycia własnych akcji	(645)	-	
Wpływy z tytułu zadłużenia	451	1 948	<i>Nota 5.1.</i>
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	89	84	
Wydatki z tytułu zadłużenia	(1 021)	(1 578)	<i>Nota 5.1.</i>
Wypłacone dywidendy	(1 062)	(1 180)	<i>Nota 3.5.</i>
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	(78)	(81)	
Pozostałe pozycje netto	(3)	(22)	
Przeptywy pieniężne netto z działalności finansowej	(2 269)	(829)	
Przeptywy pieniężne netto	(189)	3 295	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	6 021	2 726	
Różnice kursowe dotyczące środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	(4)	(1)	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	5 832	6 021	<i>Nota 5.5.3.</i>

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	2016	2015*	2014*	
AKTYWA				
Rzeczowe aktywa trwałe	33 149	32 967	33 528	<i>Nota 6.1.1.</i>
Wartości niematerialne	1 079	1 138	1 113	<i>Nota 6.1.2.</i>
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	100	42	58	<i>Nota 4.1.2.</i>
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	1 229	840	856	<i>Nota 2.4.</i>
Pozostałe aktywa	679	656	642	<i>Nota 8.4.</i>
Aktywa trwałe	36 236	35 643	36 197	
Zapasy	2 510	2 229	3 189	<i>Nota 6.2.1.</i>
Należności	4 288	3 379	4 241	<i>Nota 6.2.2.</i>
Pochodne instrumenty finansowe	623	709	567	<i>Nota 7.2.</i>
Pozostałe aktywa	129	146	132	<i>Nota 8.4.</i>
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	5 829	6 022	2 728	<i>Nota 5.4.</i>
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	57	164	147	<i>Nota 8.3.</i>
Aktywa obrotowe	13 436	12 649	11 004	
AKTYWA RAZEM	49 672	48 292	47 201	
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY				
Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	7 518	7 640	7 640	
Skumulowane pozostałe całkowite dochody	(4)	(637)	(270)	
Zyski zatrzymane	24 499	23 733	22 794	
Kapitał własny akcjonariuszy jednostki dominującej	32 013	30 736	30 164	
Kapitał własny udziałowców niekontrolujących	3	5	5	
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	32 016	30 741	30 169	
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	1 346	5 799	5 069	<i>Nota 5.1.</i>
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	702	565	604	<i>Nota 6.3.1.</i>
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	1 641	1 540	1 580	<i>Nota 6.1.1.1.</i>
Pozostałe rezerwy	198	188	223	<i>Nota 6.3.2.</i>
Dotacje	815	843	843	<i>Nota 6.3.3.</i>
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	1 932	1 557	1 525	<i>Nota 4.1.2.</i>
Pozostałe zobowiązania	669	770	815	<i>Nota 6.3.4.</i>
Zobowiązania długoterminowe	7 303	11 262	10 659	
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	5 006	583	769	<i>Nota 5.1.</i>
Pochodne instrumenty finansowe	346	1 165	593	<i>Nota 7.2.</i>
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków [A]	3 179	2 765	3 306	<i>Nota 6.2.3.</i>
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	334	352	284	<i>Nota 6.3.1.</i>
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	20	33	28	<i>Nota 6.1.1.1.</i>
Pozostałe rezerwy	560	661	692	<i>Nota 6.3.2.</i>
Pozostałe zobowiązania	908	730	701	<i>Nota 6.3.4.</i>
Zobowiązania krótkoterminowe	10 353	6 289	6 373	
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	17 656	17 551	17 032	
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	49 672	48 292	47 201	

[A] W tym podatek dochodowy: 180 mln zł (2015: 53 mln zł)

*dane przekształcone

Skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym

	Kapitał własny akcjonariuszy jednostki dominującej											Kapitał własny udziałowców niekontrolujących	Kapitał własny razem
	Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej, w tym:			Skumulowane pozostałe całkowite dochody z tytułu:							Zyski zatrzymane		
	kapitał akcyjny	kapitał ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	akcje własne	różnic kursowych z przeliczenia jednostek zagranicznych	stosowania rachunkowości zabezpieczeń	aktualizacji wyceny aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	zysków/(strat) aktuarialnych dotyczących świadczeń pracowniczych	udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności					
Stan na 1 stycznia 2015	5 900	1 740	-	(66)	(216)	-	12	-	22 794	30 164	5	30 169	
Zysk netto	-	-	-	-	-	-	-	-	2 134	2 134	2	2 136	
Pozostałe całkowite dochody netto	-	-	-	15	(349)	-	(33)	-	-	(367)	-	(367)	
Całkowite dochody razem	-	-	-	15	(349)	-	(33)	-	2 134	1 767	2	1 769	
Dywidenda	-	-	-	-	-	-	-	-	(1 180)	(1 180)	-	(1 180)	
Zmiany w Grupie	-	-	-	-	-	-	-	-	(15)	(15)	(2)	(17)	
Stan na 31 grudnia 2015	5 900	1 740	-	(51)	(565)	-	(21)	-	23 733	30 736	5	30 741	
Zysk netto	-	-	-	-	-	-	-	-	2 351	2 351	(2)	2 349	
Pozostałe całkowite dochody netto	-	-	-	23	634	2	(24)	(2)	-	633	-	633	
Całkowite dochody razem	-	-	-	23	634	2	(24)	(2)	2 351	2 984	(2)	2 982	
Dywidenda	-	-	-	-	-	-	-	-	(1 062)	(1 062)	-	(1 062)	
Nabycie akcji własnych	-	-	(645)	-	-	-	-	-	-	(645)	-	(645)	
Umorzenie akcji własnych	(122)	-	645	-	-	-	-	-	(523)	-	-	-	
Stan na 31 grudnia 2016	5 778	1 740	-	(28)	69	2	(45)	(2)	24 499	32 013	3	32 016	

Nota 8.1.

1. Informacje ogólne

1.1. Podstawowe informacje o Grupie i podstawa sporządzenia sprawozdania

1.1.1. Podstawowe informacje o Grupie

Nazwa	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna
Siedziba	ul. Marcina Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
Rejestracja	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy Wydział XVI Gospodarczy
KRS	0000059492
REGON	012216736
NIP	525-000-80-28
Przedmiot działalności	Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest poszukiwanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, import, magazynowanie oraz sprzedaż paliw gazowych, a także obrót energią elektryczną.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna jest Spółką dominującą w Grupie Kapitałowej PGNiG (GK PGNiG, Grupa Kapitałowa, Grupa). Akcje PGNiG S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. (GPW). Na dzień przekazania skonsolidowanego sprawozdania finansowego za 2016 rok, jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGNiG S.A. był Skarb Państwa.

Grupa Kapitałowa jest jedyną pionowo zintegrowaną firmą w sektorze gazowym w Polsce, posiadającą wiodącą pozycję we wszystkich jego obszarach, jest również znaczącym producentem ciepła i energii elektrycznej w kraju. Obszar działalności Grupy Kapitałowej obejmuje poszukiwanie złóż, wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej, import, magazynowanie oraz obrót i dystrybucję paliw gazowych. Grupa Kapitałowa jest importerem paliwa gazowego z Rosji i Niemiec, jak i głównym producentem gazu ziemnego ze złóż krajowych. Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej jest jednym z kluczowych czynników zapewniających Grupie konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu w Polsce.

Szczegółowe informacje dotyczące segmentów działalności oraz jednostek objętych konsolidacją można znaleźć w **notcie 2**.

1.1.2. Podstawa sporządzenia sprawozdania

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF) zatwierdzonymi do stosowania w Unii Europejskiej (UE).

Zasady sporządzania skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe obejmuje dane jednostki dominującej, spółek zależnych oraz wspólnych ustaleń umownych (wspólnych przedsięwzięć i wspólnych działań).

Sprawozdania finansowe jednostek objętych konsolidacją oraz wyceną metodą praw własności sporządzane są za ten sam okres sprawozdawczy, w oparciu o jednolite zasady rachunkowości. W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach finansowych jednostek zależnych i wspólnych przedsięwzięć dokonuje się korekt dostosowujących zasady rachunkowości stosowane przez jednostkę do zasad stosowanych przez Grupę Kapitałową.

Wspólne ustalenia umowne ujmowane są zgodnie z zasadami przedstawionymi w **notach 2.4** oraz **8.7**.

Jednostki zależne są konsolidowane metodą pełną od dnia przejęcia, będącego dniem objęcia kontroli nad spółką, do dnia utraty tej kontroli. Kontrola występuje wówczas, gdy jednostka dominująca, z tytułu swojego zaangażowania w tę jednostkę, podlega ekspozycji na zmienne zwroty lub ma do nich prawa oraz możliwość wywierania wpływu na wysokość tych zwrotów poprzez sprawowanie władzy nad jednostką.

Objęcie kontroli nad jednostką stanowiącą przedsięwzięcie rozlicza się metoda nabycia. Na dzień przejęcia, możliwe do zidentyfikowania nabyte aktywa i przejęte zobowiązania jednostki przejmowanej stanowiącej przedsięwzięcie w rozumieniu MSSF 3 są wyceniane według ich wartości godziwej. Nadwyżka kosztu przejęcia (przekazana zapłata wyceniana do wartości godziwej, kwota wszelkich niekontrolujących udziałów w jednostce przejmowanej wycenionych zgodnie z MSSF 3 oraz w przypadku połączenia jednostek realizowanego etapami wartość godziwa na dzień przejęcia uprzednio posiadanego udziału) nad kwotą netto ustalonej na dzień przejęcia wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania nabytych aktywów i przejętych zobowiązań jest ujmowana jako wartość firmy. W przypadku, gdy koszt przejęcia jest niższy od kwoty netto ustalonej na dzień przejęcia wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania nabytych aktywów i przejętych zobowiązań, różnica ta ujmowana jest jako zysk w rachunku zysków i strat na dzień przejęcia (zysk

z okazijnego nabycia). Koszty transakcyjne ujmowane są w rachunku zysków i strat w momencie poniesienia. Udziały niekontrolujące wycenia się na moment przejęcia według proporcjonalnego udziału w aktywach netto jednostki zależnej lub według wartości godziwej.

W przypadku utraty kontroli nad jednostką zależną w danym okresie sprawozdawczym, w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym ujmowane są wyniki za tę część roku objętego sprawozdaniem, w którym to okresie jednostka dominująca posiadała taką kontrolę.

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez Grupę w dającej się przewidzieć przyszłości. Na dzień zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego nie stwierdzono istnienia okoliczności wskazujących na zagrożenie kontynuowania działalności przez Grupę.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z zasadą kosztu historycznego, z wyjątkiem instrumentów pochodnych wycenianych w wartości godziwej oraz aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone w złotych polskich (PLN).

Walutą funkcjonalną spółki PGNiG S.A. i walutą prezentacji niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego jest złoty polski (PLN).

Pozycje wyrażone w walucie obcej

Transakcje wyrażone w walutach obcych są **początkowo ujmowane** według kursu waluty funkcjonalnej, obowiązującego na dzień zawarcia transakcji.

Na **koniec okresu sprawozdawczego**:

- Pozycje pieniężne wyrażone w walutach obcych są przeliczane po kursie waluty funkcjonalnej (ogłoszonym przez NBP), obowiązującym na koniec okresu sprawozdawczego.
- Pozycje niepieniężne wyceniane według historycznej ceny nabycia lub kosztu wytworzenia wyrażonego w walucie obcej są przeliczane po kursie wymiany z dnia transakcji.

Różnice kursowe powstające z tytułu rozliczania pozycji pieniężnych lub z tytułu przeliczania pozycji pieniężnych po kursach innych niż te, po których zostały one przeliczone w momencie ich początkowego ujęcia, ujmuje się w wyniku finansowym. Różnice kursowe stanowiące część zysku/straty z wyceny instrumentu zabezpieczającego w rachunkowości zabezpieczeń ujmuje się w pozostałych całkowitych dochodach.

Dane finansowe jednostek i oddziałów znajdujących się poza granicami kraju, objętych skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym, wymagają przeliczenia na walutę prezentacji Grupy, tj. PLN. W tym celu dane wyrażone w walucie obcej, wynikające ze sprawozdań z sytuacji finansowej, przeliczone są po średnim kursie obowiązującym na koniec okresu sprawozdawczego (ogłoszonym dla danej waluty przez NBP), natomiast z rachunku zysków i strat – po kursie stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów (ogłaszanych dla danej waluty przez NBP) na każdy dzień kończący miesiąc roku obrotowego.

Różnice kursowe powstałe z przeliczenia aktywów i zobowiązań jednostek zagranicznych ujmowane są w pozostałych całkowitych dochodach i kumulowane w oddzielnej pozycji kapitału własnego. W momencie zbycia podmiotu zagranicznego, zakumulowane różnice kursowe ujęte w kapitale własnym, dotyczące danego podmiotu zagranicznego, ujmowane są w rachunku zysków i strat jako wynik na zbyciu.

W celu zabezpieczenia się przed ryzykiem zmian kursów walutowych, Grupa wykorzystuje walutowe transakcje pochodne (zasady rachunkowości stosowane przez Grupę w odniesieniu do pochodnych instrumentów finansowych zostały przedstawione w **nocie 7.2.**).

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostało podpisane oraz zatwierdzone do publikacji przez Zarząd Jednostki Dominującej w dniu 8 marca 2017 roku.

1.2. Wpływ nowych standardów na sprawozdanie Grupy Kapitałowej

1.2.1. Zastosowane nowe i zmienione standardy i interpretacje

Na niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe miały wpływ następujące nowe i zmienione standardy oraz interpretacje, które weszły w życie od 1 stycznia 2016 roku:

Standard	Opis	Szacowany wpływ
Zmiany do MSR 1	<p>W grudniu 2014 roku, w ramach prac związanych z tzw. inicjatywą dotyczącą ujawniania informacji, Rada Międzynarodowych Standardów Rachunkowości opublikowała poprawkę do MSR 1. Celem opublikowanej zmiany jest wyjaśnienie koncepcji istotności oraz wyjaśnienie, że jeżeli jednostka uzna, że dane informacje są nieistotne, wówczas nie powinna ich ujawniać nawet, jeżeli takie ujawnienie jest co do zasady wymagane przez inny MSSF. W zmienionym MSR 1 wyjaśniono, że pozycje prezentowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej oraz sprawozdaniu z wyniku i pozostałych całkowitych dochodów mogą być agregowane bądź dezagregowane w zależności od ich istotności. Wprowadzono również dodatkowe wytyczne odnoszące się do prezentacji sum częściowych w tych sprawozdaniach.</p>	<p>Grupa dokonała optymalizacji ujawnień informacji w sprawozdaniu finansowym poprzez zmianę sposobu prezentacji, zakresu i ilości ujawnień (biorąc pod uwagę ich istotność) oraz dotychczasowego sposobu agregacji danych finansowych.</p>

Pozostałe zmiany nie wskazane powyżej nie miały zastosowania lub były nieistotne dla skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy.

1.2.2. Opublikowane standardy i interpretacje, które jeszcze nie obowiązują i nie zostały wcześniej zastosowane przez Grupę

W niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupa nie zdecydowała o wcześniejszym zastosowaniu następujących opublikowanych standardów, interpretacji lub poprawek do istniejących standardów dotyczących działalności Grupy przed ich datą wejścia w życie:

Standard	Opis	Szacowany wpływ	Data wejścia standardu w życie
MSSF 9 „Instrumenty finansowe”	<p>Standard wprowadza model przewidujący następujące kategorie klasyfikacji aktywów finansowych: wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy, wyceniane w wartości godziwej przez pozostałe całkowite dochody i wyceniane według zamortyzowanego kosztu. Klasyfikacja jest dokonywana na moment początkowego ujęcia i uzależniona jest od przyjętego przez jednostkę modelu zarządzania instrumentami finansowymi oraz charakterystyki umownych przepływów pieniężnych z tych instrumentów.</p> <p>MSSF 9 wprowadza nowy model w zakresie ustalania odpisów aktualizujących – model oczekiwanych strat kredytowych.</p> <p>Większość wymogów MSR 39 w zakresie klasyfikacji i wyceny zobowiązań finansowych została przeniesiona do MSSF 9 w niezmienionym kształcie. Kluczową zmianą jest nałożony na jednostki wymóg prezentowania w innych całkowitych dochodach skutków zmian własnego ryzyka kredytowego z tytułu zobowiązań finansowych wyznaczonych do wyceny w wartości godziwej przez wynik finansowy.</p> <p>W zakresie rachunkowości zabezpieczeń zmiany miały na celu ściślej dopasować rachunkowość zabezpieczeń do zarządzania ryzykiem.</p>	<p>Grupa jest w trakcie analizy wpływu MSSF 9 na skonsolidowane sprawozdanie finansowe. Wstępnie oceniono, iż MSSF 9 może mieć wpływ na skonsolidowane sprawozdanie finansowe w obszarze rachunkowości zabezpieczeń oraz tworzenia odpisów na należności na bazie oczekiwanych strat kredytowych, w odniesieniu do których Grupa spodziewa się wpływu bilansowego poprzez zwiększenie odpisów aktualizujących bilansu otwarcia. Nie oczekuje się jednak aby wysokość odpisów na należności uległa znaczącej zmianie. Grupa zakłada, że instrumenty zabezpieczające obecnie wyznaczone do rachunkowości zabezpieczeń nie ulegną zmianie. Grupa nie spodziewa się zmian w zakresie wyceny do wartości</p>	<p>1 stycznia 2018 roku. Na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, MSSF 9 nie został jeszcze zatwierdzony przez Unię Europejską.</p> <p>Grupa zastosuje MSSF 9 po jego zatwierdzeniu przez Unię Europejską.</p>

Standard	Opis	Szacowany wpływ	Data wejścia standardu w życie
		godziwej. Grupa planuje przeprowadzenie szczegółowej analizy wpływu i wdrożenia nowego standardu w roku 2017.	
MSSF 15 „Przychody z umów z klientami”	Zasady przewidziane w MSSF 15 dotyczyć będą wszystkich umów skutkujących przychodami. Fundamentalną zasadą nowego standardu jest ujmowanie przychodów w momencie transferu towarów lub usług na rzecz klienta, w wysokości ceny transakcyjnej. Wszelkie towary lub usługi sprzedawane w pakietach, które da się wyodrębnić w ramach pakietu, należy ujmować oddzielnie, ponadto wszelkie upusty i rabaty dotyczące ceny transakcyjnej należy co do zasady alokować do poszczególnych elementów pakietu. W przypadku, gdy wysokość przychodu jest zmienna, zgodnie z nowym standardem kwoty zmienne są zaliczane do przychodów, o ile istnieje duże prawdopodobieństwo, że w przyszłości nie nastąpi odwrócenie ujęcia przychodu w wyniku przeszacowania wartości. Ponadto, zgodnie z MSSF 15 koszty poniesione w celu pozyskania i zabezpieczenia kontraktu z klientem należy aktywować i rozliczać w czasie przez okres konsumowania korzyści z tego kontraktu.	Grupa przeprowadziła analizę wpływu MSSF 15 na skonsolidowane sprawozdanie finansowe, w wyniku której stwierdzono, że zmiany standardów nie będą miały znaczącego wpływu na skonsolidowane sprawozdanie finansowe w okresie ich pierwszego zastosowania	1 stycznia 2018 roku. Na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego MSSF 15 nie został jeszcze zatwierdzony przez Unię Europejską. Grupa zastosuje MSSF 15 od 1 stycznia 2018 r.
MSSF 16 „Leasing”	Nowy standard ustanawia zasady ujęcia, wyceny, prezentacji oraz ujawnień dotyczących leasingu. Wszystkie transakcje leasingu skutkują uzyskaniem przez leasingobiorcę prawa do użytkowania aktywa oraz zobowiązania z tytułu obowiązku zapłaty. Tym samym, MSSF 16 znosi klasyfikację leasingu operacyjnego i leasingu finansowego zgodnie z MSR 17 i wprowadza jeden model dla ujęcia księgowego leasingu przez leasingobiorcę. Leasingobiorca będzie zobowiązany ująć: (a) aktywa i zobowiązania dla wszystkich transakcji leasingu zawartych na okres powyżej 12 miesięcy, z wyjątkiem sytuacji, gdy dane aktywo jest niskiej wartości; oraz (b) amortyzację leasingowanego aktywa odrębnie od odsetek od zobowiązania leasingowego w sprawozdaniu z wyników. MSSF 16 w znaczącej części powtarza regulacje z MSR 17 dotyczące ujęcia księgowego leasingu przez leasingodawcę. W konsekwencji, leasingodawca kontynuuje klasyfikację w podziale na leasing operacyjny i leasing finansowy oraz odpowiednio różnicuje ujęcie księgowe.	Według wstępnej oceny MSSF 16 potencjalnie może mieć wpływ na sprawozdanie finansowe Spółki głównie z uwagi na korzystanie przez Spółkę z prawa wieczystego użytkowania gruntów. Grupa nie dokonała jeszcze analizy potencjalnego wpływu na sprawozdanie finansowe. Szczegółowa analiza zostanie przeprowadzona w okresie 2018 – 2019 .	1 stycznia 2019 roku. Na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, zmiana ta nie została jeszcze zatwierdzona przez Unię Europejską. Grupa zastosuje MSSF 16 po jego zatwierdzeniu przez Unię Europejską.
Zmiany do MSR 7: Inicjatywa dotycząca ujawniania informacji	Jednostki będą zobowiązane ujawnić uzgodnienie zmian w zobowiązaniach wynikających z działalności finansowej.	Zmiana ma wpływ na skonsolidowane sprawozdanie finansowe za 2016 rok. Grupa prezentuje uzgodnienie długu netto w nocie 5.1.	1 stycznia 2017 roku.

Pozostałe opublikowane, lecz jeszcze nieobowiązujące standardy i interpretacje nie dotyczą działalności Grupy.

1.3. Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym

W skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za 2016 rok, Grupa dokonała zmiany prezentacji w odniesieniu do następujących pozycji sprawozdania z sytuacji finansowej:

- aktywa i zobowiązania z tytułu podatku odroczonego – zgodnie z MSR 12 dokonano kompensaty aktywów i zobowiązań z tytułu podatku odroczonego;
- środki pieniężne Funduszu Likwidacji Zakładu Górniczego – Grupa dokonała szczegółowej analizy tej pozycji, w wyniku czego dokonano przeniesienia z pozycji „Środki pieniężne i ich ekwiwalenty” do pozycji „Pozostałe aktywa” (w części długoterminowej aktywów).

W związku z retrospektywnym zastosowaniem wyżej wymienionych zmian, w sprawozdaniu z sytuacji finansowej zaprezentowane zostały przekształcone dane na dzień 1 stycznia 2015 roku i 31 grudnia 2015 roku.

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na 31 grudnia 2015 przed zmianą	Kompensata podatku odroczonego	Reklasyfikacja środków pieniężnych o długoterminowym ograniczeniu dysponowania	Stan na 31 grudnia 2015 po zmianie
AKTYWA				
Aktywa trwałe	36 959	(1 533)	217	35 643
w tym:				
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	1 575	(1 533)	-	42
Pozostałe aktywa	439	-	217	656
Aktywa obrotowe	12 866	-	(217)	12 649
w tym:				
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	6 239	-	(217)	6 022
AKTYWA RAZEM	49 825	(1 533)	-	48 292
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY				
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	30 741	-	-	30 741
Zobowiązania długoterminowe	12 795	(1 533)	-	11 262
w tym:				
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	3 090	(1 533)	-	1 557
Zobowiązania krótkoterminowe	6 289	-	-	6 289
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	19 084	(1 533)	-	17 551
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	49 825	(1 533)	-	48 292



Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na 1 stycznia 2015 przed zmianą	Kompensata podatku odroczonego	Reklasyfikacja środków pieniężnych o długoterminowym ograniczeniu dysponowania	Stan na 1 stycznia 2015 po zmianie
AKTYWA				
Aktywa trwałe	37 692	(1 725)	230	36 197
w tym:				
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	1 783	(1 725)	-	58
Pozostałe aktywa	412	-	230	642
Aktywa obrotowe	11 234	-	(230)	11 004
w tym:				
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 958	-	(230)	2 728
AKTYWA RAZEM	48 926	(1 725)	-	47 201
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY				
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	30 169	-	-	30 169
Zobowiązania długoterminowe	12 384	(1 725)	-	10 659
w tym:				
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	3 250	(1 725)	-	1 525
Zobowiązania krótkoterminowe	6 373	-	-	6 373
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	18 757	(1 725)	-	17 032
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	48 926	(1 725)	-	47 201

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych	Stan na 31 grudnia 2015 przed zmianą	Reklasyfikacja środków pieniężnych o długoterminowym ograniczeniu dysponowania	Stan na 31 grudnia 2015 po zmianie
Przeptywy pieniężne netto z działalności operacyjnej	7 258	13	7 271
w tym:			
Zmiana stanu kapitału obrotowego	1 279	13	1 292
Przeptywy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 147)	-	(3 147)
Przeptywy pieniężne netto z działalności finansowej	(829)	-	(829)
Przeptywy pieniężne netto	3 282	13	3 295
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	2 956	(230)	2 726
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	6 238	(217)	6 021

2. Opis Grupy Kapitałowej i segmenty sprawozdawcze

2.1. Główne informacje o Grupie i segmentach sprawozdawczych.

Skonsolidowane sprawozdanie zawiera dane Jednostki Dominującej oraz:

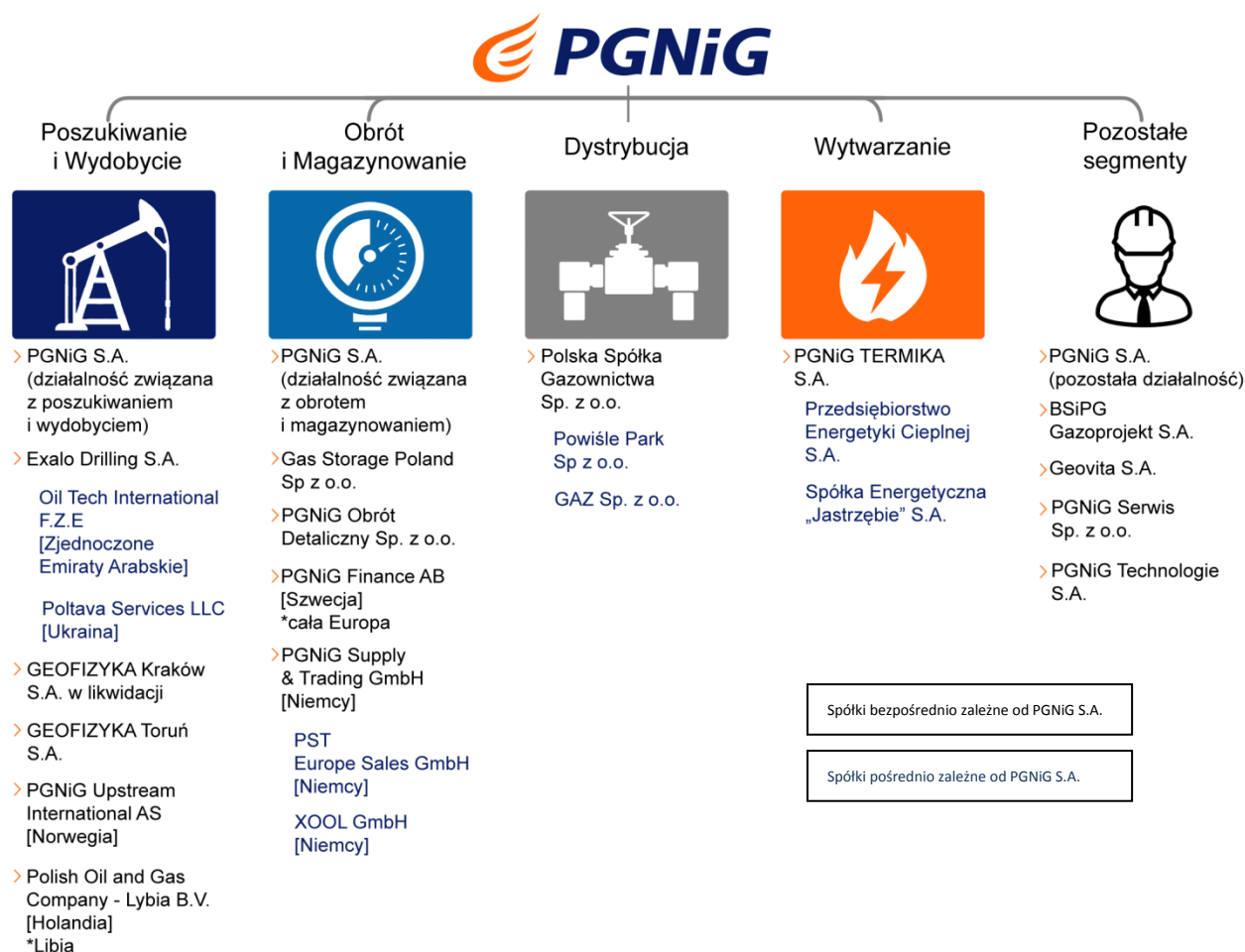
- 15 spółek zależnych od PGNiG,
- 8 spółek pośrednio zależnych od PGNiG.

Udziały, posiadane przez Jednostkę Dominującą, w konsolidowanych spółkach zależnych stanowią 100%, poza jednostką BSiPG Gazoprojekt S.A., w której PGNiG S.A. posiada łącznie 75% udziałów (w tym udział bezpośredni - 22,5% oraz udział pośredni poprzez spółkę PGNiG Technologie S.A. - 52,5%).

Aktywa i zobowiązania spółek z udziałami niedającymi kontroli nie stanowią istotnych kwot.

W ramach Grupy Kapitałowej identyfikuje się 5 segmentów sprawozdawczych.

Poniżej przedstawiono podział jednostek Grupy Kapitałowej PGNiG, konsolidowanych metodą pełną, na wyróżnione segmenty sprawozdawcze. Więcej informacji na temat struktury Grupy Kapitałowej znaleźć można w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG, w rozdziale 6.1.








[] - Kraj rejestracji jednostki (inny niż Polska)

* Główne miejsce prowadzenia działalności (inne niż kraj rejestracji)

Rysunek 1 **Struktura Grupy wg. segmentów operacyjnych**

Segmenty sprawozdawcze zostały ustalone w oparciu o rodzaj działalności prowadzonej przez spółki Grupy. Poszczególne segmenty operacyjne zostały zagregowane do segmentów sprawozdawczych na podstawie kryteriów agregacji wskazanych w tabeli poniżej. Głównym decydem operacyjnym (CODM) jest Zarząd jednostki dominującej.

Segment	Opis segmentu	Segmenty operacyjne i kryteria agregacji
Poszukiwanie i wydobywanie 	<p>Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje proces poszukiwania i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Segment sprzedaje gaz ziemny bezpośrednio ze złóż, ropę naftową i inne produkty w kraju i za granicą.</p>	<p>Segmenty operacyjne wchodzące w skład tego segmentu sprawozdawczego to poszczególne oddziały PGNiG S.A. w części zajmującej się poszukiwaniem i wydobyciem węglowodorów oraz poszczególne spółki Grupy Kapitałowej wskazane na Rysunku 1.</p> <p>Żaden z segmentów operacyjnych nie stanowi znaczącego segmentu, stąd dokonano agregacji ze względu na podobieństwa charakterystyki ekonomicznej oraz spełniania większości kryteriów agregacji. Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to: podobieństwo produktów i usług, natury procesu produkcji, rodzaju klientów oraz podobieństwo ekonomiczne (ekspozycja na jednolite ryzyko rynkowe, znajdująca odzwierciedlenie w skorelowanych wynikach (marżach) uzyskiwanych przez poszczególne segmenty operacyjne wchodzące w skład segmentu sprawozdawczego).</p>
Obrót i magazynowanie 	<p>Segment prowadzi sprzedaż gazu ziemnego importowanego, wydobywanego ze złóż oraz zakupionego na giełdach gazu, wykorzystuje podziemne magazyny gazu na potrzeby handlowe (magazyny gazu zlokalizowane w Mogilnie, Wierzchowicach, Husowie, Brzeźnicy, Strachocinie i w Swarzowie) oraz prowadzi działalność w obszarze obrotu energią elektryczną.</p>	<p>Segmenty operacyjne wchodzące w skład tego segmentu sprawozdawczego to PGNiG S.A. w części zajmującej się obrotem paliwem gazowym i energią elektryczną oraz poszczególne spółki Grupy Kapitałowej wskazane na Rysunku 1.</p> <p>Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to: podobieństwo produktów i usług, podobieństwo w zakresie rodzaju klientów odbierających produkty/usługi oraz podobna charakterystyka ekonomiczna.</p>
Dystrybucja 	<p>Podstawową działalność segmentu stanowi dystrybucja gazu ziemnego siecią dystrybucyjną do odbiorców indywidualnych, przemysłowych i hurtowych oraz eksploatacja, remonty i rozbudowa sieci dystrybucyjnej.</p>	<p>Segment operacyjny pokrywa się z segmentem sprawozdawczym Dystrybucja, w jego skład wchodzi jedna spółka - Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.</p>
Wytwarzanie 	<p>Segment obejmuje swym zakresem działalność polegającą na wytwarzaniu oraz sprzedaży energii elektrycznej i ciepła.</p>	<p>Segmenty operacyjne wchodzące w skład tego segmentu sprawozdawczego to spółka PGNiG TERMIKA S.A. oraz poszczególne spółki od niej zależne, wskazane na Rysunku 1.</p> <p>Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to podobieństwo produktów i usług, podobieństwo w zakresie rodzaju klientów odbierających produkty/usługi oraz podobna charakterystyka ekonomiczna.</p>
Pozostałe segmenty 	<p>Segment obejmuje działalności niekwalifikujące się do wymienionych wcześniej segmentów, tj. projektowanie i realizacja obiektów budowlanych oraz maszyn i urządzeń dla sektora górniczego oraz paliwowo-energetycznego, a także świadczenie usług z zakresu branży hotelarskiej</p>	<p>Segmentami operacyjnym w tym segmencie sprawozdawczym są poszczególne spółki Grupy Kapitałowej nie kwalifikujące się do wymienionych wcześniej segmentów sprawozdawczych, przedstawione na Rysunku 1.</p>

2.2. Dane liczbowe dotyczące segmentów sprawozdawczych.

2016	Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	Sprzedaż między segmentami	Przychody razem	EBITDA	Amortyzacja	Zysk operacyjny	Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	Wydatki z tytułu nabycia rzeczowego majątku trwałego i WN	Rzeczowe aktywa trwałe	Zatrudnienie*
Poszukiwanie i wydobywanie	2 776	1 515	4 291	1 285	(1 066)	219	(1 089)	(53)	(1 314)	12 881	7 720
Obrót i magazynowanie	27 740	440	28 180	1 410	(252)	1 158	(28)	-	(121)	4 227	3 520
Dystrybucja	1 078	3 837	4 915	2 559	(924)	1 635	(4)	-	(1 123)	12 765	10 846
Wytwarzanie	1 472	723	2 195	759	(360)	399	(16)	(21)	(391)	3 378	1 870
Pozostałe segmenty	130	110	240	(61)	(14)	(75)	(18)	-	(9)	110	1 315
Suma	33 196	6 625	39 821	5 952	(2 616)	3 336	(1 155)	(74)	(2 958)	33 361	25 271
Uzgodnienie do danych skonsolidowanych			(6 625)	22	2	24	-	-	(10)	(212)	
Razem			33 196	5 974	(2 614)	3 360	(1 155)	(74)	(2 968)	33 149	

*Bez zatrudnienia w spółkach wycenianych metodą praw własności

2015	Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	Sprzedaż między segmentami	Przychody razem	EBITDA	Amortyzacja	Zysk operacyjny	Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	Wydatki z tytułu nabycia rzeczowego majątku trwałego i WN	Rzeczowe aktywa trwałe	Zatrudnienie*
Poszukiwanie i wydobywanie	3 148	1 707	4 855	2 426	(1 331)	1 095	(839)	-	(1 460)	13 378	8 903
Obrót i magazynowanie	31 274	468	31 742	623	(242)	381	(3)	(51)	(171)	4 290	3 462
Dystrybucja	654	3 931	4 585	2 339	(889)	1 450	(2)	-	(1 180)	12 573	10 678
Wytwarzanie	1 215	672	1 887	679	(312)	367	(30)	-	(353)	2 840	1 071
Pozostałe segmenty	173	152	325	12	(18)	(6)	1	-	(7)	133	1 305
Suma	36 464	6 930	43 394	6 079	(2 792)	3 287	(873)	(51)	(3 171)	33 214	25 419
Uzgodnienie do danych skonsolidowanych			(6 930)	1	2	3	-	-	17	(247)	
Razem			36 464	6 080	(2 790)	3 290	(873)	(51)	(3 154)	32 967	

*Bez zatrudnienia w spółkach wycenianych metodą praw własności

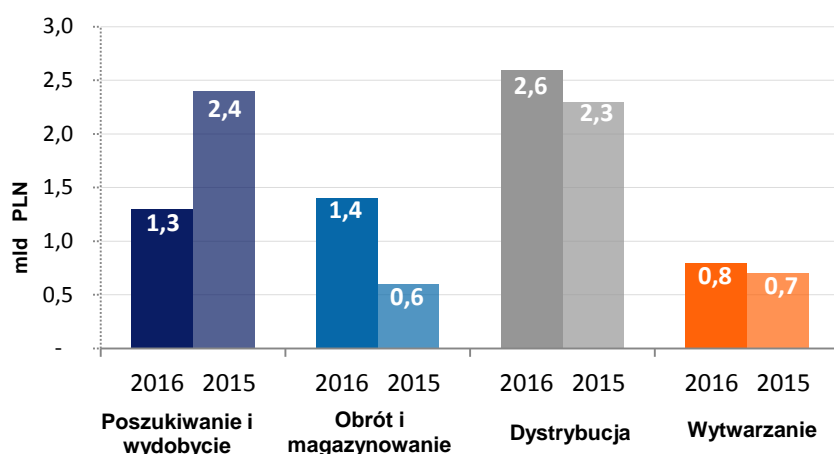
Dane na temat segmentów sporządzane są zgodnie z zasadami rachunkowości stosowanymi w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.

Zarząd analizuje wyniki segmentów korzystając z podstawowych mierników wyników, tj.: zysk netto segmentu, a także kluczowych wskaźników efektywności takich jak EBITDA, który nie stanowi miernika wystandaryzowanego.

Definicja wskaźnika EBITDA oraz sposób jego kalkulacji, stosowany przez Grupę, został przedstawiony poniżej.

Definicja przyjęta przez Grupę:

EBITDA - Zysk przed opodatkowaniem z wyłączeniem kosztów finansowych netto, udziału w wynikach inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności, oraz amortyzacji.



Wykres 1 Struktura EBITDA w podziale na segmenty (w mld PLN)

Więcej informacji na temat działalności poszczególnych segmentów można znaleźć w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.



2.3. Informacje o transakcjach z podmiotami powiązаныmi.

Jednostkami powiązаныmi dla Grupy są: jednostki współzależne od Grupy, jej jednostki stowarzyszone, spółki zależne niekonsolidowane ze względu na nieistotność, spółki z udziałem Skarbu Państwa (zależne, współzależne i stowarzyszone) oraz kluczowy personel zarządzający Grupy (tj. Zarząd i Rady Nadzorcze jednostki dominującej i jej jednostek zależnych).

Podmiotem kontrolującym Grupę jest Skarb Państwa.

	2016			2015		
	Wspólne przedsięwzięcia	Pozostałe podmioty powiązane	Razem	Wspólne przedsięwzięcia	Pozostałe podmioty powiązane	Razem
Obroty i przychody/koszty za okres						
Sprzedaż produktów i usług	28	5	33	31	4	35
Przychody z tytułu odsetek od pożyczek	11	7	18	-	13	13
Razem	39	12	51	31	17	48
Zakup usług, towarów i materiałów	-	(4)	(4)	-	(2)	(2)
Zakup środków trwałych w budowie	-	(24)	(24)	-	(17)	(17)
Inne transakcje zakupu	-	(1)	(1)	-	-	-
Razem	-	(29)	(29)	-	(19)	(19)
Saldo na koniec okresu						
Należności z tytułu dostaw i usług	4	1	5	1	1	2
W tym, kwota odpisów z tytułu utraty wartości	-	-	-	-	-	-
Udzielone pożyczki	250	-	250	-	215	215
W tym, kwota odpisów z tytułu utraty wartości	-	(56)	(56)	-	(48)	(48)
Razem	254	1	255	1	216	217
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	23	5	28	7	2	9
Razem	23	5	28	7	2	9

W 2016 roku Jednostka Dominująca ani spółki od niej zależne nie zawarły żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż warunki rynkowe.



2.3.1. Transakcje z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest Skarb Państwa

Główne transakcje prowadzone z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest Skarb Państwa (posiadający kontrolę, współkontrolę lub znaczący wpływ nad tymi jednostkami) dotyczą bieżącej działalności Grupy, czyli obrotu gazem ziemnym, sprzedaży ropy naftowej oraz energii elektrycznej.

	2016	2015
Przychody	3 855	4 907
Koszty	(888)	(880)
Należności	631	429
Zobowiązania	78	44

Dane powyżej dotyczą następujących spółek: Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., ORLEN Południe S.A., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., Grupa LOTOS S.A., Grupa Azoty Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A., Zakłady Azotowe w Tarnowie - Mościcach S.A., Grupa Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A., Grupa Azoty Zakłady Chemiczne POLICE S.A., Anwil S.A., Energa Obrót S.A., Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., KGHM Polska Miedź S.A.

2.3.2. Informacje o świadczeniach dla kluczowego personelu Grupy Kapitałowej

	2016			2015		
	Zarząd	Rada Nadzorcza	Razem	Zarząd	Rada Nadzorcza	Razem
Jednostki dominującej	7,1	0,5	7,6	7,7	0,4	8,1
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze	5,9	0,5	6,4	7,3	0,4	7,7
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	1,2	-	1,2	0,4	-	0,4
Jednostek zależnych	21,5	5,3	26,8	19,5	4,1	23,6
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze	18,7	5,3	24,0	18,6	4,1	22,7
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	2,8	-	2,8	0,9	-	0,9
Razem	28,6	5,8	34,4	27,2	4,5	31,7

Więcej informacji na temat wynagrodzeń kluczowego personelu kierowniczego oraz polityki wynagrodzeń w GK PGNiG znaleźć można w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za 2016 rok w rozdziale 10.3.

2.3.3. Pożyczki udzielone osobom zarządzającym oraz osobom nadzorującym w spółkach Grupy Kapitałowej

	2016	2015
Osoby zarządzające		
Oprocentowanie (%)	-	5,99%
Wymagalność	-	3 miesiące
Wartość pożyczek pozostałych do spłaty	-	0,01
Osoby nadzorujące		
Oprocentowanie (%)	0% - 3,5%	1%
Wymagalność	2 - 3 lata	3 lata
Wartość pożyczek pozostałych do spłaty	0,01	0,01
Razem wartość pożyczek pozostałych do spłaty	0,01	0,02

2.4. Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności.

Zasady rachunkowości

Wspólne ustalenia umowne

Wspólne ustalenie umowne obejmują:

- wspólne działania (opisane w [nocie 8.7](#)),
- wspólne przedsięwzięcia.

Grupa jako wspólnik **wspólnego przedsięwzięcia** w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym ujmuje swój udział we wspólnym przedsięwzięciu jako inwestycję i wycenia tę inwestycję przy użyciu metody praw własności.

Zgodnie z metodą praw własności, inwestycje ujmuje się początkowo według ceny nabycia, a następnie uwzględnienia się udział Grupy w zmianach aktywów netto, jakie wystąpiły od dnia objęcia współkontrolni do dnia bilansowego, pomniejszonych o utratę wartości. Straty jednostek współzależnych przekraczające wartość udziału Grupy nie są rozpoznawane. Niezrealizowane zyski i straty wynikające z transakcji pomiędzy Grupą a jednostką współzależną podlegają włączeniu konsolidacyjnym zgodnie z udziałem Grupy w kapitałach jednostki współzależnej.

Istotne szacunki

Utrata wartości inwestycji we wspólnym przedsięwzięciu SGT EUROPOL GAZ S.A.

Jednostka Dominująca przeprowadza na koniec każdego okresu sprawozdawczego analizę pod kątem utraty wartości inwestycji w SGT EUROPOL GAZ S.A. (jednostka współzależna wyceniana metodą praw własności) ustalając wartość użytkową metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych. Wycena została sporządzona zgodnie z postanowieniami Protokołu Międzyrządowego z dnia 29 października 2010 roku, które zawierają oczekiwany wynik netto spółki.

Wartość spółki ustalona przy zastosowaniu metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych na ten sam dzień kształtuje się na poziomie 840 mln zł.

Do wyliczeń przyjęto, że wynik SGT EUROPOL GAZ S.A. (EUROPOL GAZ) w latach 2011 – 2021 będzie wynosił 21 mln zł rocznie. Zdyskontowane przepływy obejmują wszystkie przepływy gotówkowe generowane przez EUROPOL GAZ, w tym również przepływy związane z obsługą oprocentowanych obcych źródeł finansowania (koszty odsetkowe oraz spłatę kapitału kredytów i pożyczek) oraz inne znane emitentowi ryzyka. Przepływy pieniężne zdyskontowano stopą 7,69% w ujęciu realnym.

W związku z tym, że na koniec 2016 roku, wynik wyceny metodą praw własności udziałów w spółce EUROPOL GAZ przez Jednostkę Dominującą wyniósł 902 mln zł, w bieżącym okresie sprawozdawczym dokonano odpisu z tytułu utraty wartości w wysokości 62 mln zł, zrównującego wycenę metodą praw własności do wyceny wynikającej z zastosowania wyceny metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych.

Wynik przeprowadzonego testu na utratę wartości charakteryzuje się wrażliwością na przyjęte założenia dotyczące przyszłych przepływów pieniężnych (uzależnionych od realizacji przez spółkę postanowień Protokołu Międzyrządowego w zakresie osiąganego wyniku netto w kolejnych latach) oraz stopy dyskontowej. Zmiany założeń wynikające z aktualizacji prognoz finansowych spółki oraz zmiany stopy dyskontowej wynikające z uwarunkowań zewnętrznych, jak i z działalności samego podmiotu, mogą istotnie wpłynąć na wartość spółki w przyszłości.

2.4.1. Istotne ograniczenia co do możliwości transferu środków do Grupy z tytułu udziałów we wspólnych przedsięwzięciach

Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.

Obowiązująca spółkę Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. (PGG) umowa programu emisji obligacji zezwala na dokonywanie wypłat z tytułu dywidendy tylko wtedy, gdy spełnione są łącznie następujące warunki:

- za okres, za który ma być wypłacona dywidenda, nastąpi wcześniejszy wykup części obligacji z poszczególnych transz;
- nie ma naruszenia założonych wskaźników: dług netto/EBITDA pomniejszonego o odtworzeniowe nakłady inwestycyjne (za ostatni kwartał), DSCR (stosunek środków pieniężnych dostępnych do obsługi zadłużenia do wymagalnego zadłużenia – za ostatni roczny okres) i wskaźnika przyszłych wpływów (za ostatni kwartał);
- płatność nie spowoduje naruszenia prognozowanych wskaźników do dnia wykupu obligacji;
- dywidenda zostanie wypłacona wspólnikom oraz obligatariuszom obligacji partycypacyjnych w proporcji wskazanej w warunkach emisji obligacji partycypacyjnych.

Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.

Obowiązująca spółkę Elektrownia Stalowa Wola S.A. (ECSW) umowa o finansowaniu zezwala na dokonywanie wypłat z tytułu dywidendy lub płatności z tytułu pożyczek podporządkowanych tylko wtedy, gdy nie nastąpiło jakiegokolwiek niedotrzymanie warunków umowy o finansowanie, wskaźniki finansowe są utrzymane, a planowane wypłaty nie spowodują ich złamania oraz utrzymywany jest minimalny, określony w umowach poziom środków dostępnych do obsługi zadłużenia.

Na dzień sporządzania skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK PGNiG za rok 2016 projekt budowy ECSW jest w trakcie realizacji i zgodnie z decyzją kierunkową Sponsorów Projektu (PGNiG oraz Tauron PE) ma być kontynuowany. Prowadzone są zaawansowane negocjacje z potencjalnymi kredytodawcami dotyczące szczegółów nowej umowy kredytowej, której celem będzie refinansowanie obecnego zadłużenia ECSW i dalsza realizacja inwestycji. Więcej informacji na temat działań związanych z działalnością spółki ECSW znaleźć można w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za 2016 rok w rozdziale 5.4.4.

SGT EUROPOL GAZ S.A.

Na dzień 31 grudnia 2015 roku w mocy pozostawały zapisy porozumienia z dnia 20 maja 1997 roku zawartego pomiędzy SGT EUROPOL GAZ S.A. (EUROPOL GAZ) i jego akcjonariuszami, na podstawie których nie podejmowano decyzji o wypłacie przez EUROPOL GAZ dywidendy do czasu całkowitego wypełnienia przez EUROPOL GAZ zobowiązań związanych z kredytami i pożyczkami, przeznaczonymi na budowę gazociągu.

Na dzień 31 grudnia 2016 roku, w EUROPOL GAZ nie ma tego typu ograniczeń co do wypłaty dywidendy lub spłaty pożyczek lub zaliczek wypłaconych przez jednostkę.

Poniżej przedstawiono informacje finansowe dotyczące jednostek wycenianych metodą praw własności.

	2016			2015	
	Wspólne przedsięwzięcie			Wspólne przedsięwzięcie	Jednostki stowarzyszone
	SGT EUROPOL GAZ S.A.	Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	SGT EUROPOL GAZ S.A.	GAS - TRADING S.A.
Stan na początek okresu	840	-	-	840	16
Nabycie udziałów	-	444	-	-	-
Nabycie dodatkowego udziału w SGT EUROPOL GAZ S.A. (1.44%)	-	-	-	51	-
Wyłączenie z konsolidacji	-	-	-	-	(16)
Włączenie do konsolidacji	-	-	21	-	-
Zmiany ujęte w wyniku z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności, w tym:					
Udział w wyniku finansowym	64	(55)	(47)	44	-
Eliminacja zysków niezrealizowanych pomiędzy Grupą a wspólnym przedsięwzięciem	(2)	2	-	(1)	-
Spisanie wartości firmy z dodatkowego nabycia udziałów w SGT EUROPOL GAZ S.A.	-	-	-	(6)	-
Odwrócenie ujemnej wartości udziałów wycenianych metodą praw własności	-	-	26	-	-
Odpis z tytułu utraty wartości	(62)	-	-	(88)	-
Zmiany ujęte w innych całkowitych dochodach z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności.	-	(2)	-	-	-
Stan na koniec okresu	840	389	-	840	-

	2016		2015
	SGT EUROPOL GAZ S.A.*	Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.**	SGT EUROPOL GAZ S.A.*
Udział Grupy PGNiG w kapitale spółki	51,18%	16,63%	51,18%
Podstawowa działalność	Przesył gazu	Wydobycie węgla	Przesył gazu
Podstawowe dane finansowe			
Aktywa trwałe	2 201	6 277	2 465
Aktywa obrotowe	2 125	1 008	1 970
w tym: środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 900	310	-
Zobowiązania długoterminowe	198	2 442	401
w tym: długoterminowe zobowiązania finansowe	115	1 148	-
Zobowiązania krótkoterminowe	322	2 516	329
w tym: krótkoterminowe zobowiązania finansowe	229	92	-
Aktywa netto	3 806	2 327	3 705
Przychody ze sprzedaży	1 120	3 828	1 225
Amortyzacja	281	910	305
Dochody z tytułu odsetek	23	9	27
Koszty odsetek	18	48	22
Podatek dochodowy	29	55	20
Zysk/(Strata) netto	117	(332)	78
Pozostałe całkowite dochody	-	(11)	-
Wartość inwestycji			
Udział w aktywach netto	1 948	387	1 896
Dostosowanie do zasad rachunkowości Grupy	(45)	-	(57)
Eliminacja zysków niezrealizowanych pomiędzy Grupą a wspólnym przedsięwzięciem	(182)	2	(180)
Odpis wartości firmy	(6)	-	(6)
Odpis z tytułu utraty wartości	(875)	-	(813)
Wartość inwestycji w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej	840	389	840

*Uchwały Walnego Zgromadzenia podejmowane są większością 3/4 (trzech czwartych) głosów obecnych na Walnym Zgromadzeniu. Uchwały mogą być podejmowane, jeśli w Walnym Zgromadzeniu uczestniczą wszyscy akcjonariusze-założyciele, z których każdy posiada nie mniej niż 30% akcji.

**Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A., która ma prawo do powołania jednego członka Rady Nadzorczej oraz możliwość blokowania istotnych decyzji.



3. Noty objaśniające do rachunku zysków i strat

3.1. Przychody ze sprzedaży

Zasady rachunkowości

Przychody ze sprzedaży

Grupa generuje przychody przede wszystkim z obrotu gazem ziemnym wysokometanowym i zaazotowanym, produkcji i sprzedaży energii elektrycznej oraz ciepła oraz sprzedaży wydobytej ropy naftowej.

Przedmiotem działania Grupy jest również świadczenie usług, takich jak dystrybucja paliw gazowych, magazynowanie paliw gazowych, usługi geofizyczne – geologiczne, usługi przyłączeniowe, wiertnicze, serwisowe, wynajem nieruchomości i inne.

Grupa ponadto osiąga przychody z umów o usługę budowlaną.

Przychody ze sprzedaży wykazywane są w wartości godziwej otrzymanej bądź należnej zapłaty, po pomniejszeniu o rabaty, podatki związane ze sprzedażą (VAT, podatek akcyzowy) oraz inne obciążenia.

Istotne szacunki

Szacowanie sprzedaży gazu

W celu prawidłowego zaliczenia przychodów ze sprzedaży gazu do właściwego okresu sprawozdawczego, na koniec okresu sprawozdawczego dokonywane są szacunki ilości i wartości gazu dostarczonego, a niezafakturowanego do odbiorców indywidualnych.

Wartość gazu dostarczonego do odbiorców indywidualnych, a niezafakturowanego szacuje się w oparciu o dotychczasową charakterystykę odbioru w porównywalnych okresach sprawozdawczych. Wartość sprzedaży szacowanej gazu określana jest jako iloczyn ilości przypisanych do poszczególnych grup taryfowych oraz stawek określonych w obowiązującej taryfie. Istnieje ryzyko, że ostateczne rzeczywiste wielkości sprzedaży paliwa gazowego mogą się różnić od wartości szacowanych. Może to skutkować uznaniem wyniku finansowego za dany okres wartością części szacowanej sprzedaży, która nie zostanie zrealizowana.

Na koniec 2016 roku w przychodach ze sprzedaży gazu ujęto kwotę szacunków w wysokości 103 mln zł (korekta zwiększająca wartość przychodów zafakturowanych), natomiast przychody ze sprzedaży gazu za rok 2015 zostały pomniejszone o kwotę 183 mln zł w stosunku do wartości zafakturowanych.

Przychody ze sprzedaży ropy naftowej

W przypadku sprzedaży ropy naftowej wydobywanej na norweskim szelfie kontynentalnym, gdzie Grupa posiada współdział w poszczególnych licencjach z innymi udziałowcami, przychód ze sprzedaży ropy naftowej rozpoznawany jest na podstawie wydobytych i sprzedanych klientom wolumenów produktu. Wolumen sprzedanej dla klientów ropy naftowej może się jednak różnić od wolumenów produktu, która w danym okresie przypada na Grupę jako udziałowca w danej licencji. Jeżeli wolumen produkcji przekracza wolumen sprzedaży, w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym rozpoznaje się aktywo (underlift), natomiast gdy wolumen sprzedanej ropy przekracza w danym okresie sprawozdawczym wolumen produkcji przypadającej na Grupę, w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym rozpoznaje się zobowiązanie (overlift).

Zarówno na koniec 2015, jak i 2016 roku wartość sprzedanej ropy naftowej była niższa niż udział Grupy w produkcji, więc w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej ujęto z tego tytułu aktywo w pozycji „Należności” (odpowiednio dla roku 2015 i 2016: 18,1 mln zł i 7 mln zł).

Przychody ze sprzedaży usług budowlanych

W przypadku, gdy wynik umowy o usługę budowlaną może być wiarygodnie oszacowany, przychody i koszty związane z umową rozpoznawane są w odniesieniu do stopnia zaawansowania realizacji umowy na koniec okresu sprawozdawczego. W przypadku, kiedy nie można w wiarygodny sposób oszacować stopnia realizacji umowy, wówczas przychody ujmuje się wyłącznie do wysokości poniesionych kosztów umowy, dla których istnieje prawdopodobieństwo ich odzyskania.

	2016			2015		
	Sprzedaż w Polsce	Sprzedaż poza Polską*	Razem	Sprzedaż w Polsce	Sprzedaż poza Polską*	Razem
Przychody ze sprzedaży gazu, w tym:	24 323	2 106	26 429	28 262	2 001	30 263
Gaz wysokometanowy	22 707	2 095	24 802	26 576	1 965	28 541
Gaz zaazotowany	1 348	11	1 359	1 389	36	1 425
Gaz LNG	185	-	185	207	-	207
Gaz CNG	34	-	34	36	-	36
Gaz propan butan	49	-	49	54	-	54
Przychody ze sprzedaży pozostałe, w tym:	4 946	1 821	6 767	4 021	2 180	6 201
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	646	875	1 521	703	1 174	1 877
Gaz NGL	-	86	86	-	68	68
Sprzedaż ciepła	1 264	-	1 264	1 127	-	1 127
Sprzedaż energii elektrycznej	1 410	442	1 852	990	580	1 570
Przychody ze sprzedaży usług:						
- wiertniczo-serwisowych	45	167	212	53	214	267
- geofizyczno-geologicznych	50	167	217	53	62	115
- budowlano-montażowych	90	-	90	129	-	129
- dystrybucji	762	-	762	363	-	363
- opłaty przyłączeniowej	130	-	130	120	-	120
- pozostałych	208	11	219	248	4	252
Inne	341	73	414	235	78	313
Razem przychody	29 269	3 927	33 196	32 283	4 181	36 464

*Według kraju kontrahenta

Grupa nie posiada zewnętrznych, pojedynczych klientów, od których przychody z tytułu sprzedaży stanowiłyby 10 lub więcej procent łącznych przychodów Grupy.

Grupa sprzedaje za granicą głównie do klientów w Niemczech (41,6% sprzedaży poza Polską), Norwegii i Szwajcarii.

	2016	2015
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się w Polsce	29 734	29 854
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się poza Polską*	4 513	4 263
Razem	34 247	34 117
Udział % aktywów poza Polską w aktywach ogółem	13,18%	12,50%
* W tym PGNiG Upstream International AS (Norwegia)	3 929	3 646



3.2. Koszty operacyjne

Zasady rachunkowości

Koszt sprzedanego gazu

W pozycji tej ujmowany jest koszt związany z zakupem gazu na giełdach gazu oraz od kontrahentów. Koszt zakupu gazu ujmowany jest wraz z uzasadnioną częścią kosztów opłat systemowych i transakcyjnych, kosztów wydobywania ze źródeł krajowych, kosztów odazotowania i kosztów regazyfikacji. Szczegóły dotyczące wyceny tych pozycji opisano w [nocie 6.2.1.](#)

Zużycie surowców i materiałów

W pozycji ujmowane są koszty związane ze zużyciem na cele działalności podstawowej, w szczególności paliwa do produkcji energii i ciepła. Istotną pozycję w tej grupie kosztów stanowią również koszty energii elektrycznej przeznaczonej na cele handlowe.

Świadczenia pracownicze

Koszty z tytułu świadczeń pracowniczych obejmują w szczególności wynagrodzenia i składki na ubezpieczenia społeczne. Szczegóły dotyczące świadczeń pracowniczych opisano w [nocie 6.3.1.](#)

Usługi przesyłowe

Usługi przesyłowe związane są z ponoszeniem przez Grupę kosztów z tytułu przesyłu paliw gazowych oraz ciepła.

Pozostałe usługi

Do pozostałych usług Grupa zalicza koszty z tytułu usług obcych wykonywanych na rzecz działalności podstawowej spółek z Grupy innych niż usługi przesyłowe. Są to w szczególności:

- Usługi remontowe i budowlane oraz związane z remontami maszyn i urządzeń produkcyjnych, w szczególności urządzeń związanych z produkcją ciepła;
- Usługi eksploatacji zasobów mineralnych, związane z prowadzoną działalnością wydobywania węglowodorów;
- Usługi wynajmu (głównie wynajem nieruchomości).

Podatki i opłaty

Pozycja obejmuje w szczególności koszty ponoszone przez Grupę z tytułu podatków od nieruchomości i opłaty za wieczyste użytkowanie gruntów.

Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenia

Szczegóły dotyczące utraty wartości aktywów niefinansowych opisano w [nocie 6.1.3](#)

Amortyzacja

W pozycji tej Grupa ujmuje koszty naliczonych odpisów amortyzacyjnych rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych, naliczanych zgodnie z przyjętymi stawkami amortyzacyjnymi (szczegóły opisano odpowiednio w [notach 6.1.1.](#) i [6.1.2.](#)).

	2016	2015
Koszt sprzedanego gazu	(18 320)	(22 005)
Paliwo gazowe	(17 624)	(21 731)
Koszt transakcji zabezpieczających ceny gazu	(696)	(274)
Zużycie innych surowców i materiałów	(2 427)	(2 211)
Paliwa do produkcji energii i ciepła	(715)	(695)
Energia elektryczna na cele handlowe	(1 190)	(917)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(522)	(599)
Świadczenia pracownicze	(2 573)	(2 714)
Wynagrodzenia	(1 910)	(1 839)
Składki na ubezpieczenie społeczne	(403)	(423)
Koszty długoterminowych świadczeń pracowniczych	(40)	(72)
Pozostałe świadczenia pracownicze	(220)	(380)
Usługi przesyłowe	(1 106)	(1 156)
Pozostałe usługi	(1 412)	(1 235)
Usługi remontowe i budowlane	(203)	(232)
Usługi eksploatacji zasobów mineralnych	(165)	(168)
Usługi wynajmu	(98)	(80)
Pozostałe usługi	(946)	(755)
Podatki i opłaty	(765)	(628)
Odpisy na rzeczowy majątek trwały i wartości niematerialne oraz ich odwrócenie	(1 155)	(873)
Koszt spisanych aktywów dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(319)	(283)
Odpisy rzeczowych aktywów trwałych	(825)	(567)
Odpisy wartości niematerialnych	(11)	(23)
Amortyzacja	(2 614)	(2 790)
Razem	(30 372)	(33 612)

3.3. Pozostałe przychody i koszty operacyjne

	2016	2015
Przychody z tyt. odszkodowań, kar, grzywien	45	36
Różnice kursowe dotyczące działalności operacyjnej	128	(94)
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych	(165)	43
Zmiana stanu odpisów na zapasy	182	(194)
Zmiana stanu odpisów na należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	(20)	37
Zmiana stanu rezerwy na koszty likwidacji odwiertów	(14)	134
Zmiana stanu rezerwy na świadectwa pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	(112)	(184)
Zmiana stanu pozostałych rezerw	(2)	18
Inne przychody i koszty operacyjne	(374)	(311)
Razem pozostałe przychody i koszty operacyjne	(332)	(515)

3.4. Koszty finansowe netto

	2016	2015
Odsetki od zadłużenia [w tym, prowizje od zaciągniętego długu]	(209)	(156)
Różnice kursowe	(26)	(86)
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	59	(39)
Pozostałe koszty finansowe netto	100	56
Razem koszty finansowe netto	(76)	(225)

3.5. Dywidendy wypłacone i zaproponowane do wypłaty

	2016	2015
Dywidendy zadeklarowane i wypłacone w okresie		
Wypłacona dywidenda na jedną akcję (w złotych)	0,18	0,20
Liczba akcji (szt.)	5 778	5 900
Wartość wypłaconej dywidendy	1 062	1 180
dywidenda dla akcjonariuszy jednostki dominującej	1 062	1 180



4. Noty objaśniające dotyczące opodatkowania

4.1. Podatek dochodowy

Zasady rachunkowości

Na obowiązkowe obciążenia wyniku finansowego składają się: bieżący podatek dochodowy od osób prawnych (CIT) oraz podatek odroczony.

Podatek odroczony jest obliczany przy zastosowaniu metody bilansowej, od różnic przejściowych pomiędzy wartością księgową aktywów i zobowiązań a ich wartością podatkową, za wyjątkiem różnic przejściowych wynikających z początkowego ujęcia składnika aktywów lub zobowiązań w transakcji innej niż połączenia przedsięwzięć, które w momencie powstania nie wpłynęły ani na wynik finansowy ani na wynik podatkowy.

Podatek odroczony jest wyliczany przy zastosowaniu stawek podatkowych, które według przewidywań będą obowiązywać w momencie, gdy wartości księgowe aktywów zobowiązań zostaną zrealizowane.

Aktywo z tytułu podatku odroczonego jest rozpoznawane do wysokości, w jakiej jest prawdopodobne, że będzie można pomniejszyć przyszłe zyski podatkowe o istniejące ujemne różnice przejściowe, straty podatkowe oraz ulgi podatkowe (więcej informacji dotyczących ulgi podatkowej można znaleźć w [nocie 4.1.1](#)).

Zobowiązania z tytułu odroczonego podatku dochodowego są ustalane od dodatnich różnic przejściowych związanych z inwestycją w jednostkach zależnych, wspólnych przedsięwzięciach i stowarzyszonych, z wyjątkiem sytuacji gdy spółka Grupy kontroluje terminy odwracania się różnic przejściowych i jest prawdopodobne, że w dającej się przewidzieć przyszłości różnice przejściowe nie odwrócą się.

Aktywa z tytułu podatku dochodowego oraz zobowiązania z tytułu podatku dochodowego są kompensowane wtedy, gdy Grupa:

- posiada możliwy do wyegzekwowania tytuł prawny do przeprowadzania kompensat aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego ze zobowiązaniami z tytułu odroczonego podatku dochodowego oraz
- aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego i zobowiązania z tytułu odroczonego podatku dochodowego dotyczą podatku dochodowego nałożonego przez tę samą władzę podatkową na tego samego podatnika.

Bieżący i odroczony podatek ujmowany jest w rachunku zysków i strat, z wyjątkiem podatków wynikających z transakcji lub zdarzeń, które są ujmowane w innych całkowitych dochodach lub bezpośrednio w kapitale własnym (podatek odroczony jest wówczas ujmowany w pozostałych całkowitych dochodach lub bezpośrednio w kapitale własnym).

Grupa podatkowa

Spółka PGNiG S.A. jest spółką reprezentującą Podatkową Grupę Kapitałową (PGK) PGNiG, która na podstawie umowy z 2014 roku, obowiązywała do 31 grudnia 2016 roku. W dniu 19 września 2016 roku została podpisana kolejna umowa o utworzeniu PGK na lata podatkowe 2017-2020.

W bieżącym okresie sprawozdawczym w skład PGK PGNiG wchodziły spółki: PGNiG S.A., PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o., PGNiG TERMIKA S.A., OSM Sp. z o.o., PGNiG SPV 5 Sp. z o.o., PGNiG SPV 6 Sp. z o.o., PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.

Umowę o utworzeniu Podatkowej Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017 – 2020 podpisały wyżej wymienione podmioty oraz dodatkowo GEOFIZYKA Toruń S.A., PGNiG Technologie S.A. oraz PGNiG Serwis Sp. z o.o.

Pozostałe podmioty Grupy Kapitałowej są oddzielnymi podatnikami podatku dochodowego od osób prawnych (PDOP). Na podstawie przepisów podatkowych, spółki wchodzące w skład PGK utraciły odrębną podmiotowość dla celów podatku CIT, a podmiotowość tę uzyskała PGK jako całość, co umożliwiła kalkulację podatku dochodowego łącznie dla spółek tworzących PGK.

Odrębność podmiotowa PGK istnieje wyłącznie na gruncie PDOP. Nie należy jej utożsamiać z odrębną podmiotowością prawną. Nie przenosi się ona również na grunt innych podatków, w szczególności każda ze spółek tworzących PGK jest nadal odrębnym podatnikiem podatku VAT, podatku od czynności cywilnoprawnych, a także płatnikiem podatku dochodowego od osób fizycznych.

4.1.1. Podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków i strat

Uzgodnienie efektywnej stawki podatku	2016	2015
Zysk przed opodatkowaniem	3 210	3 014
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej obowiązującej w Polsce (19%)	(610)	(573)
Różnice w stawkach podatkowych spółek Grupy (24%-78% dla Norwegii, 33% dla Niemiec, od 12-40 % dla pozostałych)	(135)	(173)
Ujemne różnice przejściowe, od których nie ujęto podatku odroczonego	(116)	(132)
Podatek dochodowy wykazywany w rachunku zysków i strat	(861)	(878)
W tym:		
Bieżący podatek dochodowy	(712)	(697)
Odroczonego podatku dochodowego	(149)	(181)
		<i>Nota 4.1.2.</i>
Efektywna stopa podatkowa	27%	29%

W przypadku PGNiG Upstream International AS (PUI), stopa podatkowa wynosi 78% podstawy opodatkowania. Działalność PUI na norweskim szelfie kontynentalnym w 2016 roku podlegała opodatkowaniu w ramach dwóch równoległych systemów podatkowych:

- System podatku dochodowego (stawka podatku 25%; 27% w 2015 roku);
- System podatku naftowego (dodatkowa stawka podatku 53%; 51% w 2015 roku).

Tak wysoka stopa podatkowa w Norwegii związana jest z szeregiem ulg inwestycyjnych i dodatkowych odliczeń, takich jak:

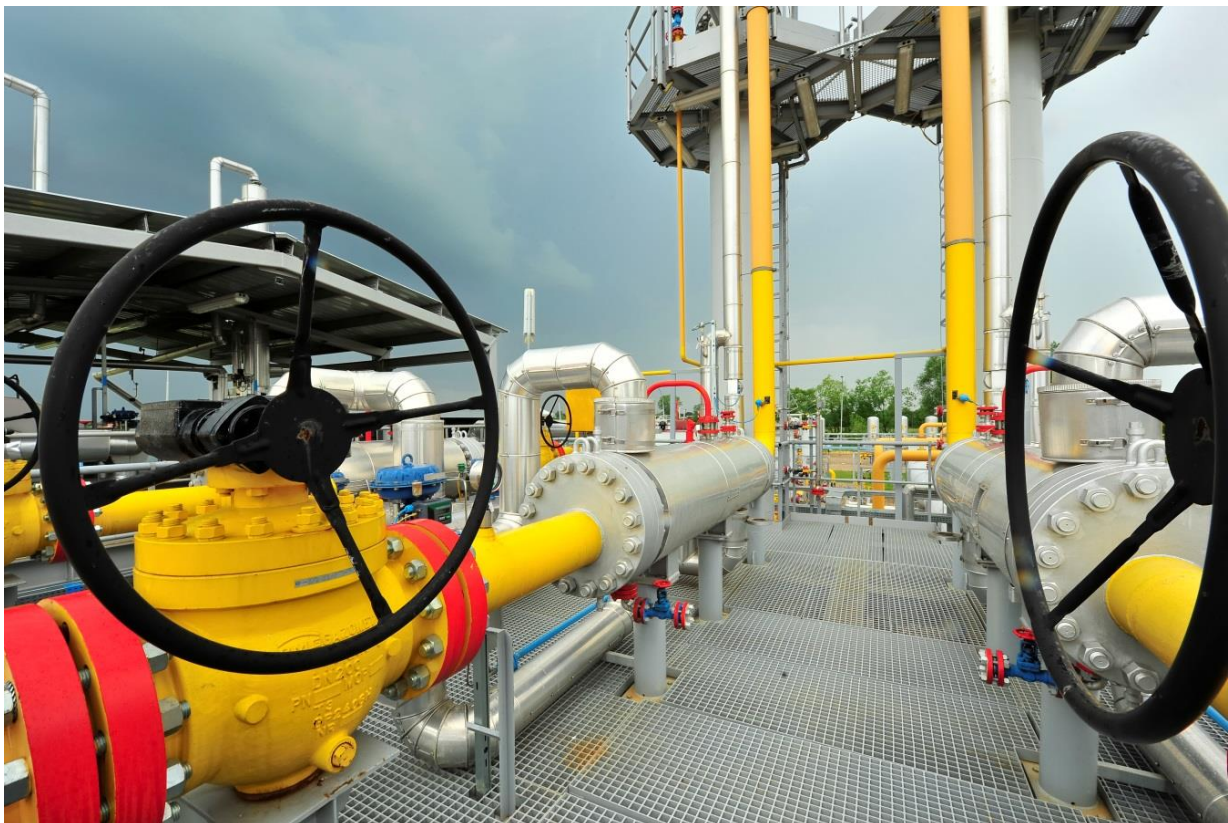
- możliwość zastosowania wysokich stawek amortyzacji (roczna stawka amortyzacji wynosi 16,67%) i rozpoczęcia okresu amortyzacji natychmiast po poniesieniu nakładów inwestycyjnych. W roku, w którym poniesiono nakłady, spółce przysługuje prawo do pełnej rocznej amortyzacji, niezależnie od daty poniesienia wydatku;
- możliwość zastosowania w ramach reżimu podatku naftowego ulgi inwestycyjnej w wysokości 5,5% rocznie przez okres czterech lat. Ulga dotyczy nakładów inwestycyjnych na norweskim szelfie kontynentalnym (z wyjątkiem kosztów poszukiwań) i wynosi 22% wydatków, które podlegają amortyzacji (5,5% przez 4 lata, przy czym dla inwestycji rozpoczętych przed miesiącem majem 2013 roku ulga wynosi 30%, tj. 7,5% przez 4 lata). Ulga ta jest odejmowana wyłącznie od podstawy opodatkowania podatkiem naftowym (stawka 53%; 51% w 2015 roku) i nie dotyczy podatku dochodowego. Jeżeli wartość ulgi przekracza wysokość dochodu w danym roku, może być ona realizowana w kolejnych latach;
- możliwość odjęcia od przychodów całości wydatków na poszukiwania złoża. W sytuacji, gdy spółka nie uzyskuje dochodu, od którego może odliczyć koszty poszukiwań, przysługuje jej prawo do zwrotu 78% kosztów poszukiwań. Zwrot ma formę pieniężną i jest realizowany do końca kolejnego roku po roku objętym zeznaniem podatkowym;
- możliwość odliczenia kosztów finansowych w obu systemach podatkowych.

Norweski system podatkowy zezwala na rozliczanie strat bez ograniczeń czasowych, a dodatkowo przewiduje oprocentowanie dla strat przenoszonych na następne lata. Stopa oprocentowania takich strat jest kalkulowana jako stopa wolna od ryzyka, po uwzględnieniu podatku dochodowego (25%; 27 % w 2015 roku). Straty podatkowe poniesione przez PUI we wcześniejszych latach (do roku 2012), powiększone o oprocentowanie, obniżają wysokość podatku bieżącego. W związku z powyższym przez cały okres od powstania PUI do końca 2016 roku spółka nie płaciła w Norwegii podatku dochodowego.

Rozrachunki z tytułu podatku bieżącego	2016	2015
Stan na początek okresu (należności i zobowiązania netto)	(46)	(186)
Podatek dochodowy ujęty w wyniku netto bieżącego okresu	(712)	(697)
Podatek zapłacony w okresie	611	833
Pozostałe zmiany	5	4
Stan na koniec okresu (należności i zobowiązania netto)	(142)	(46)
w tym:		
- stan należności	38	7
- stan zobowiązań	(180)	(53)
	(142)	(46)

4.1.2. Odroczone podatki dochodowe

	UZANIE/(OBCIĄŻENIE)						UZANIE/(OBCIĄŻENIE)				
	1 stycznia 2015	Wynik finansowy	Pozostałe całkowite dochody	Różnice kursowe z przeliczenia	Pozostałe zmiany	31 grudnia 2015	Wynik finansowy	Pozostałe całkowite dochody	Różnice kursowe z przeliczenia	Pozostałe zmiany	31 grudnia 2016
Aktywa z tytułu podatku odroczonego											
Zobowiązania z tyt. świadczeń pracowniczych	120	(6)	1	-	-	115	5	8	-	4	132
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	141	(14)	-	-	-	127	10	-	-	-	137
Pozostałe rezerwy	157	31	1	-	(11)	178	(71)	(3)	-	3	107
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	305	4	-	(20)	-	289	(73)	-	26	-	242
Wycena instrumentów pochodnych	136	137	-	1	-	274	(140)	-	4	-	138
Utrata wartości aktywów rzeczowych aktywów trwałych	144	59	-	-	-	203	38	-	-	(1)	240
Strata podatkowa	602	(350)	-	(18)	(17)	217	(120)	-	16	-	113
Pozostałe	177	8	-	-	(13)	172	(47)	-	-	47	172
Razem	1 782	(131)	2	(37)	(41)	1 575	(398)	5	46	53	1 281
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego											
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	2 985	(79)	-	(77)	-	2 829	(965)	-	84	6	1 954
Wycena pochodnych instrumentów finansowych	120	141	(82)	2	-	181	(144)	149	4	-	190
Pozostałe	144	(12)	-	-	(52)	80	860	-	27	2	969
Razem	3 249	50	(82)	(75)	(52)	3 090	(249)	149	115	8	3 113
Kompensata aktywów i zobowiązań	(1 724)					(1 533)					(1 181)
Stan po kompensacie											
Aktywa	58					42	(398)				100
Zobowiązania	1 525					1 557	(249)				1 932
Wpływ netto zmian w okresie		(181)	84	38	11		(149)	(144)	(69)	45	



5. Noty objaśniające do sprawozdania z przepływów pieniężnych oraz informacje dotyczące zadłużenia

5.1. Uzgodnienie zadłużenia

Zasady rachunkowości

Poprzez **zadłużenie netto** Grupa rozumie sumę posiadanych kredytów bankowych (zarówno krótko jak i długoterminowych), dłużnych papierów wartościowych oraz zobowiązań z tytułu leasingu oraz pożyczek, pomniejszoną o środki pieniężne i ich ekwiwalenty oraz środki pieniężne prezentowane jako aktywa długoterminowe. Jako wskaźnik zadłużenia, Grupa prezentuje stosunek zadłużenia netto do EBITDA.

Zadłużenie netto	2016	2015	
Kredyty bankowe	1 180	1 241	
Dłużne papiery wartościowe	143	4 514	
Pozostałe	23	44	
Razem zobowiązania z tytułu zadłużenia długoterminowego	1 346	5 799	
Kredyty bankowe	143	283	
Dłużne papiery wartościowe	4 841	258	
Pozostałe	22	42	
Razem zobowiązania z tytułu zadłużenia krótkoterminowego	5 006	583	
Razem zadłużenie	6 352	6 382	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	5 829	6 022	<i>Nota 5.4.</i>
Zadłużenie netto	523	360	
EBITDA	5 974	6 080	<i>Nota 2.2.</i>
Zadłużenie netto / EBITDA	0,09	0,06	

Zmiany zadłużenia	Kredyty bankowe	Dłużne papiery wartościowe	Pozostałe	Razem
Stan na 1 stycznia 2015	814	4 894	130	5 838
Wpływy z tytułu zaciągniętego zadłużenia	1 597	362	-	1 959
otrzymane finansowanie	1 586	362	-	1 948
koszty transakcyjne	11	-	-	11
Naliczenie odsetek	72	109	5	186
Płatności z tytułu zadłużenia	(1 023)	(501)	(54)	(1 578)
spląty kapitału	(927)	(390)	(49)	(1 366)
odsetki zapłacone	(71)	(111)	(5)	(187)
provizje zapłacone	(25)	-	-	(25)
Różnice kursowe od zadłużenia w walutach obcych	64	(92)	2	(26)
Leasing finansowy	-	-	3	3
Stan na 31 grudnia 2015	1 524	4 772	86	6 382
Wpływy z tytułu zaciągniętego zadłużenia	317	147	-	464
otrzymane finansowanie	304	147	-	451
koszty transakcyjne	13	-	-	13
Naliczenie odsetek	67	17	4	88
Płatności z tytułu zadłużenia	(554)	(408)	(59)	(1 021)
spląty kapitału	(478)	(270)	(55)	(803)
odsetki zapłacone	(68)	(138)	(4)	(210)
provizje zapłacone	(8)	-	-	(8)
Różnice kursowe od zadłużenia w walutach obcych	(56)	261	(1)	204
Leasing finansowy	-	-	2	2
Zmiany w Grupie	25	195	13	233
Stan na 31 grudnia 2016	1 323	4 984	45	6 352

5.2. Zobowiązania z tytułu zadłużenia

Zasady rachunkowości

Zobowiązania z tytułu zadłużenia posiadane przez Grupę składają się z trzech głównych kategorii: kredytów bankowych, dłużnych papierów wartościowych oraz pozostałych (głównie zobowiązania z tytułu leasingu finansowego oraz pożyczki). Wszystkie grupy zobowiązań w momencie początkowego ujęcia wycenia się w wartości godziwej, pomniejszonej o koszty transakcyjne. Na dzień bilansowy te składniki zobowiązań z tytułu zadłużenia wyceniane są według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem efektywnej stopy procentowej.

2016	W walucie funkcjonalnej PLN	W walucie obcej	
		EUR	USD
Kredyty bankowe	36	715	572
Dłużne papiery wartościowe	2 698	2 286	-
Pozostałe	9	-	36
Razem, w tym:	2 743	3 001	608
Zmiennoprocentowe	2 739	715	608
Stałoprocentowe	4	2 286	-

2015	W walucie funkcjonalnej PLN	W walucie obcej	
		EUR	USD
Kredyty bankowe	203	747	574
Dłużne papiery wartościowe	2 579	2 193	-
Pozostałe	33	1	52
Razem, w tym:	2 815	2 941	626
Zmiennoprocentowe	2 813	748	626
Stałoprocentowe	2	2 193	-

Podstawą naliczania oprocentowania zadłużenia zmiennoprocentowego denominowanego w PLN jest WIBOR 1M, WIBOR 3M lub WIBOR 6M; zadłużenia w USD LIBOR 1M i LIBOR 3M; zadłużenia w EUR: EONIA, EURIBOR 1M oraz EURIBOR 3M. Oprocentowanie stałe dotyczy wyłącznie dłużnych papierów wartościowych denominowanych w EUR i wynosi 4%. Z posiadaniem przez Grupę zadłużeniem związane jest ryzyko zmiany stopy procentowej, ryzyko walutowe oraz ryzyko płynności. Dalsze informacje na temat tych ryzyk zostały przedstawione w [nocie 7.3](#).



Spółka na dzień 31 grudnia 2016 roku realizowała programy emisji dłużnych papierów wartościowych:

Data zawarcia umowy emisji	Termin obowiązywania umowy	Przedmiot umowy	Banki będące stroną emisji na dzień bilansowy	Limit emisji	wykorzystany limit (%) na 31 grudnia 2016	Zadłużenie z tytułu emisji (mld PLN)	
						2016	2015
Spółka uprawniona do emisji: PGNiG S.A.							
10 czerwca 2010 r.	31 lipca 2020 r.	Program emisji obligacji dyskontowych lub kuponowych z terminem zapadalności od 1 do 12 miesięcy	Bank Pekao S.A., ING Bank Śląski S.A., PKO BP S.A., Bank Handlowy w Warszawie S.A., Societe Generale S.A., BGŻ BNP Paribas S.A. Oddział w Polsce, mBank S.A. oraz Bank Zachodni WBK S.A.	7 mld PLN	-	-	-
22 maja 2012 r.	22 maja 2027 r.	Program emisji obligacji	Bank Pekao S.A. oraz ING Bank Śląski S.A.	4,5 mld PLN	55,6 %	2,5	2,5
2 października 2014 r.	30 września 2024 r.	Program emisji obligacji z terminem wykupu równym co najmniej 12 miesięcy ¹	Bank Gospodarstwa Krajowego	1 mld PLN	-	-	-
Spółki uprawnione do emisji: PGNiG S.A. i PGNiG Finance AB							
25 sierpnia 2011 r.	14 lutego 2017 r.	Program emisji średnioterminowych euroobligacji (obligacje z terminem zapadalności do 10 lat)	Societe Generale S.A., BGŻ BNP Paribas S.A. oraz Unicredit Bank AG	1,2 mld EUR	41,6 %	2,2	2,1
Spółka uprawniona do emisji: PGNiG TERMIKA S.A.							
4 lipca 2012 r.	29 grudnia 2019 r. ²	Program emisji obligacji kuponowych lub dyskontowych	ING Bank Śląski S.A., PKO Bank Polski S.A., Nordea Bank Polska S.A. oraz Bank Zachodni WBK S.A.	1,5 mld PLN	-	-	0,1
Spółka uprawniona do emisji: Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A.							
17 października 2013 r.	20 grudnia 2017 r. ³ 20 września 2017 r. ³	Program emisji obligacji	Bank Gospodarstwa Krajowego, Alior Bank S.A.	0,42 mld PLN	4,8 %	0,2	-

1. Zgodnie z zapisami umowy, celem emisji obligacji mogą być wyłącznie wydatki inwestycyjne związane m.in. z utrzymaniem zdolności wydobywczych, dywersyfikacją źródeł dostaw gazu, działalnością związaną z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, budową sektora energetycznego oraz rozpoczętymi projektami związanymi z budową infrastruktury magazynowej.

2. Z możliwością przedłużenia do 29 grudnia 2021 r.

3. Program przewiduje wielokrotne emisje obligacji w ramach dwóch transz:

- Transzy A o wartości do 369 mln zł z przeznaczeniem na finansowanie Programu Inwestycyjnego, w tym poprzez przekazywanie środków do podmiotów z grupy emitenta, które będą realizowały Program Inwestycyjny oraz refinansowanie wydatków poniesionych przez Emitenta lub podmioty z grupy emitenta na realizację Programu Inwestycyjnego;
- Transzy B o wartości do 51 mln zł z przeznaczeniem na cele, na jakie przeznaczone będą środki pochodzące z obligacji transzy A oraz dodatkowo na cele obrotowe (w tym na wykup obligacji transzy B).

Wartość godziwa zobowiązania z tytułu euroobligacji wyemitowanych przez spółkę PGNiG Finance A.B. wynosiła 2 224,8 mln zł na dzień 31 grudnia 2016 roku, wobec wartości bilansowej 2 286,4 mln zł (31 grudnia 2015 roku: 2 204 mln zł, wobec wartości bilansowej 2 193,2 mln zł). Wartość godziwa zaklasyfikowana została do poziomu 1 w hierarchii wartości godziwej i została ustalona na bazie notowań przedmiotowych euroobligacji.

Wartość godziwa posiadanych przez Spółkę pozostałych aktywów i zobowiązań finansowych wycenianych według zamortyzowanego kosztu nie różni się istotnie od ich wartości bilansowej, zarówno na 31 grudnia 2016 roku, jak i na 31 grudnia 2015 roku.

Zobowiązania z tytułu finansowania w wysokości 3 029 mln zł (2015: 1 390 mln zł) zabezpieczone są rzeczowymi aktywami trwałymi o wartości bilansowej 6 965 mln zł (2015: 3 994 mln zł).

W bieżącym okresie oraz w okresie porównawczym Grupa terminowo spłacała zobowiązania z tytułu zaciągniętego zadłużenia. W okresie sprawozdawczym oraz do dnia zatwierdzenia sprawozdania finansowego do publikacji nie wystąpiły również żadne przypadki naruszeń istotnych postanowień umowy kredytu, dłużnych papierów wartościowych lub pożyczki, które mogłyby skutkować przyspieszeniem terminu wymagalności zobowiązań.

5.2.1. Wartość przyznaných i niewykorzystanych źródeł finansowania

	2016			2015		
	Przyznany limit	Wykorzystanie	Niewykorzystane	Przyznany limit	Wykorzystanie	Niewykorzystane
Linie kredytowe	2 064	(1 272)	792	2 350	(1 487)	863
Dłużne papiery wartościowe	19 723	(4 904)	14 819	19 093	(4 732)	14 361
Razem	21 787	(6 176)	15 611	21 443	(6 219)	15 224

5.3. Kapitał własny i polityka zarządzania kapitałem

Zasady rachunkowości

Kapitał akcyjny wykazywany jest według wartości nominalnej, w wysokości zgodnej ze statutem Jednostki Dominującej oraz wpisem do rejestru sądowego.

Kapitał zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej tworzony jest z nadwyżki ceny emisyjnej akcji powyżej ich wartości nominalnej (agio), a pozostałej po pokryciu kosztów tej emisji.

Na **skumulowane pozostałe całkowite dochody** składają się różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych, odnoszone w kapitał skutki stosowania rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych oraz zyski i straty aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych oraz wycena aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży.

Zyski zatrzymane stanowią sumę zysku roku bieżącego oraz zakumulowanych zysków z lat poprzednich, które nie zostały wypłacone w formie dywidendy, ale zostały przekazane na powiększenie kapitału zapasowego lub są niepodzielone.

Największym akcjonariuszem PGNiG S.A., jest Skarb Państwa, który posiadając na dzień 31 grudnia 2016 roku 71,88% akcji Spółki jest podmiotem kontrolującym Grupę. Szczegóły dotyczące struktury akcjonariatu przedstawiono w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG w rozdziale 9.1.

Na koniec poprzedniego okresu sprawozdawczego, na kapitał akcyjny składało się 5 900 mln akcji o wartości nominalnej 1 zł na jedną akcję; łączna wartość kapitału akcyjnego wynosiła 5 900 mln zł. W 2016 roku Jednostka Dominująca dokonała skupu 121 685 143 akcji własnych w celu umorzenia, natomiast w dniu 24 listopada 2016 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy Jednostki Dominującej podjęło Uchwałę w sprawie umorzenia 121 685 143 akcji zwykłych na okaziciela o wartości nominalnej 1 zł oraz Uchwałę w sprawie obniżenia kapitału zakładowego i utworzenia kapitału rezerwowego.

Na koniec 2016 roku na kapitał akcyjny składało się 5 778 314 857 akcji o wartości nominalnej 1 zł na jedną akcję.

W bieżącym okresie sprawozdawczym Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. zdecydowało o przeznaczeniu na wypłatę dywidendy kwotę 1 062 mln zł (oznaczało to wypłatę dywidendy w wysokości 0,18 zł na akcję) (2015: 1 180 mln zł – 0,20 zł na akcję). Dywidenda została zatwierdzona w dniu 28 czerwca 2016 roku, a dniem prawa do dywidendy był 20 lipca 2016 roku.

Szczegółowe informacje na temat polityki dywidendowej przedstawiono w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.

Głównym celem zarządzania kapitałem Grupy jest zapewnienie zdolności do kontynuowania działalności z uwzględnieniem realizacji planowanych inwestycji, przy jednoczesnym zwiększaniu wartości Grupy dla akcjonariuszy. Ponadto Grupa Kapitałowa PGNiG monitoruje zdolność do pokrycia swoich zobowiązań, stosując wskaźnik relacji długu netto do EBITDA.

5.4. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

Zasady rachunkowości

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty obejmują środki pieniężne w banku i w kasie oraz krótkoterminowe aktywa finansowe o dużej płynności, o pierwotnym okresie zapadalności nieprzekraczającym trzech miesięcy, łatwo wymienialne na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażone na nieznaczne ryzyko zmiany wartości.

Wartości te w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych pomniejszone są o niespłacone kredyty w rachunkach bieżących.

	2016	2015
Środki pieniężne w kasie	1	1
Środki pieniężne na rachunku bankowym	875	507
Lokaty bankowe	4 593	5 285
Inne środki pieniężne	360	229
Razem	5 829	6 022
w tym środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	742	495

W ramach kategorii inne środki pieniężne Grupa wyróżnia posiadane bony (handlowe, skarbowe, NBP), certyfikaty depozytowe, środki pieniężne w drodze oraz czeki i weksle obce o terminie zapadalności poniżej 3 miesięcy.

Szczegóły dotyczące zmiany stanu środków pieniężnych w okresie zostały przedstawione w [nocie 5.4](#).

Ze środkami pieniężnymi i ich ekwiwalentami wiąże się ryzyko kredytowe, ryzyko kursowe oraz stopy procentowej. Szczegółowe informacje na temat tych ryzyk przedstawiono w [nocie 7.3](#).

Wg agencji ratingowej	2016	2015
Banki o ratingu A+ wg agencji Fitch	532	656
Banki o ratingu A wg agencji Fitch	1 289	-
Banki o ratingu A- wg agencji Fitch	2 314	3 203
Banki o ratingu A2 wg agencji Moody's	321	799
Banki o ratingu BB wg agencji Fitch	24	-
Banki o ratingu BB- wg agencji Fitch	16	32
Banki o ratingu BBB wg agencji Fitch	92	592
Banki o ratingu BBB+ wg agencji Fitch	5	3
Lokaty pieniężne w bankach razem	4 593	5 285



5.5. Pozostałe wyjaśnienia dotyczące skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych

5.5.1. Uzgodnienie zmian kapitału obrotowego do sprawozdania z przepływów pieniężnych

2016	Różnica wynikająca ze sprawozdania z sytuacji finansowej	Zmiana stanu rozrachunków z tytułu podatku bieżącego	Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	Zmiany w Grupie	Transakcje bezgotówkowe	Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (zmiana stanu kapitału obrotowego)
Zapasy	(281)	-	-	-	16	-	(265)
Należności	(909)	31	149	-	131	17	(581)
Pozostałe aktywa	17	-	(4)	(5)	10	-	18
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	414	(127)	67	-	(105)	(15)	234
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	(18)	-	-	-	(31)	136	87
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	(13)	-	(62)	-	-	101	26
Pozostałe rezerwy	(101)	-	-	-	(8)	10	(99)
Pozostałe zobowiązania	178	-	(25)	-	(3)	(113)	37
Kapitał obrotowy razem	(713)	(96)	125	(5)	10	136	(543)

2015	Różnica wynikająca ze sprawozdania z sytuacji finansowej	Zmiana stanu rozrachunków z tytułu podatku bieżącego	Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	Zmiany w Grupie	Transakcje bezgotówkowe	Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (zmiana stanu kapitału obrotowego)
Zapasy	960	-	-	-	-	-	960
Należności	862	2	(9)	-	-	(19)	836
Pozostałe aktywa	(14)	-	-	(8)	-	8	(14)
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	(541)	138	21	-	-	25	(357)
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	68	-	-	-	-	(39)	29
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	5	-	17	-	-	(40)	(18)
Pozostałe rezerwy	(31)	-	-	-	-	(35)	(66)
Pozostałe zobowiązania	29	-	(37)	-	-	(70)	(78)
Kapitał obrotowy razem	1 338	140	(8)	(8)	-	(170)	1 292

5.5.2. Pozostałe korekty niepieniężne do sprawozdania z przepływów pieniężnych

	2016	2015
Odsetki i dywidendy netto	27	127
Wynik na różnicach kursowych netto	208	(24)
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	74	51
Pochodne instrumenty finansowe	71	28
Spisane nakłady inwestycyjne na niefinansowe aktywa trwale	322	284
Nabycie uprawnień do emisji CO ₂	(95)	(90)
Pozostałe pozycje netto	(239)	54
Pozostałe korekty niepieniężne	368	430

5.5.3. Uzgodnienie stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych ze sprawozdaniem z sytuacji finansowej

	2016	2015
1) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	6 022	2 728
a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu	1	2
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na początek okresu (1-a)	6 021	2 726
2) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	5 829	6 022
b) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	(3)	1
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na koniec okresu (2-b)	5 832	6 021
I. Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (2-1)	(193)	3 294
II. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (b-a)	(4)	(1)
Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych (I. - II.)	(189)	3 295



6. Noty objaśniające do sprawozdania z sytuacji finansowej

6.1. Aktywa trwałe rzeczowe i niematerialne

6.1.1. Rzeczowe aktywa trwałe i związane z nimi rezerwy

Zasady rachunkowości

Rzeczowe aktywa trwałe

Najistotniejsze pozycje rzeczowych aktywów trwałych stanowią budynki i budowle oraz urządzenia techniczne i maszyny związane przede wszystkim z poszukiwaniem i wydobywaniem gazu ziemnego i ropy naftowej oraz obrotem, magazynowaniem i dystrybucją gazu. Poza tym Grupa posiada również środki transportu oraz grunty. W ramach środków trwałych w budowie Grupa wykazuje głównie aktywowane koszty prac związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż gazu ziemnego i ropy naftowej do momentu rozpoczęcia eksploatacji lub odpisania (szczegółowa polityka rachunkowości przedstawiona została w akapicie Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze).

Do rzeczowych aktywów trwałych Grupa zalicza również istotne części zamienne oraz awaryjne wyposażenie, jeżeli Grupa oczekuje, że będą one wykorzystywane przez czas dłuższy niż jeden rok i możliwe jest ich przypisanie do poszczególnych pozycji rzeczowych aktywów trwałych.

Pozycje rzeczowych aktywów trwałych wycenia się według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonego o umorzenie oraz odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości (odpisy z tytułu utraty wartości ujmują się zgodnie z polityką przedstawioną w [nocie 6.1.3.](#)).

Wartość początkowa wytworzonych gazociągów lub magazynów gazu (kategoria Budynki i budowle) obejmuje również wartość gazu, która służy do ich pierwszego napełnienia. Ilość gazu niezbędna do pierwszego napełnienia gazociągu lub komory magazynowej odpowiada ilości niezbędnej do wytworzenia minimalnego ciśnienia pracy gazociągu lub magazynu.

Do ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pozycji rzeczowych aktywów trwałych zalicza się koszty finansowania zewnętrznego.

Koszty bieżącego utrzymania rzeczowych aktywów trwałych, remontów i konserwacji ujmowane są w wyniku finansowym w momencie poniesienia. W przypadku rozszczelnienia gazociągu, koszty jego ponownego napełnienia lub uzupełnienia utraconego paliwa są ujmowane bezpośrednio w rachunku zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione.

Metody i okresy amortyzacji są następujące:

Kategoria	Metoda amortyzacji	Przyjęte okresy użytkowania	Średni pozostały okres użytkowania na dzień bilansowy
Budynki i budowle	Liniowa	1 - 50 lat	29
Urządzenia techniczne i maszyny	Liniowa	1 - 41 lat	15
Środki transportu	Liniowa	1 - 35 lat	13
Pozostałe rzeczowe aktywa trwałe	Liniowa	1 - 35 lat	13
Zasoby na norweskim szelfie kontynentalnym	Według jednostki produkcji*	powyżej 10 lat	powyżej 10 lat
Grunty		kategoria nie podlega amortyzacji	
Środki trwałe w budowie		kategoria nie podlega amortyzacji	

*Wielkości wyprodukowanych i sprzedanych produktów są silnie skorelowane, a kontrakty regulujące sprzedaż węgłowodórów z norweskiego szelfu kontynentalnego nie pozwalają na znaczne rozbieżności pomiędzy ilością wyprodukowanych a sprzedanych produktów, stąd zastosowana metoda amortyzacji.

Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze

Koszty związane z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż gazu ziemnego i ropy naftowej obejmują prace geologiczne wykonywane w celu odkrycia i udokumentowania złoża i rozliczane są przy zastosowaniu metody sukcesu geologicznego.

Prace polegające na rozpoznaniu złóż gazu ziemnego i/lub ropy naftowej (kopaliny) mogą zostać podjęte po uzyskaniu przez Grupę:

- koncesji na rozpoznanie złóż kopaliny,
- koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż kopaliny,
- podpisaniu umowy o ustanowieniu użytkowania górniczego.

Kosztem koncesji na rozpoznanie gazu ziemnego i/lub ropy naftowej oraz kosztem przedłużenia takiej koncesji jest opłata za działalność określoną w koncesji. Koszty koncesji na rozpoznanie złóż gazu ziemnego i/lub ropy naftowej Grupa ujmuje jako wartości niematerialne.

Wydatki z tytułu badań sejsmicznych są kapitalizowane w wartości aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych.

Nakłady na poszczególne odwierty początkowo podlegają aktywowaniu w pozycji Środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych. Gdy prace poszukiwawcze zakończą się stwierdzeniem sukcesu, czyli odkryciem złoża o zasobach dostępnych do eksploatacji, Grupa przeprowadza analizę rejonów i obiektów pod względem ekonomicznej opłacalności eksploatacji. W przypadku, gdy w efekcie rozpoznania złoża podjęto decyzję o jego eksploatacji, w momencie jej rozpoczęcia, Grupa przeklasyfikowuje środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych do rzeczowych aktywów trwałych.

Gdy prace poszukiwawcze zakończą się efektem negatywnym lub po ich zakończeniu, w efekcie analizy rejonów i obiektów pod względem ekonomicznej opłacalności eksploatacji, jednostka Grupy nie wystąpiła o przyznanie koncesji na rozpoznanie złóż gazu ziemnego i/lub ropy naftowej, aktywowane nakłady na wykonane odwierty przeprowadzone w ramach prac poszukiwawczych są odpisywane w całości w koszty w rachunek zysków i strat, w okresie, w którym podjęto decyzję o zakończeniu prac poszukiwawczych. W ciężar rachunku zysków i strat odpisywane są również skapitalizowane wydatki na badania sejsmiczne powiązane z danym obiektem.

Grupa tworzy rezerwy na koszty likwidacji odwiertów poszukiwawczych, eksploatacyjnych i magazynowych (nota 6.1.1.1.). Wartość zdyskontowanej rezerwy zwiększa wartość początkową kosztów odwiertów ujętych w ramach aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych oraz rzeczowych aktywów trwałych i w przypadku rzeczowych aktywów trwałych jest amortyzowana w okresie ich ekonomicznego użytkowania.

Istotne szacunki

Okresy użytkowania rzeczowych aktywów trwałych

Okresy użytkowania rzeczowych aktywów trwałych oparto na ocenie służb technicznych, odpowiedzialnych za ich eksploatację. Szacunkom takim towarzyszy niepewność co do przyszłych warunków prowadzenia działalności gospodarczej, zmian technologicznych i konkurencji na rynku, które skutkować mogą inną oceną ekonomicznej przydatności składników i pozostałego okresu ich użyteczności, co w rezultacie może istotnie wpłynąć na wartość rzeczowych aktywów trwałych oraz koszty amortyzacji w przyszłości.

Grupa corocznie dokonuje weryfikacji okresów użytkowania składników rzeczowych aktywów trwałych. W wyniku ostatniej weryfikacji (na dzień 31 grudnia 2016 roku) wartość amortyzacji zmniejszyła się o ok. 118 mln zł

	2016			2015		
	Wartość brutto	Umorzenie i odpis z tytułu utraty wartości	Wartość netto	Wartość brutto	Umorzenie i odpis z tytułu utraty wartości	Wartość netto
Grunty	93	(13)	80	78	(11)	67
Budynki i budowle	32 351	(14 217)	18 134	30 570	(12 515)	18 055
Urządzenia techniczne i maszyny	16 188	(7 587)	8 601	14 552	(6 034)	8 518
Środki transportu i pozostałe	2 817	(1 678)	1 139	2 704	(1 523)	1 181
Razem środki trwałe	51 449	(23 495)	27 954	47 904	(20 083)	27 821
Środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	3 761	(1 609)	2 152	3 637	(1 400)	2 237
Środki trwałe w budowie pozostałe	3 099	(56)	3 043	2 961	(52)	2 909
Razem rzeczowe aktywa trwałe	58 309	(25 160)	33 149	54 502	(21 535)	32 967

Grupa posiada zobowiązania pozabilansowe z tytułu podpisanych umów na nabycie rzeczowych aktywów trwałych, które nie zostały jeszcze ujęte w sprawozdaniu z sytuacji finansowej.

	2016	2015
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów nabycia rzeczowych aktywów trwałych	6 683	6 532
Część zrealizowana na dzień bilansowy	(2 289)	(2 767)
Zobowiązania wynikające z umów, do realizacji po dniu bilansowym	4 394	3 765

Informacje na temat rzeczowych aktywów trwałych stanowiących zabezpieczenie zobowiązań z tytułu zadłużenia przedstawiono w **nocie 5.2.**

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem środki trwałe	Środki trwałe w budowie		Razem rzeczowe aktywa trwałe
						Dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	Pozostałe	
Wartość brutto na 1 stycznia 2015	78	28 536	13 467	2 583	44 664	3 183	4 405	52 252
Umorzenie skumulowane	-	(10 334)	(4 632)	(1 352)	(16 318)	-	-	(16 318)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(7)	(1 030)	(233)	(20)	(1 290)	(1 035)	(81)	(2 406)
Wartość netto na 1 stycznia 2015	71	17 172	8 602	1 211	27 056	2 148	4 324	33 528
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	6	(199)	-	(193)	38	(38)	(193)
Nabycie	-	-	-	-	-	769	2 385	3 154
Zbycie	(1)	(14)	(2)	(3)	(20)	-	-	(20)
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	-	36	-	-	36	24	72	132
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	1	2 200	1 425	192	3 818	(300)	(3 682)	(164)
Przeniesienie pomiędzy grupami oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	-	(48)	20	-	(28)	186	(186)	(28)
Amortyzacja	-	(1 111)	(1 268)	(214)	(2 593)	-	-	(2 593)
Odpis z tytułu utraty wartości	(4)	(148)	(44)	(4)	(200)	(365)	29	(536)
Aktywowane odsetki	-	-	-	-	-	16	46	62
Likwidacja	-	(36)	(12)	(1)	(49)	-	-	(49)
Odpisanie środków trwałych w budowie bez efektów gospodarczych	-	-	-	-	-	(283)	(2)	(285)
Pozostałe zmiany	-	(2)	(4)	-	(6)	4	(39)	(41)
Wartość brutto na 31 grudnia 2015	78	30 570	14 552	2 704	47 904	3 637	2 961	54 502
Umorzenie skumulowane	-	(11 337)	(5 757)	(1 499)	(18 593)	-	-	(18 593)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(11)	(1 178)	(277)	(24)	(1 490)	(1 400)	(52)	(2 942)
Wartość netto na 31 grudnia 2015	67	18 055	8 518	1 181	27 821	2 237	2 909	32 967

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem środki trwałe	Środki trwałe w budowie		Razem rzeczowe aktywa trwałe
						Dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	Pozostałe	
Wartość brutto na 31 grudnia 2015	78	30 570	14 552	2 704	47 904	3 637	2 961	54 502
Umorzenie skumulowane	-	(11 337)	(5 757)	(1 499)	(18 593)	-	-	(18 593)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(11)	(1 178)	(277)	(24)	(1 490)	(1 400)	(52)	(2 942)
Wartość netto na 31 grudnia 2015	67	18 055	8 518	1 181	27 821	2 237	2 909	32 967
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	(1)	269	-	268	36	80	384
Nabycie	-	-	-	-	-	675	2 243	2 918
Zbycie	-	(2)	-	(2)	(4)	-	-	(4)
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	-	(19)	-	-	(19)	14	67	62
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	2	1 617	904	198	2 721	(286)	(2 490)	(55)
Przeniesienie pomiędzy grupami oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	-	(55)	14	1	(40)	(11)	11	(40)
Amortyzacja	-	(1 116)	(1 080)	(212)	(2 408)	-	-	(2 408)
Odpis z tytułu utraty wartości	(2)	(458)	(124)	(19)	(603)	(209)	(4)	(816)
Zmiany w Grupie	14	154	148	4	320	-	192	512
Aktywowane odsetki	-	-	-	-	-	16	45	61
Likwidacja	-	(36)	(30)	(7)	(73)	-	-	(73)
Odpisanie środków trwałych w budowie bez efektów gospodarczych	-	-	-	-	-	(318)	(3)	(321)
Pozostałe zmiany	(1)	(5)	(18)	(5)	(29)	(2)	(7)	(38)
Wartość brutto na 31 grudnia 2016	93	32 351	16 188	2 817	51 449	3 761	3 099	58 309
Umorzenie skumulowane	-	(12 581)	(7 186)	(1 635)	(21 402)	-	-	(21 402)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(13)	(1 636)	(401)	(43)	(2 093)	(1 609)	(56)	(3 758)
Wartość netto na 31 grudnia 2016	80	18 134	8 601	1 139	27 954	2 152	3 043	33 149

6.1.1.1. Rezerwy związane z rzeczowymi aktywami trwałymi (w tym rezerwa na koszty likwidacji odwiertów)

Zasady rachunkowości

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów oraz Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG)

Grupa tworzy rezerwę na przyszłe koszty likwidacji odwiertów oraz Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG).

Rezerwę na koszty likwidacji odwiertów tworzy się, gdy na Grupie ciąży obowiązek likwidacji dokonanych odwiertów po zakończeniu eksploatacji. W przypadku, gdy rezerwy dotyczą kosztów likwidacji odwiertów stanowiących rzeczowe aktywa trwałe (nakłady na poszukiwanie i ocenę zasobów mineralnych), wartość zdyskontowanej rezerwy zwiększa wartość tych rzeczowych aktywów trwałych i po przejściu do fazy eksploatacji amortyzowana jest w okresie przewidywanego, ekonomicznego użytkowania odwiertów (zasady rachunkowości w **nocie 6.1.1**). Późniejsze korekty wysokości rezerwy będące skutkiem zmian szacunków są również ujmowane jako korekta wartości tego składnika rzeczowych aktywów trwałych. Korekty wysokości rezerwy wynikające ze zmiany dyskonta ujmuje się w rachunku zysków i strat. Wartość rezerwy na przyszłe koszty likwidacji odwiertów kopalnianych i magazynowych korygowana jest o sumę niewykorzystanych odpisów na FLZG.

FLZG tworzony jest na mocy ustawy Prawo Geologiczne i Górnicze, które nakłada na Grupę obowiązek likwidacji zakładów górniczych po zakończeniu użytkowania. Odpisy na Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego ujmowane są w korespondencji z pozostałymi kosztami operacyjnymi. Środki FLZG są gromadzone na wyodrębnionym rachunku bankowym i mogą być wykorzystane wyłącznie w celu pokrycia kosztów likwidacji zakładu górniczego lub jego oznaczonej części, a w szczególności kosztów:

- likwidacji i zabezpieczania otworów eksploatacyjnych, magazynowych, zrzutowych, obserwacyjnych i piezometrycznych,
- likwidacji zbędnych obiektów oraz demontażu maszyn i urządzeń,
- rekultywacji gruntów i zagospodarowania terenów po działalności górniczej,
- utrzymania obiektów przeznaczonych do likwidacji w kolejności zapewniającej bezpieczeństwo ruchu zakładu górniczego.

Środki Funduszu prezentowane są w części aktywów trwałych sprawozdania z sytuacji finansowej w pozycji Pozostałe aktywa.

Istotne szacunki

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

Wartość rezerwy oparta jest na szacunkach przyszłych kosztów likwidacji aktywów i rekultywacji gruntów, na które znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskonta oraz szacunek okresu wystąpienia przyszłych wypływów pieniężnych.

Rezerwa na przyszłe koszty likwidacji odwiertów wyliczona jest w oparciu o koszt stanowiący średni koszt likwidacji odwiertów w poszczególnych zakładach wydobywczych w ciągu ostatnich trzech pełnych lat poprzedzających okres sprawozdawczy, skorygowany o prognozowany wskaźnik wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych oraz zmianę wartości pieniądza w czasie. Uwzględnienie trzyletniego horyzontu czasowego wiąże się ze zróżnicowaniem ilości likwidowanych odwiertów i ich kosztu likwidacji w poszczególnych latach.

Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG)

Odpisy na Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego dokonywane są w wysokości od 3% do 10% wartości rocznych odpisów amortyzacyjnych od rzeczowych aktywów trwałych zakładu górniczego (ustalonych zgodnie z przepisami o podatku dochodowym).

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	2016	2015	
Stan na początek okresu sprawozdawczego	1 573	1 608	
Utworzenie ujęte w koszcie wytworzenia rzeczowych aktywów trwałych	62	143	<i>Nota 6.1.1.</i>
Utworzenie ujęte w rachunku zysków i strat	37	39	<i>Nota 3.3.</i>
Pozostałe zwiększenia - FLZG	2	3	
Wykorzystanie	(20)	(29)	
Rozwiązanie ujęte w rachunku zysków i strat	(23)	(173)	<i>Nota 3.3.</i>
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	30	(18)	
Stan na koniec okresu sprawozdawczego	1 661	1 573	
-długoterminowe	1 641	1 540	
-krótkoterminowe	20	33	

W 2016 roku do wyliczenia rezerwy na koszt likwidacji odwiertów i infrastruktury towarzyszącej na terenie Polski zastosowano stopę dyskonta w wysokości 1,04%, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów w wysokości 3,57% oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP w wysokości 2,5% (na koniec 2015 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 0,48% jako wypadkowa stóp odpowiednio 2,99% i 2,5%).

6.1.2. Wartości niematerialne

Zasady rachunkowości

Wartości niematerialne

Grupa posiada w szczególności następujące główne pozycje wartości niematerialnych:

- prawo wieczystego użytkowania gruntów,
- programy komputerowe,
- uprawnienia do emisji CO₂,
- koncesje wynikające z prawa geologicznego i górniczego, prawo do użytkowania górniczego, informację geologiczną (Koncesje).

Prawo wieczystego użytkowania gruntów

Grupa korzysta z prawa wieczystego użytkowania gruntu nabytego odpłatnie na rynku oraz otrzymanego od Skarbu Państwa lub jednostki samorządu terytorialnego.

Prawa wieczystego użytkowania gruntu nabyte odpłatnie (od innych podmiotów) prezentowane są jako wartości niematerialne i amortyzowane przez okres ich użytkowania. Okres użytkowania prawa wieczystego użytkowania gruntu nabytego odpłatnie od podmiotu innego niż Skarb Państwa lub jednostki samorządu terytorialnego jest równy okresowi od dnia nabycia tego prawa do ostatniego dnia okresu użytkowania wieczystego, określonego w umowie o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste. Okres użyteczności dla odpłatnie nabytego prawa wieczystego użytkowania wynosi od 40 do 99 lat. Na 31 grudnia 2016 roku, pozostały okres użytkowania posiadanych przez Grupę praw wieczystego użytkowania wynosił średnio 55 lat.

W przypadku praw otrzymanych na podstawie umowy o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste, zawartej ze Skarbem państwa lub jednostką samorządu terytorialnego, Grupa wykazuje w ramach wartości niematerialnych nadwyżkę pierwszej opłaty nad opłatą roczną. Okres użytkowania nadwyżki pierwszej opłaty nad opłatą roczną za prawo wieczystego użytkowania gruntów jest równy okresowi użytkowania wieczystego, określone w umowie o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste.

Prawa wieczystego użytkowania gruntu otrzymane nieodpłatnie w drodze decyzji administracyjnej, wydanej na podstawie ustawy z dnia 20 września 1990 roku o zmianie ustawy o gospodarce gruntami i wywłaszczaniu nieruchomości, ujmowane są wyłącznie w ewidencji pozabilansowej.

Uprawnienia do emisji CO₂

Grupa posiada przydział praw do emisji CO₂ na poszczególne instalacje zgodnie z ustawą o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

Prawa do emisji Grupa dzieli na:

- nabyte w celu umorzenia – ujmowane są w księgach rachunkowych jako wartości niematerialne i wyceniane według zasad podanych poniżej,
- nabyte w celu odsprzedaży – ujmowane są w księgach rachunkowych jako zapas ([nota 6.2.1.](#)) i wyceniane w momencie początkowego ujęcia w cenie nabycia, a na koniec okresu sprawozdawczego w cenie nabycia lub możliwej do uzyskania cenie sprzedaży netto, w zależności od tego, która z kwot jest niższa,
- nieodpłatnie otrzymane w ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień – są ujmowane w wartości nominalnej tzn. wartości zerowej i ewidencjonowane są pozabilansowo.

Koncesje oraz prawo do użytkowania górniczego i informacji geologicznej

W działalności poszukiwawczej i wydobywczej Grupa wykorzystuje koncesje udzielone na podstawie prawa geologicznego i górniczego, prawa do informacji geologicznej oraz użytkowania górniczego.

Wartość koncesji na poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego i/lub ropy naftowej oraz wynagrodzenie dla Skarbu Państwa za ustanowienie użytkowania górniczego Grupa ujmuje jako nakłady podlegające kapitalizacji.

Wycena

Składnik wartości niematerialnych w momencie początkowego ujęcia wycenia się w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia. W przypadku ustanowionego użytkowania górniczego, wartość początkową stanowi wynagrodzenie dla Skarbu Państwa za ustanowienie użytkowania górniczego.

Po początkowym ujęciu składniki wartości niematerialnych wykazuje się w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia pomniejszonym o umorzenie i łączną kwotę odpisów aktualizujących z tytułu utraty wartości (zasady rachunkowości dot. utraty wartości przedstawione zostały w [nocie 6.1.3.](#)).

Amortyzacja wartości niematerialnych odbywa się metoda liniową według stawek odzwierciedlających przewidywany okres ich użytkowania. Nabyte prawa do emisji CO₂ amortyzowane są zależnie od wielkości emisji.

Istotne szacunki

Okresy ekonomicznej użyteczności wartości niematerialnych

Okresy ekonomicznej użyteczności wartości niematerialnych oparto na ocenie służb technicznych, odpowiedzialnych za ich eksploatację. Szacunkom takim towarzyszy niepewność co do przyszłych warunków prowadzenia działalności gospodarczej, zmian technologicznych i konkurencji na rynku, które skutkować mogą inną oceną ekonomicznej przydatności składników i pozostałego okresu ich użyteczności, co w rezultacie może istotnie wpłynąć na wartość wartości niematerialnych oraz koszty amortyzacji w przyszłości.

Szacunki okresu i metody amortyzacji weryfikowane są na koniec roku obrotowego. Jeśli oczekiwany okres użytkowania składnika aktywów różni się znacząco od poprzednich szacunków, dokonuje się zmiany okresu amortyzacji. Powyższe operacje Grupa ujmuje jako zmiany wartości szacunkowych i odnosi w rachunek zysków i strat w okresie, w którym ma miejsce zmiana szacunków.

Ostatnia weryfikacja miała miejsce na dzień 31 grudnia 2016 roku. W wyniku przeprowadzonej weryfikacji roczne koszty amortyzacji spadły o ok. 5 mln zł.

	Prawo wieczystego użytkowania gruntów	Uprawnienia do emisji CO ₂	Programy komputerowe	Koncesje	Inne wartości niematerialne	Razem
Wartość brutto na 1 stycznia 2015	682	338	387	279	399	2 085
Umorzenie skumulowane	(15)	(291)	(271)	(104)	(234)	(915)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(4)	-	(2)	(50)	(1)	(57)
Wartość netto na 1 stycznia 2015	663	47	114	125	164	1 113
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	1	4	-	5
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	-	3	122	20	19	164
Przeniesienie pomiędzy grupami oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	(5)	-	(4)	-	4	(5)
Nabycie	-	90	-	-	-	90
Zbycie	(3)	-	-	-	-	(3)
Amortyzacja	(2)	(59)	(60)	(15)	(61)	(197)
Odpis z tytułu utraty wartości	(18)	-	(1)	2	-	(17)
Likwidacja	(1)	-	-	-	(14)	(15)
Pozostałe zmiany	5	-	-	(35)	33	3
Wartość brutto na 31 grudnia 2015	677	430	499	243	423	2 272
Umorzenie skumulowane	(16)	(349)	(324)	(94)	(277)	(1 060)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(22)	-	(3)	(48)	(1)	(74)
Wartość netto na 31 grudnia 2015	639	81	172	101	145	1 138
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	-	2	-	2
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	1	2	28	5	19	55
Przeniesienie pomiędzy grupami oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	(3)	-	-	-	-	(3)
Nabycie	-	94	-	-	-	94
Zbycie	(2)	-	-	-	-	(2)
Amortyzacja	(2)	(89)	(59)	(20)	(35)	(205)
Odpis z tytułu utraty wartości	(7)	-	(1)	(5)	(1)	(14)
Zmiany w Grupie	8	11	2	-	20	41
Likwidacja	-	-	(1)	(2)	-	(3)
Pozostałe zmiany	3	-	-	(27)	-	(24)
Wartość brutto na 31 grudnia 2016	676	538	529	203	460	2 406
Umorzenie skumulowane	(10)	(439)	(384)	(96)	(310)	(1 239)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(29)	-	(4)	(53)	(2)	(88)
Wartość netto na 31 grudnia 2016	637	99	141	54	148	1 079

6.1.3. Utrata wartości aktywów niefinansowych

Istotne szacunki

Utrata wartości aktywów niefinansowych

Test na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych przeprowadza się, gdy wystąpią przesłanki wskazujące na utratę wartości. Test na utratę wartości przeprowadza się poprzez porównanie wartości bilansowej aktywa (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne, jeżeli aktywo nie generuje samodzielnie wpływów pieniężnych) z wartością odzyskiwalną tj. wyższą spośród wartości godziwej pomniejszonej o koszty sprzedaży lub wartości użytkowej.

Jeżeli wartość odzyskiwalna jest niższa od wartości księgowej składnika aktywów (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne), wartość księgowa obniżana jest do wartości odzyskiwalnej danego składnika aktywów (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne). Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości ujmowany jest jako koszt w okresie, w którym wystąpiła utrata wartości, o której mowa powyżej.

Kwoty odpisów dotyczących rzeczowych aktywów trwałych na koniec 2016 roku zostały przedstawione w poniższej tabeli:

	2016		2015	
	Działalność wydobywcza	Pozostałe	Działalność wydobywcza	Pozostałe
Grunty	(4)	(9)	(3)	(8)
Budynki i budowle	(1 429)	(207)	(1 011)	(166)
urządzenia techniczne i maszyny	(324)	(77)	(229)	(49)
Środki transportu i pozostałe	(39)	(4)	(20)	(4)
Środki trwałe w budowie:				
dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(1 609)	-	(1 400)	-
pozostałe	(1)	(55)	-	(52)
Razem	(3 406)	(352)	(2 663)	(279)

W roku obrotowym przeprowadzono test na utratę wartości podstawowych aktywów operacyjnych Grupy stanowiących: majątek wydobywczy służący eksploatacji gazu ziemnego i ropy naftowej, oraz majątek będący środkami trwałymi w budowie (odwierty). Poniżej przedstawiono podstawowe informacje na temat przeprowadzonego testu dla obszarów, w których dokonano najistotniejszych wartościowo odpisów.



Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne: W przypadku składników aktywów zaliczanych do aktywów jednostek produkcyjnych ropy i gazu testy na utratę wartości przeprowadzone zostały dla poszczególnych CGU, którym są określone jednostki produkcyjne w Polsce i Pakistanie

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	2016		2015	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
	CGU - 158 jednostek produkcyjnych		CGU - 152 jednostki produkcyjne	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	* Zmiana założeń makroekonomicznych - wzrost prognozowanych kursów walut w 2016 roku oraz wzrost cen węglowodorów na dzień 31.12.2016 roku *Aktualizacja prognozy produkcji uwzględniająca nowe włączenia odwiertów	*Zmiana prognoz cenowych - spadek cen węglowodorów na dzień 30.06.2016 roku * Aktualizacja prognozy produkcji uwzględniająca pogorszenie warunków złożowych na określonych jednostkach produkcyjnych *Zmiana stopy dyskonta w 2016 roku	*Aktualizacja prognozy produkcji uwzględniająca zwiększenie wydobycia na określonych jednostkach produkcyjnych w wyniku przeprowadzonych rekonstrukcji oraz realizacji inwestycji *Zmiana stopy dyskonta na dzień 31.12.2015 roku	*Zmiana prognoz cenowych - spadek cen węglowodorów w 2015 roku * Aktualizacja prognozy produkcji uwzględniająca pogorszenie warunków złożowych na określonych jednostkach produkcyjnych
Wartość Użytkowa	18 849		25 103	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	Polska: 12,12% - 12,28% Pakistan: 22,09% -24,18%		Polska: 11,55% - 12,22% Pakistan: test nie był przeprowadzany	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości	128	684	104	400

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne: Testy na utratę wartości przeprowadzone zostały dla poszczególnych CGU, którym są określone odwierty w Polsce

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	2016		2015	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
	CGU - 121 odwiertów		CGU- 105 odwiertów	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	*Zmiana założeń makroekonomicznych - wzrost prognozowanych kursów walut w 2016 roku oraz wzrost cen węglowodorów na dzień 31.12.2016 roku *Aktualizacja prognozy produkcji oraz obniżenie planowanych nakładów	*Zmiana prognoz cenowych - spadek cen węglowodorów na dzień 30.06.2016 roku *Rezygnacja z realizacji odwiertów w wyniku niezadawalających rezultatów prac geologicznych *Zmiana stopy dyskonta w 2016 roku	*Wysokie prognozy produkcji w dłuższym horyzoncie czasowym *Zmiana stopy dyskonta na dzień 31.12.2015 roku	*Zmiana prognoz cenowych - spadek cen węglowodorów w 2015 roku *Rezygnacja z realizacji odwiertów w wyniku niezadawalających rezultatów prac geologicznych
Wartość Użytkowa	3 004		3 111	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	Kraj: 13,17% - 13,33%		Kraj: 12,60% - 13,16%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości	24	350	19	461

6.2. Kapitał obrotowy

6.2.1. Zapasy

Zasady rachunkowości

Najistotniejsze **pozycje zapasów** w Grupie stanowią:

- paliwo gazowe oraz paliwa do produkcji energii i ciepła,
- świadectwa pochodzenia energii uzyskane w związku z wytworzeniem energii elektrycznej oraz zakupione w celu przedstawienia ich do umorzenia,
- świadectwa efektywności energetycznej,
- części zamienne niekwalifikujące się do pozycji rzeczowych aktywów trwałych (**nota 6.1.1.**) służące lub mogące służyć różnym obiektom.

Wartość zapasów ustala się początkowo w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia. Na dzień bilansowy wyceny dokonuje się według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia lub też według wartości netto możliwej do uzyskania, w zależności od tego, która z kwot jest niższa.

Zapas paliwa gazowego wyceniany jest dla wszystkich magazynów łącznie według średniej ważonej ceny pozyskania paliwa gazowego. Rozchód paliwa gazowego do sprzedaży i na cele zużycia własnego w Podziemnych Magazynach Gazu (PMG) oraz różnice bilansowe, wycenia się według średniej ważonej ceny pozyskania, na którą składają się w szczególności: koszt nabycia paliwa gazowego ze wszystkich źródeł wraz z uzasadnioną częścią kosztów opłat systemowych i transakcyjnych, rzeczywisty koszt wydobycia ze źródeł krajowych, koszt odazotowania oraz koszt regazyfikacji.

Rozchód części zamiennych wycenia się metodą średniej ważonej. Części zamienne ujmowane są w rachunku zysków i strat w momencie ich wykorzystania.

Spółki Grupy mają obowiązek uzyskać i przedstawić do umorzenia świadectwa pochodzenia energii elektrycznej i świadectwa efektywności energetycznej, odpowiadające sprzedaży energii elektrycznej do końcowych odbiorców. Przyznane prawa majątkowe w związku z wytworzeniem energii elektrycznej oraz świadectwa efektywności energetycznej ujmowane są jako zapas w wartości rynkowej (w korespondencji z pozycją przychody ze sprzedaży) w momencie uprawdopodobnienia faktu ich otrzymania. Zakupione świadectwa pochodzenia energii i świadectwa efektywności energetycznej ujmowane są w cenie nabycia. Rozchód świadectw wycenia się metodą średniej ważonej. Rozliczenie świadectw pochodzenia energii elektrycznej i świadectw efektywności energetycznej odbywa się w momencie ich umorzenia w korespondencji z utworzoną rezerwą (**nota 6.3.2.**).

Istotne szacunki

Odpis aktualizujący wartość zapasów

W przypadku, gdy cena nabycia lub koszt wytworzenia zapasów nie są możliwe do odzyskania, Grupa dokonuje odpisów aktualizujących ich wartość do wartości netto możliwej do uzyskania.

Wyjątek stanowi kategoria części zamiennych, których wartość nie jest odpisywana do wartości netto możliwej do uzyskania, jeżeli planuje się ich wykorzystanie.

Odpisów aktualizujących wartość świadectw pochodzenia energii i świadectw efektywności energetycznej dokonuje się na podstawie porównania wartości bilansowej do wartości możliwej do uzyskania, pochodzącej z aktywnego rynku.

W przypadku zapasów nie wykazujących zużycia odpisy wartości ustalane są w wyniku doraźnej oceny ich przydatności, według poniższych założeń:

Materiały zakupione i nie wykazujące ruchu w okresie:	Stawka odpisu aktualizującego
1 – 5 lat	W większości przypadków stosowany jest odpis w wysokości 20%; w przypadkach, w których uwzględniana jest indywidualna ocena przydatności i możliwości wykorzystania grupy asortymentowej materiałów oraz struktury czasowej ich zalegania, stosowane są również odpisy w wysokości 5% i 10%
5 – 10 lat	Stosowany jest odpis w wysokości 20-100%
Powyżej 10 lat	Stosowany jest odpis w wysokości 100% w przypadku materiałów cechujących się brakiem przydatności i przeznaczeniem do zbycia lub złomowania.

Zapasy	2016			2015		
	Wartość początkowa	Odpis aktualizacyjny	Wartość netto	Wartość początkowa	Odpis aktualizacyjny	Wartość netto
Materiały, w tym:	2 463	(119)	2 344	2 407	(306)	2 101
paliwo gazowe	1 788	(53)	1 735	1 748	(257)	1 491
paliwa do produkcji energii i ciepła	255	-	255	278	-	278
ropa naftowa	17	-	17	14	-	14
części zamienne	66	-	66	73	-	73
pozostałe materiały	337	(66)	271	294	(49)	245
Świadectwa pochodzenia energii	157	(5)	152	79	(3)	76
Pozostałe zapasy	18	(4)	14	52	-	52
Razem	2 638	(128)	2 510	2 538	(309)	2 229

Zmiany odpisu aktualizującego	2016	2015
Odpis aktualizujący na początek okresu	(309)	(113)
Ujęte w rachunku zysków i strat, w tym:		
Utworzenie ujęte w rachunku zysków i strat	(82)	(267)
Rozwiązanie ujęte w rachunku zysków i strat	264	73
Wykorzystanie	1	-
Różnice kursowe z przeliczenia	(2)	-
Pozostałe zmiany	-	(2)
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(128)	(309)



6.2.2. Należności

Zasady rachunkowości

Pozycja należności obejmuje głównie krótkoterminowe należności z tytułu dostaw i usług (głównie ze sprzedaży paliwa gazowego) oraz podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych.

Krótkoterminowe należności z tytułu dostaw i usług ujmują się początkowo według wartości godziwej, która odpowiada wartości nominalnej. Po początkowym ujęciu należności wycenia się według zamortyzowanego kosztu, z uwzględnieniem ewentualnego odpisu aktualizującego.

Należności z tytułu podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych ustala się w kwocie należnej spółkom Grupy zgodnie z obowiązującymi i mającymi zastosowanie przepisami.

Istotne szacunki

Kwota odpisu aktualizującego należności stanowi różnicę pomiędzy wartością księgową składnika aktywów, a wartością bieżącą oszacowanych przyszłych zdyskontowanych przepływów pieniężnych z zastosowaniem pierwotnej efektywnej stopy procentowej dla tego składnika aktywów.

W zależności od rodzaju należności stosowana jest jedna z dwóch metod tworzenia odpisów aktualizujących: indywidualna lub statystyczna.

Według **metody indywidualnej** Grupa zawiązuje odpisy aktualizujące należności w przypadku, gdy należność jest przeterminowana powyżej 90 dni lub ma charakter wątpliwy (np. dłużnik jest w stanie upadłości). Wartość odpisu obejmuje 100% wartości należności.

Według **metody statystycznej** odpisy aktualizujące należności z tytułu dostaw paliwa gazowego tworzy się dla odbiorców rozliczanych w grupach taryfowych od 1 do 4 (odbiorcy w tych grupach taryfowych to głównie odbiorcy detaliczni oraz małe i średniej wielkości przedsiębiorstwa). Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności przeterminowanych w poszczególnych przedziałach wiekowania. Na bazie analizy ustalane są wskaźniki spłacalności stanowiące podstawę ustalenia odpisów aktualizujących należności w każdym przedziale wiekowania.

Wartość odpisu zaliczana jest odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych – zależnie od rodzaju należności, której dotyczy odpis aktualizujący.

Należności	2016			2015		
	Wartość brutto	Odpis aktualizacyjny	Wartość netto	Wartość brutto	Odpis aktualizacyjny	Wartość netto
Należności z tytułu dostaw i usług (głównie ze sprzedaży paliwa gazowego)	3 834	(318)	3 516	2 899	(358)	2 541
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	375	(1)	374	431	-	431
Należności z tytułu podatku dochodowego od osób prawnych	39	(1)	38	7	-	7
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	28	(6)	22	150	(3)	147
Pozostałe należności	784	(446)	338	682	(429)	253
Razem, w tym:	5 060	(772)	4 288	4 169	(790)	3 379
nieprzeterminowane	3 848	(4)	3 844	2 940	(44)	2 896
przeterminowane z utratą wartości	768	(768)	-	746	(746)	-
przeterminowane bez utraty wartości	444	-	444	483	-	483

Struktura wiekowa należności z tytułu dostaw i usług przeterminowanych, w stosunku do których nie stwierdzono utraty wartości jest następująca:

Okres, jaki upłynął od terminu spłaty	2016	2015
do 1 miesiąca	290	328
od 1 do 3 miesięcy	60	59
od 3 miesięcy do 1 roku	53	14
od 1 roku do 5 lat	9	17
powyżej 5 lat	2	-
Razem należności netto przeterminowane	414	418

Grupa narażona jest na ryzyko kredytowe oraz ryzyko walutowe wynikające z należności z tytułu dostaw i usług. Zarządzanie ryzykiem kredytowym (w tym ocenę jakości kredytowej należności i koncentrację ryzyka kredytowego) przedstawiono w **nocie 7.3.1**. Informacje na temat ryzyka walutowego związanego z należnościami zaprezentowano w **nocie 7.3.2.2**.

6.2.3. Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz podatków

Zasady rachunkowości

Krótkoterminowe zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz z tytułu zakupu środków trwałych i wartości niematerialnych ujmuje się początkowo w wartości godziwej, która odpowiada wartości nominalnej i wycenia na dzień bilansowy według zamortyzowanego kosztu.

Zobowiązania z tyt. podatków, cel i ubezpieczeń społecznych ustala się w kwocie wymagającej zapłaty spółkom Grupy zgodnie z obowiązującymi i mającymi zastosowanie przepisami.

Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz podatków	2016	2015
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 290	956
Zobowiązania z tytułu zakupu środków trwałych i wartości niematerialnych	425	383
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	1 032	1 115
Zobowiązania z tytułu innych podatków, cel i ubezpieczeń społecznych	252	258
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego bieżącego	180	53
Razem	3 179	2 765

Grupa narażona jest na ryzyko walutowe oraz ryzyko płynności związane ze zobowiązaniami z tytułu dostaw i usług oraz zakupu środków trwałych i wartości niematerialnych. Ryzyka te opisano odpowiednio w **notach: 7.3.2.2** oraz **7.3.3**.

6.3. Rezerwy i zobowiązania

6.3.1. Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych

Zasady rachunkowości

Krótkoterminowe świadczenia

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze to świadczenia (inne niż świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy), które podlegają w całości rozliczeniu przed upływem dwunastu miesięcy od końca rocznego okresu sprawozdawczego, w którym pracownicy wykonywali związaną z nimi pracę. Krótkoterminowe świadczenia pracownicze nie wymagają stosowania założeń aktuarialnych. Grupa ujmuje przewidywaną, niezdykontowaną wartość krótkoterminowych świadczeń, które zostaną wypłacone. Wydatki dotyczące świadczeń wypłacanych w okresie zatrudnienia są odnoszone w rachunek wyników bieżącego okresu sprawozdawczego.

Do zobowiązań z tytułu krótkoterminowych świadczeń pracowniczych wypłacanych przez Grupę należą:

- wynagrodzenia oraz składki na ubezpieczenia społeczne,
- krótkoterminowe płatne nieobecności,
- wypłaty z zysku i premie przypadające do wypłaty w ciągu 12 miesięcy od zakończenia okresu, w którym pracownicy nabyli te prawa,
- świadczenia niepieniężne dla aktualnie zatrudnionych pracowników.

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze, w tym płatności z tytułu programu określonych składek, ujmowane są w okresie, w którym jednostka Grupy otrzymała przedmiotowe świadczenie ze strony pracownika, a w przypadku wypłat z zysku i premii, gdy spełnione zostały następujące warunki:

- na jednostce Grupy ciąży obecny prawny lub zwyczajowo oczekiwany obowiązek do dokonania takich wypłat w wyniku zdarzeń przeszłych oraz
- można dokonać wiarygodnej wyceny tego zobowiązania.

Grupa ujmuje przewidywane koszty krótkoterminowych świadczeń pracowniczych w formie płatnych nieobecności w przypadku kumulowanych płatnych nieobecności (czyli takich, do których uprawnienia przechodzą na przyszłe okresy i można je wykorzystać w przyszłości, jeśli w bieżącym okresie nie zostały w pełni wykorzystane).

Długoterminowe świadczenia

Długoterminowe świadczenia pracownicze to wszystkie świadczenia których okres realizacji przypada w terminie dłuższym niż 12 miesięcy od dnia bilansowego. Grupa klasyfikuje je jako:

- świadczenia po okresie zatrudnienia,
- inne długoterminowe świadczenia pracownicze.

Do świadczeń po okresie zatrudnienia klasyfikowane są między innymi świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy, odprawy emerytalne oraz świadczenia z Zakładowego Funduszu Świadczeń Socjalnych.

Rezerwa na długoterminowe świadczenia pracownicze wyceniana jest z wykorzystaniem metody prognozowanych uprawnień jednostkowych z wyceny aktuarialnej przeprowadzanej na koniec okresu sprawozdawczego.

Zyski i straty aktuarialne dotyczące określonych świadczeń po okresie zatrudnienia są prezentowane w innych całkowitych dochodach. Natomiast zyski i straty dotyczące pozostałych świadczeń wypłacanych w okresie zatrudnienia są odnoszone w rachunek zysków i strat bieżącego okresu sprawozdawczego.

Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	2016		2015	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Zobowiązania z tytułu nagród jubileuszowych	473	45	439	42
Zobowiązania z tytułu odpraw emerytalnych	178	4	113	2
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	-	72	-	56
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	-	54	-	47
Świadczenia pracownicze z tytułu rozwiązania stosunku pracy	-	20	-	36
Pozostałe zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	51	139	13	169
Razem	702	334	565	352

Zmiany zobowiązań z tytułu odpraw emerytalnych i nagród jubileuszowych przedstawiały się następująco:

	Nagrody jubileuszowe		Odprawy emerytalne	
	2016	2015	2016	2015
Wartość zobowiązania na początek okresu	481	491	115	100
Koszty odsetek	17	5	4	1
Koszty bieżącego zatrudnienia	24	23	7	4
Koszty przeszłego zatrudnienia	-	(25)	-	(10)
Wypłacone świadczenia	(51)	(53)	(16)	(15)
Aktuarialny zysk/(strata) - zmiany w założeniach finansowych	9	(14)	4	(6)
Aktuarialny zysk/(strata) - zmiany w założeniach demograficznych	87	55	38	41
Zysk/(Strata) z tytułu ograniczeń i rozliczeń	(63)	(1)	24	-
Zmiany w Grupie	14	-	6	-
Wartość zobowiązania na koniec okresu	518	481	182	115

Stopa techniczna przyjęta do obliczenia zdyskontowanej wartości przyszłych wypłat należnych z tytułu odpraw emerytalnych ustalona została na poziomie 1,1%, jako wypadkowa stopy zwrotu z długoletnich obligacji skarbowych w wysokości 3,6% rocznie i planowanej rocznej inflacji wynagrodzeń w wysokości 2,5% (na koniec 2015 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 1,4% jako wypadkowa stóp odpowiednio 2,9% i 1,5%).

6.3.1.1. Informacje na temat procesu racjonalizacji zatrudnienia w Grupie Kapitałowej

Jednostki GK PGNiG realizują programy dotyczące racjonalizacji zatrudnienia, zgodnie z założeniami Programu Poprawy Efektywności Grupy Kapitałowej PGNiG. Program ten jest elementem działań, mających na celu zwiększenie efektywności kosztowej i organizacyjnej Grupy, zgodnie z przyjętą w grudniu 2014 roku Strategią GK PGNiG na lata 2014 - 2022.

Najistotniejsze działania związane z racjonalizacją zatrudnienia, realizowane w 2016 roku przez spółki Grupy, zostały przedstawione poniżej:

Jednostka	Proces restrukturyzacji/racjonalizacji zatrudnienia
GEOFIZYKA Kraków S.A. w likwidacji	W związku z trwającym procesem likwidacji spółki GEOFIZYKA Kraków S.A. w likwidacji, w dniu 4 sierpnia 2016 roku, ogłoszono program zwolnień grupowych (w oparciu o ustawę o szczególnych zasadach rozwiązywania stosunku pracy z przyczyn niedotyczących pracowników Dz.U. z 2015 r.poz.192). Spółka przewiduje, że kwota odpraw z tytułu zwolnień grupowych wyniesie 4,7 mln zł. W okresie wypowiedzenia umów o pracę pracodawca może zwolnić pracowników z obowiązków świadczenia pracy z zachowaniem prawa do wynagrodzenia. Koszty wynagrodzeń za skrócony okres wypowiedzenia i bez obowiązku świadczenia pracy wyniosą 0,5 mln zł.
Exalo Drilling S.A.	Spółka, w obliczu pogarszającego się otoczenia rynkowego, uruchomiła kompleksowy program naprawczy obejmujący swym zasięgiem wszystkie kluczowe dla działalności obszary. W ramach tego programu udało się kompleksowo zoptymalizować poziom zatrudnienia, dopasowując je do realiów rynkowych. W 2016 roku rozwiązano umowę o pracę z 896 osobami. W ramach Programu Dobrowolnych Odejść odeszło 157 pracowników (9 osób dodatkowo jest jeszcze w okresie wypowiedzenia). Łączne koszty redukcji zatrudnienia poniesione w roku 2016 wyniosły 14,6 mln zł.
PGNiG S.A.	W maju 2016 roku Spółka uruchomiła kolejną edycję Programu Dobrowolnych Odejść (PDO), który wpisuje się w realizowany od kilku lat proces restrukturyzacji i optymalizacji zatrudnienia. Pracownicy, którzy dobrowolnie zgłosili się do Programu i uzyskali zgodę Pracodawcy, mogli rozwiązać stosunek pracy na mocy porozumienia stron na korzystnych warunkach (zachowując prawo do określonych regulaminie PDO świadczeń i odszkodowań). Program skierowany był do wszystkich grup pracowniczych, niemniej jednak szczególnie korzystny pakiet świadczeń Pracodawca skierował do pracowników w wieku przedemerytalnym. W 2016 roku w ramach PDO odeszło 164 pracowników. Poniesione koszty szacuje się na 14,6 mln zł.



6.3.2. Pozostałe rezerwy

Zasady rachunkowości	Istotne szacunki
Rezerwa na świadectwa pochodzenia energii oraz świadectwa efektywności energetycznej	
<p>W przypadku braku na dzień bilansowy wystarczającej ilości świadectw wymaganych do wypełnienia obowiązków zgodnie z Prawem energetycznym i Ustawą o efektywności energetycznej, Grupa tworzy rezerwę na umorzenie świadectw pochodzenia energii i świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenie opłat zastępczych, w zależności od tego która z kwot jest niższa.</p> <p>Dla celów wyceny rezerwy uwzględnia się wartość bilansową posiadanych świadectw oraz aktualną cenę rynkową świadectw na Towarowej Giełdzie Energetycznej, które dodatkowo należałoby nabyć, aby pokryć obowiązek wynikający z wielkości sprzedaży energii elektrycznej do końcowych odbiorców.</p> <p>Rezerwa jest rozliczana z zarejestrowanymi certyfikatami ujętymi jako zapas (patrz nota 6.2.1.), w momencie zarejestrowania umorzenia w Rejestrze Świadectw Pochodzenia prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii S.A. (TGE).</p>	<p>Rezerwa zawiązywana jest na koniec okresu sprawozdawczego, w oparciu o ilość sprzedanej do odbiorców końcowych energii elektrycznej, ciepła i paliwa gazowego oraz wytworzonej energii elektrycznej zużytej na własne potrzeby, z uwzględnieniem obowiązującej jednostkowej opłaty zastępczej lub ceny świadectw na TGE.</p>
Rezerwa na zobowiązania dotyczące prac poszukiwawczych za granicą	
<p>W 2013 roku Jednostka Dominująca utworzyła rezerwę na zobowiązania dotyczące prac poszukiwawczych, prowadzonych przez spółkę POGC - Libya B.V. (spółka zależna od PGNiG).</p> <p>W związku z brakiem prowadzenia przez spółkę POGC - Libya B.V. działalności operacyjnej spowodowanych występowaniem czynników ryzyka tzw. Siły Wyższej panującej w Libii, Spółka utrzymuje rezerwę na pokrycie zobowiązań koncesyjnych wobec Rządu Libijskiego wynikających z zawartych umów koncesyjnych.</p>	<p>Wartość rezerwy oparta jest na podstawie niezrealizowanych zobowiązań wynikających z podpisanych umów koncesyjnych.</p>
Rezerwy związane z ochroną środowiska	
<p>Grupa ujmuje rezerwę na koszty rozpoznania i rekultywacji zanieczyszczeń środowiska gruntowo-wodnego, wymaganej przez obowiązujące przepisy prawa. Tworzona rezerwa odzwierciedla oszacowane koszty przewidziane do poniesienia, szacowane i weryfikowane okresowo według cen bieżących.</p>	<p>Wartość rezerwy oparta jest na szacunkach przyszłych kosztów rekultywacji zanieczyszczeń, na które znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskonta oraz szacunek okresu wystąpienia przyszłych przepływów pieniężnych.</p>
Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	
<p>W ramach prowadzonej działalności gospodarczej spółki Grupy instalują urządzenia techniczne służące do przesyłu i dystrybucji gazu na nieruchomościach gruntowych, stanowiących własność podmiotów trzecich, często osób fizycznych. W momencie instalacji infrastruktury, gdy istnieje taka możliwość, zawierane są umowy ustanawiające standardowe służebności gruntowe oraz umowy służebności przesyłu.</p> <p>W odniesieniu do roszczeń z tytułu bezumownego korzystania z gruntów, Grupa tworzy rezerwę. W wycenie tej rezerwy uwzględnia się zgłoszone roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów o potwierdzonej zasadności (tytuł prawny do gruntu), w przypadku których, w ciągu ostatnich 3 lat, prowadzona była korespondencja ze zgłaszającym roszczenie.</p>	<p>Grupa szacuje kwotę rezerwy z tytułu bezumownego korzystania z gruntów w oparciu o operat szacunkowy wykonany przez rzeczoznawcę, bądź samodzielnie, biorąc pod uwagę powierzchnię strefy kontrolowanej w metrach kwadratowych, wysokość czynszu dzierżawnego za rok za metr kwadratowy podobnego gruntu w danej gminie oraz okres bezumownego korzystania z gruntu (nie więcej niż 10 lat).</p> <p>W przypadku, gdy uzyskanie wiarygodnych danych wymaganych do zastosowania metody opisanej powyżej nie jest możliwe, Grupa analizuje indywidualnie zgłoszone roszczenia.</p> <p>Z uwagi na fakt, że wartości przyjęte do ww. kalkulacji wynikają z wielu zmiennych, ostateczne kwoty odszkodowań z tytułu bezumownego korzystania z gruntów, jakie Grupa będzie musiała zapłacić, mogą odbiegać od rozpoznanych rezerw z tego tytułu.</p>

	Rezerwa na świadczenia pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	Rezerwa na zobowiązania dot. prac poszukiwawczych za granicą	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na karę UOKiK*	Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	Pozostałe rezerwy	Razem	
Stan na 1 stycznia 2015	228	164	94	60	87	282	915	
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	214	18	4	11	18	47	312	Nota 3.3.
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(30)	-	-	-	(59)	(57)	(146)	Nota 3.3.
Wykorzystanie	(197)	-	-	(6)	-	(26)	(229)	
Pozostałe zmiany	-	-	-	-	-	(3)	(3)	
Stan na 31 grudnia 2015	215	182	98	65	46	243	849	
część długoterminowa	-	4	90	-	25	69	188	
część krótkoterminowa	215	178	8	65	21	174	661	
Stan na 1 stycznia 2016	215	182	98	65	46	243	849	
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	150	12	31	-	8	119	320	Nota 3.3.
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(38)	-	(18)	(55)	(19)	(76)	(206)	Nota 3.3.
Wykorzystanie	(184)	-	-	-	-	(33)	(217)	
Zmiany w Grupie	-	-	-	-	-	8	8	
Pozostałe zmiany	-	-	6	-	1	(3)	4	
Stan na 31 grudnia 2016	143	194	117	10	36	258	758	
część długoterminowa	-	4	95	-	24	75	198	
część krótkoterminowa	143	190	22	10	12	183	560	

*więcej informacji znaleźć można w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG w rozdziale 6.4.2.



6.3.3. Dotacje

Zasady rachunkowości

Dotacje

Grupa otrzymuje dotacje do aktywów, których udzieleniu towarzyszy podstawowy warunek mówiący o tym, że Grupa powinna zakupić, wytworzyć lub w inny sposób pozyskać aktywa trwałe.

Dotacje do aktywów są ujmowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w pozycji „Dotacje” (część długoterminowa) oraz „Pozostałe zobowiązania” (część krótkoterminowa), a następnie systematycznie, drogą równych odpisów rocznych, odnoszone są w rachunek zysków i strat przez przewidywany okres użytkowania tych aktywów.

Dotacje	2016	2015
Dotacje do aktywów, z tego:	856	882
Budowa KPMG Kosakowo	89	98
Rozbudowa PMG Wierzchowice	443	464
Rozbudowa PMG Strachocina	57	60
Rozbudowa PMG Husów	31	33
Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji	164	147
Pozostałe	72	80
Razem	856	882
W tym długoterminowe	815	843

Dotacje do aktywów

Spółki Grupy prowadzą projekty dofinansowane ze środków Unii Europejskiej.

Największe projekty prowadzone są przez Jednostkę Dominującą i mają na celu zwiększenie pojemności magazynów gazu oraz prawidłowe funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego gazu. W bieżącym okresie sprawozdawczym, do wskazanych projektów, PGNiG S.A. nie zostało przyznane nowe dofinansowanie. W 2016 roku PGNiG S.A. otrzymała dofinansowanie dotyczące projektu „Przestawienie miejscowości Ełk i Olecko z gazu propan-butan na gaz E z zastosowaniem technologii LNG” w wysokości 1,8 mln zł.

W bieżącym okresie, również Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. otrzymała dofinansowanie w kwocie 22 mln zł. Środki te pochodziły z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR) w ramach programu związanego z budową systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacją istniejących sieci dystrybucji.

6.3.4. Pozostałe zobowiązania

Zasady rachunkowości

Pozostałe zobowiązania

Spółka zależna w Grupie (Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.) jako operator systemów dystrybucyjnych zalicza do przychodów przyszłych okresów między innymi opłatę przyłączeniową (wynikającą ze zrealizowania usługi do 30 czerwca 2009 roku).

Przychody z tych tytułów rozliczane są w czasie, proporcjonalnie do odpisów amortyzacyjnych dokonywanych od powyższych przyłączy ujętych w ramach rzeczowych aktywów trwałych.

Pozostałe zobowiązania	2016		2015	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Opłaty przyłączeniowe otrzymane w środkach pieniężnych	339	20	360	20
Niezamortyzowana wartość przyłączy gazowych przekazanych przez odbiorców	238	47	288	47
Zaliczki na dostawy	-	212	-	160
Rozliczenia międzyokresowe bierne	-	132	-	151
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	24	-	47	-
Pozostałe przychody przyszłych okresów	2	121	20	87
Pozostałe	66	376	55	265
Razem	669	908	770	730

7. Noty dotyczące instrumentów finansowych i zarządzania ryzykiem finansowym

7.1. Instrumenty finansowe

Zasady rachunkowości

Grupa posiada następujące kategorie instrumentów finansowych:

- Pożyczki i należności wyceniane według zamortyzowanego kosztu,
- Zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu,
- Aktywa i zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy,
- Aktywa i zobowiązania stanowiące instrumenty zabezpieczające określone rodzaje ryzyka w ramach rachunkowości zabezpieczeń.

Pożyczki i należności

Grupa klasyfikuje do tej pozycji głównie:

- należności z tytułu dostaw i usług ([nota 6.2.2.](#)),
- środki pieniężne i ich ekwiwalenty ([nota 5.4.](#)).

Zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu

Kategoria ta obejmuje głównie:

- zobowiązania z tytułu dostaw i usług ([nota 6.2.3.](#)),
- zobowiązania z tytułu zadłużenia ([nota 5.2.](#)).

Aktywa i zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy

Do aktywów i zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy Grupa klasyfikuje pochodne instrumenty finansowe nie wyznaczone na instrumenty zabezpieczające w rachunkowości zabezpieczeń. Zasady rachunkowości przedstawiono w [nocie 7.2.](#)

Aktywa i zobowiązania stanowiące zabezpieczenie określonego rodzaju ryzyka w ramach rachunkowości zabezpieczeń

Kategoria ta obejmuje instrumenty pochodne, w odniesieniu do których Grupa stosuje rachunkowość zabezpieczeń. Opis stosowanych zasad dotyczących rachunkowości zabezpieczeń znajduje się w [nocie 7.2.](#)



7.1.1. Uzgodnienie głównych pozycji bilansowych aktywów finansowych do grup wymaganych przez MSR 39

Uzgodnienie głównych pozycji bilansowych aktywów finansowych do grup wymaganych przez MSR 39

Pozycja bilansowa	Pozycja szczegółowa w nocie	Noty	2016				2015			
			Pożyczki i należności wyceniane według zamortyzowanego kosztu	Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowość i zabezpieczeń	Razem	Pożyczki i należności wyceniane według zamortyzowanego o kosztu	Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowość i zabezpieczeń	Razem
Należności	Należności z tytułu dostaw i usług	Nota 6.2.2.	3 516	-	-	3 516	2 541	-	-	2 541
Pochodne instrumenty finansowe		Nota 7.2.	-	483	140	623	-	685	24	709
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty		Nota 5.4.	5 829	-	-	5 829	6 022	-	-	6 022
Razem			9 345	483	140	9 968	8 563	685	24	9 272

7.1.2. Uzgodnienie głównych pozycji bilansowych zobowiązań do grup wymaganych przez MSR 39

Uzgodnienie głównych pozycji bilansowych zobowiązań finansowych do grup wymaganych przez MSR 39

Pozycja bilansowa	Pozycja szczegółowa w nocie	Noty	2016				2015			
			Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowość i zabezpieczeń	Razem	Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowość i zabezpieczeń	Razem
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	Kredyty bankowe	Nota 5.2.	1 323	-	-	1 323	1 524	-	-	1 524
	Dłużne papiery wartościowe	Nota 5.2.	4 984	-	-	4 984	4 772	-	-	4 772
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	Nota 6.2.3.	1 290	-	-	1 290	956	-	-	956
Pochodne instrumenty finansowe		Nota 7.2.	-	254	92	346	-	371	794	1 165
Razem			7 597	254	92	7 943	7 252	371	794	8 417



7.1.3. Przychody i koszty dotyczące aktywów i zobowiązań finansowych

Pozycja rachunku zysków i strat oraz sprawozdania z całkowitych dochodów	Pozycja szczegółowa w nocie / dodatkowe objaśnienia	Noty	2016			2015		
			Pożyczki, należności i zobowiązania wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń	Pochodne instrumenty finansowe w rachunkowości i zabezpieczeń przepływów pieniężnych	Pożyczki, należności i zobowiązania wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń	Pochodne instrumenty finansowe w rachunkowości i zabezpieczeń przepływów pieniężnych
Wpływ na rachunek zysków i strat								
	Odsetki od zadłużenia	Nota 3.4.	(204)	-	-	(150)	-	-
	Różnice kursowe	Nota 3.4.	(29)	-	-	(83)	-	-
Koszty finansowe netto	Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	Nota 3.4.	-	59	-	-	(39)	-
	Różnice kursowe	Nota 3.3.	128	-	-	(94)	-	-
	Odpis z tytułu utraty wartości	Nota 3.3.	(17)	-	-	37	-	-
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	Nota 3.3.	-	(202)	-	-	27	-
	Reklasyfikacja z pozostałych całkowitych dochodów	Nota 3.3.	-	-	37	-	-	16
Zużycie surowców i materiałów	Reklasyfikacja z pozostałych całkowitych dochodów	Nota 3.2.	-	-	(696)	-	-	(274)
			(122)	(143)	(659)	(290)	(12)	(258)
Wpływ na pozostałe całkowite dochody								
	Zyski/straty z wyceny instrumentów pochodnych w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych [część skuteczna]				124			(689)
	Reklasyfikacja wyceny do rachunku zysków i strat w związku z realizacją (rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych)				659			258
					783			(431)
Wpływ na całkowite dochody			(122)	(143)	124	(290)	(12)	(689)

7.2. Pochodne instrumenty finansowe

Zasady rachunkowości

Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń

Pochodne instrumenty finansowe, które nie stanowią instrumentu zabezpieczającego w rachunkowości zabezpieczeń, klasyfikuje się do „aktywów/zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy”. Instrumenty te stanowią zabezpieczenie w sensie ekonomicznym.

Do instrumentów pochodnych zaklasyfikowanych do „wycenianych w wartości godziwej” zalicza się również te instrumenty pochodne, w stosunku do których unieważniono powiązanie zabezpieczające.

Instrumenty pochodne ujmuje się początkowo w wartości godziwej i wycenia na każdy dzień bilansowy w wartości godziwej z ujęciem skutków wyceny w rachunku zysków i strat w pozycji koszty finansowe netto (m.in. wyceny instrumentów zabezpieczających działalność finansową, np. zaciągnięte zobowiązania dłużne) oraz pozostałe przychody i koszty operacyjne (transakcje zabezpieczające nie objęte rachunkowością zabezpieczeń m.in. kontrakty forward).

Rachunkowość zabezpieczeń

Grupa stosuje rachunkowość zabezpieczeń w celu zabezpieczenia przed ryzykiem zmian cen zakupu gazu oraz kursu walutowego (EUR/PLN i USD/PLN) związanego z przyszłymi zakupami gazu. Ryzyko zmiany cen gazu wynika z wysoce prawdopodobnych prognozowanych przyszłych transakcji zakupu gazu przez Grupę. W odniesieniu do tych transakcji stosowana jest rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych.

Instrumentami zabezpieczającymi są instrumenty pochodne.

Zyski i straty wynikające ze zmiany wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego przepływy pieniężne ujmowane są w pozostałych całkowitych dochodach, w takiej części, w jakiej dany instrument stanowi skuteczne zabezpieczenie związanej z nim pozycji zabezpieczanej. Część nieskuteczną odnosi się w rachunek zysków i strat w pozycji koszty finansowe netto. Kwoty ujęte w pozostałych całkowitych dochodach podlegają przeniesieniu do wyniku finansowego (pozycja „zużycie surowców i materiałów”) w okresie w którym zabezpieczana pozycja wpływa na wynik finansowy.

Grupa zaprzestaje klasyfikowania instrumentów jako zabezpieczające, jeżeli instrument pochodny wygaśnie, zostanie sprzedany, rozwiązany lub zrealizowany lub jeżeli Grupa wycofa wyznaczenie danego instrumentu jako zabezpieczenie albo, jeśli zabezpieczenie przestaje spełniać kryteria rachunkowości zabezpieczeń oraz zaprzestano oczekiwać realizacji planowanej transakcji.

Grupa zawiera transakcje dotyczące następujących instrumentów pochodnych:

Instrumenty pochodne objęte rachunkowością zabezpieczeń

Opis oraz cel wykorzystania instrumentu przez Grupę

Kontrakty forward walutowe	Forward to transakcja na sprzedaż bądź zakup waluty za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji forward. Grupa korzysta z kontraktów walutowych forward w celu zabezpieczenia przed wahaniami kursów walutowych w USD, NOK i EUR w kontraktach na przyszłe zakupy gazu.
Opcje call walutowe	Opcja call walutowa daje jej posiadaczowi prawo nabycia określonej ilości waluty, po z góry określonej cenie wykonania (tzw. strike). Prawo to może być zrealizowane w dniu wygaśnięcia opcji (opcja europejska). Za prawo, które daje opcja, jej nabywca płaci sprzedającemu opcję premię opcyjną. Grupa kupuje opcje call zabezpieczające kursy walutowe USD i EUR w kontraktach na przyszłe zakupy gazu.
Opcje call towarowe	Nabyta opcja call daje spółce prawo do otrzymania wypłaty określonej kwoty. Wysokość tej wypłaty uzależniona jest od średniej arytmetycznej wartości instrumentu bazowego skalkulowanej za okres ważności instrumentu. Za prawo, które daje opcja, jej nabywca płaci sprzedającemu opcję premię opcyjną. Spółki z Grupy kupują opcje call zabezpieczające przed zmiennością ceny zakupu gazu TTF ^[A] , GO ^[B] i FO ^[C] .
Opcje put towarowe	Grupa wykorzystuje sprzedane opcje put wyłącznie w ramach strategii zerokosztowych collar. Instrument ten daje spółce prawo do otrzymania określonej kwoty. Wysokość tej kwoty uzależniona jest od średniej arytmetycznej wartości instrumentu bazowego skalkulowanej za okres ważności instrumentu. Za prawo, które daje opcja, jej sprzedawca otrzymuje od kupującego premię opcyjną. Spółki z Grupy sprzedają opcje put zabezpieczające przed zmiennością ceny zakupu gazu TTF ^[A] , GO ^[B] i FO ^[C] .

Swap towarowy	Instrument dotyczący transakcji, w której strony zobowiązują się do wymiany płatności w ustalonym dniu. Płatności te naliczane są w oparciu o ustalone ilości określonego towaru i jego cenę. W ramach transakcji jedna ze stron zobowiązuje się płacić stałą cenę, natomiast druga cenę zmienną. Nie dochodzi jednakże do fizycznej wymiany towarów będących przedmiotem transakcji. Spółki z Grupy wykorzystują instrument jako zabezpieczenie przed zmiennością ceny zakupu gazu TTF ^[A] , GO ^[B] i FO ^[C] .
IRS	Interest Rate Swap jest to instrument, w którym dla danej umownej kwoty bazowej następuje zamiana przepływów odsetkowych wyrażonych w PLN z oprocentowaniem stałym na oprocentowanie zmienne.

Instrumenty pochodne nie objęte rachunkowością zabezpieczeń

Opis oraz cel wykorzystania instrumentu przez Grupę

CCIRS	Cross Currency Interest Rate Swap - to instrument, w którym dla danej umówionej kwoty bazowej następuje zamiana przepływów dotyczących stopy procentowej i waluty po stałym ustalonym kursie wymiany. Instrumenty te zamieniają zmienne oprocentowanie wyrażone w NOK na zmienne oprocentowanie wyrażone w PLN lub stałe oprocentowanie wyrażone w EUR na zmienne oprocentowanie wyrażone w PLN.
Kontrakty forward walutowe	Opis oraz cel instrumentu został podany w poprzedniej tabeli.
Kontrakty futures na energię elektryczną ^[D]	Futures to wystandaryzowana transakcja umożliwiająca sprzedaż bądź zakup towaru na rynku regulowanym za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji futures. Spółki z Grupy wykorzystują instrument w celu ekonomicznego zabezpieczenia przed zmianami cen przyszłych zakupów energii elektrycznej oraz gazu.
Kontrakty futures na CO ₂	Futures to wystandaryzowana transakcja umożliwiająca sprzedaż bądź zakup uprawnień do emisji CO ₂ na rynku regulowanym za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji futures. Spółki z Grupy wykorzystują instrument w celu ekonomicznego zabezpieczenia przed zmianami cen przyszłych zakupów uprawnień do emisji CO ₂ .
Kontrakty forward na energię elektryczną oraz gaz	Forward to transakcja umożliwiająca sprzedaż bądź zakup towaru za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji forward. Spółki z Grupy wykorzystują instrument w celu ekonomicznego zabezpieczenia przed zmianami cen przyszłych zakupów energii elektrycznej oraz gazu. ^[E]

[A] Natural Gas at the Title Transfer Facility (TTF) –indeks giełdowy dotyczący praw do gazu ziemnego funkcjonujący w ramach wirtualnej działalności tradingowej prowadzonej przez operatora systemu przesyłowego w Holandii

[B] Gas Oil (GO) - indeks Gasoil 0,1% Barges FOB Rotterdam

[C] Fuel Oil (FO) - indeks Fuel Oil 1% Barges FOB Rotterdam

[D] EE- futures Phelix na energię elektryczną zawierany na giełdzie EEX

[E] forwardy na energię elektryczną oraz gaz zawierane na Towarowej Giełdzie Energii S.A.

	2016		2015	
	Aktywa	Zobowiązania	Aktywa	Zobowiązania
Instrumenty pochodne, dla których stosowana jest rachunkowość zabezpieczeń	140	92	24	794
Instrumenty pochodne, dla których nie jest stosowana rachunkowość zabezpieczeń	483	254	685	371
Razem	623	346	709	1 165

Instrumenty pochodne zabezpieczające w rachunkowości zabezpieczeń

Typ instrumentu pochodnego	2016					2015		
	Wartość bazowa instrumentu	Okres wystąpienia przepływów pieniężnych i ich wpływu na wynik finansowy	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Średnia ważona cena wykonania	Wartość godziwa instrumentów podlegających rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych	Wartość bazowa instrumentu	Okres wystąpienia przepływów pieniężnych i ich wpływu na wynik finansowy	Wartość godziwa instrumentów podlegających rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych
Pochodne instrumenty zabezpieczające ryzyko walutowe w kontraktach na zakup gazu								
Forward								
USD	-	-	-	-	-	110 USD	1 - 12 m-cy	16
NOK	-	-	-	-	-	-	-	-
EUR	-	-	-	-	-	10 EUR	1 - 3 m-cy	-
Opcje call								
EUR	-	-	-	-	-	45 EUR	1 - 12 m-cy	1
USD	70 USD	1 - 3 m-cy	3,96-3,99	3,98	15	110 USD	1 - 12 m-cy	7
					15			24
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu gazu								
Opcje call TTF	8 MWh	do 3 lat	15,80-25,00	16,73	83	8 MWh	1 m-ca - 3 lata	-
Opcje put TTF	0 MWh	do 3 lat	19	19,00	(2)	0,26 MWh	1 - 3 lata	(6)
Opcje put FO	-	-	-	-	-	-	-	-
Opcje put GO	-	-	-	-	-	-	-	-
Swap TTF	4 MWh	do 3 lat	13,58-21,82	16,10	42	30 MWh	1 m-ca - 3 lata	(629)
Swap TTF	5 MWh	do 3 lat	15,87-21,82	20,33	(44)	-	-	-
Swap FO	-	-	-	-	-	0,15 MT	1 - 12 m-cy	(58)
Swap GO	-	-	-	-	-	0,04 MT	1 - 12 m-cy	(18)
					79			(711)
Pochodne instrumenty dotyczące ryzyka stopy procentowej								
IRS	143 PLN	od 6 m-cy do 3,5 lat	1,84-2,46	2,06	-	-	-	-
IRS	1500 PLN	1 - 3 lata	3,65%-4,07%	0,04	(46)	1500 PLN	1 - 3 lata	(83)
				Razem	48		Razem	(770)
			W tym:	Aktywa	140	W tym:	Aktywa	24
				Zobowiązania	92		Zobowiązania	794

Instrumenty pochodne nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń

Typ instrumentu pochodnego	2016		2015	
	Wartość bazowa instrumentu	Wartość godziwa instrumentów niepodlegających rachunkowości zabezpieczeń	Wartość bazowa instrumentu	Wartość godziwa instrumentów niepodlegających rachunkowości zabezpieczeń
Pochodne instrumenty dotyczące ryzyka stopy procentowej oraz ryzyka kursowego				
CCIRS				
EUR	500 EUR	204	500 EUR	159
NOK	2318 NOK	14	2940 NOK	144
		218		303
Pochodne instrumenty ekonomicznie zabezpieczające ceny zakupu energii elektrycznej				
Forward				
Energia Elektryczna TGE	3 MWh	12	1335 MWh	19
Energia Elektryczna TGE	7 MWh	(7)	1135 MWh	(18)
Energia Elektryczna OTC	1 MWh	22	1 MWh	30
Energia Elektryczna OTC	1 MWh	(39)	1 MWh	(19)
Futures				
Energia Elektryczna EEX AG	2 MWh	67	0,25 MWh	4
Energia Elektryczna EEX AG	1 MWh	(48)	1 MWh	(15)
		7		1
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu gazu				
Forward				
Gaz OTC	11 MWh	130	12 MWh	282
Gaz OTC	11 MWh	(133)	11 MWh	(257)
Futures				
Gaz EEX AG	-	-	0,053 MWh	1
Gaz EEX AG	-	-	0,151 MWh	(4)
Gaz ICE ENDEX B.V.	1 MWh	13	1 MWh	24
Gaz ICE ENDEX B.V.	1 MWh	(12)	2 MWh	(26)
Gaz POWERNEXT SA	1 MWh	16	1 MWh	22
Gaz POWERNEXT SA	1 MWh	(15)	2 MWh	(31)
		(1)		11
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu praw do emisji CO₂				
Forward	3 EUR	-	10 EUR	(1)
Futures	2 t	5	26 t	1
Futures	-	-	26 t	(1)
	Razem	229	Razem	314
	W tym:		W tym:	
	Aktywa	483	Aktywa	685
	Zobowiązania	254	Zobowiązania	371

Wycena aktywów oraz zobowiązań z tytułu pochodnych instrumentów finansowych klasyfikowana jest do poziomu 2 w hierarchii wartości godziwej (tj. wycena przy zastosowaniu obserwowalnych danych wejściowych inne niż ceny notowane).

Instrument	Metoda wyceny	Główne dane w modelu wyceny
Opcje walutowe call	Model Garmana-Kohlhagena	Dane rynkowe dotyczące: stóp procentowych, kursów walutowych, basis spread'ów cen towarów i zmienności
Towarowe opcje azjatyckie call i put	Model Espen Levy'ego	spread'ów cen towarów i zmienności towarowej (volatility)
Kontrakty forward, forwardy rozliczane do średniej, swapy oraz transakcje CCIRS i IRS	Metoda dyskontowa	

7.3. Zasady zarządzania ryzykiem finansowym

Grupa prowadząc swoją działalność gospodarczą narażona jest w szczególności na następujące rodzaje ryzyka finansowego:

- Ryzyko kredytowe ([nota 7.3.1.](#))
- Ryzyko rynkowe, w tym:
 - Ryzyko cen towarów ([nota 7.3.2.1.](#))
 - Ryzyko walutowe ([nota 7.3.2.2.](#))
 - Ryzyko stopy procentowej ([nota 7.3.2.3.](#))
- Ryzyko płynności ([nota 7.3.3.](#))

W celu efektywnego zarządzania ryzykiem finansowym, w Jednostce Dominującej realizowana jest „Polityka zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A.” (Polityka) określająca podział kompetencji i zadań pomiędzy poszczególne jednostki organizacyjne Spółki w procesie zarządzania i kontroli ryzyka finansowego. Za przestrzeganie Polityki oraz jej okresową aktualizację odpowiada Komitet Ryzyka, który przedstawia propozycje zasad oraz na bieżąco ocenia, czy Polityka dotycząca ryzyka jest realizowana, jak również wprowadza niezbędne jej modyfikacje.

7.3.1. Ryzyko kredytowe

Przez **ryzyko kredytowe** Grupa rozumie w szczególności możliwość nieterminowego lub całkowitego braku wywiązania się kontrahenta spółki ze zobowiązań, bądź możliwość nieodzyskania ulokowanych środków pieniężnych.

Grupa Kapitałowa PGNiG posiada ekspozycję na ryzyko kredytowe głównie z tytułu niżej zaprezentowanych pozycji.

Maksymalna ekspozycja na ryzyko, odpowiadająca wartości bilansowej pozycji	2016	2015
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (środki pieniężne w banku oraz lokaty bankowe)	5 829	6 022
Środki pieniężne o długoterminowym ograniczeniu możliwością dysponowania	190	217
Należności z tyt. dostaw i usług	3 516	2 541
Udzielone pożyczki	249	215
Wartość dodatnia pochodnych instrumentów finansowych	623	709
Razem	10 407	9 704

Grupa stosuje zasadę zawierania transakcji dotyczących instrumentów finansowych z wieloma podmiotami charakteryzującymi się wysoką zdolnością kredytową. Przy wyborze partnerów finansowych, Grupa kieruje się przede wszystkim ich standingiem finansowym, zweryfikowanym przez agencje ratingowe, a także udziałem w rynku oraz posiadaną reputacją.

Ekspozycja na ryzyko kredytowe poszczególnych pozycji wskazanych powyżej wynika z wartości bilansowej tych pozycji.

7.3.1.1. Ryzyko kredytowe związane ze środkami pieniężnymi i lokatami bankowymi

Grupa dąży do minimalizacji ekspozycji kredytowej, w szczególności poprzez dywersyfikację podmiotów (głównie banków), z którymi zawierane są transakcje lokacyjne.

Na dzień bilansowy nie występuje koncentracja ryzyka kredytowego. Udział procentowy trzech banków, w których ulokowano najwięcej środków pieniężnych wynosi na koniec 2016 roku: 38%, 28%, 12% całego salda środków pieniężnych (w roku 2015 odpowiednio: 36%, 15%, 12%).

Ponadto Jednostka Dominująca podpisała ze wszystkimi bankami, w których lokuje środki finansowe, Umowy Ramowe szczegółowo regulujące warunki zawierania i rozliczania wszelkich transakcji finansowych.

Grupa ocenia ryzyko kredytowe w opisywanym obszarze poprzez ciągłą weryfikację kondycji finansowej banków, odzwierciedlającej się w zmianach ratingu finansowego przyznawanego przez zewnętrzne agencje ratingowe.

Grupa lokuje swoje środki w zdywersyfikowany portfel lokat w bankach o uznanej renomie, zgodnie z poniższą strukturą, uwzględniającą również zawarte z daną instytucją finansową transakcje dotyczące instrumentów pochodnych (w pozycji aktywa).

	Rating wg agencji		2016		2015	
	Fitch	Moody's	Lokaty bankowe	Instrumenty pochodne (aktywa)	Lokaty bankowe	Instrumenty pochodne (aktywa)
Bank\Instytucja Finansowa	A-	-	38%	0%	15%	0%
Bank\Instytucja Finansowa	A	Ba1	28%	0%	0%	0%
Bank\Instytucja Finansowa	A+	A1	12%	6%	12%	16%
Bank\Instytucja Finansowa	A-	A3	8%	4%	9%	1%
Bank\Instytucja Finansowa	A2	A2	7%	18%	6%	9%
Bank\Instytucja Finansowa	A-	A2	5%	3%	36%	2%
Bank\Instytucja Finansowa	BBB	-	2%	0%	11%	0%
Bank\Instytucja Finansowa	A2	A2	0%	8%	9%	11%
Bank\Instytucja Finansowa	BBB+	A3	0%	7%	0%	5%
Bank\Instytucja Finansowa	-	A2	0%	3%	0%	0%
Bank\Instytucja Finansowa	AA-	A1	0%	3%	0%	0%
Bank\Instytucja Finansowa	-	A3	0%	2%	0%	0%
Bank\Instytucja Finansowa	-	A1	0%	2%	0%	0%
Giełdy	-	-	0%	16%	0%	8%
Rynek OTC	-	-	0%	26%	0%	46%
Bank\Instytucja Finansowa, pozostałe	-	-	1%	1%	1%	1%
Razem			100%	100%	100%	100%

7.3.1.2. Ryzyko kredytowe związane z należnościami

Istotne wartościowo ryzyko kredytowe dotyczy należności z tytułu dostaw i usług (tj. ze sprzedaży gazu ziemnego, gazu LNG, ropy naftowej, a także energii elektrycznej) oraz pozostałych należności (należności ze sprzedaży uprawnień do emisji dwutlenku węgla oraz praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii elektrycznej).

Część transakcji dotyczących sprzedaży gazu zawieranych jest na Towarowej Giełdzie Energii („TGE”). Transakcje zawierane na TGE nie powodują powstania ekspozycji na ryzyko kredytowe, ponieważ system gwarantowania rozliczeń za pośrednictwem Izby Rozliczeniowej Giełd Towarowych (IRGiT) zapewnia bezpieczeństwo rozliczeń każdemu Członkowi Izby w razie niewypłacalności poszczególnych uczestników rynku. Transakcje te stanowi około 55 % obrotów w ciągu roku. Salda z tytułu rozliczenia transakcji zawieranych za pośrednictwem TGE na dzień bilansowy nie są istotne.

W celu zminimalizowania ryzyka niespłacalności wierzytelności z tytułu sprzedaży poza TGE wprowadzane są jednolite zasady zawierania umów kompleksowych sprzedaży, mające na celu zabezpieczenie należności handlowych z tego tytułu.

Zgodnie z obowiązującymi w Grupie procedurami, każdy kontrahent, poddawany jest regularnej ocenie pod kątem zdolności do wywiązywania się z bieżących i przyszłych umownych zobowiązań. Dokonana ocena stanowi bazę do ustalenia indywidualnego limitu kredytowego lub/i wyznaczenia stosownych zabezpieczeń. Grupa ogranicza ponadto ryzyko kredytowe związane z należnościami poprzez bieżący monitoring kondycji finansowej kontrahentów, przeprowadzając czynności windykacyjne zgodnie z obowiązującymi w Grupie procedurami.

W przypadku kontrahentów indywidualnych służby windykacyjne na bieżąco monitorują stan należności przeterminowanych od pierwszego dnia powstania należności. W ramach realizowanego wewnątrznie procesu przedsądowego klienci są w sposób zautomatyzowany powiadamiani o istniejących zaległościach, zaś w stosunku do dłużników podejmowane są decyzje o wstrzymaniu dostarczania paliwa gazowego zgodnie z obowiązującym Prawem energetycznym. Wierzytelności nieodzyskane w ramach przewidzianych procedurami działań windykacyjnych kierowane są do sprzedaży.

W Grupie nie występuje koncentracja ryzyka kredytowego. Na dzień 31 grudnia 2016 roku saldo należności z tyt. dostaw i usług od największych trzech odbiorców stanowiło odpowiednio 4,6%, 2,8%, 2,7% salda należności z tytułu dostaw i usług (31 grudnia 2015 r.: 3,7%, 1,8%, 0,7%).

7.3.1.3. Ryzyko kredytowe związane z zawartymi transakcjami dotyczącymi pochodnych instrumentów finansowych

Pochodne transakcje finansowe są zawierane z bankami o uznanej renomie i wysokim standingu finansowym. Ponadto, ze współpracującymi bankami zawarte są Umowy Ramowe lub umowy ISDA regulujące szczegółowe zasady współpracy i określające kwoty progowe na maksymalną ekspozycję z tytułu wartości godziwej zawartych instrumentów pochodnych. W związku z powyższym, Grupa nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego związanego z zawartymi transakcjami zabezpieczającymi.

Ocena jakości kredytowej banków na podstawie ratingów kredytowych została zaprezentowana w tabeli w [nocie 7.3.1.1](#).

Udział procentowy banków, z którymi zawarto najwięcej (wartościowo) transakcji dotyczących instrumentów pochodnych, których wycena jest pozytywna wynosi: 18%, 8% oraz 7% (2015: 16%, 11%, 9%).

7.3.2. Ryzyko rynkowe

Przez **ryzyko rynkowe** Grupa rozumie możliwość niekorzystnego wpływu zmiany warunków na rynkach finansowych i towarowych na wartość ekonomiczną lub wynik finansowy Grupy.

Zgodnie z przyjętą polityką, celami procesu zarządzania ryzykiem rynkowym w Grupie są:

- ograniczenie zmienności przepływów pieniężnych związanych z działalnością Spółki do akceptowalnych poziomów w krótkim i średnim horyzoncie czasowym;
- budowanie wartości firmy w długim okresie czasu.

Biorąc pod uwagę potencjalną skalę wpływu na wyniki finansowe, Grupa wyodrębnia następujące czynniki ryzyka rynkowego:

	Ryzyko rynkowe	Podejście do zarządzania ryzykiem
↑ Wpływ na wyniki finansowe	Ceny gazu i produktów ropopochodnych	Ryzyko zarządzane jest poprzez zakup instrumentów pochodnych zabezpieczających ceny gazu.
	Kurs EUR/PLN, USD/PLN oraz NOK/PLN	[jw.] Ryzyko wynika głównie z zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz wyemitowanych instrumentów dłużnych. Ryzyko jest zabezpieczane ekonomicznie poprzez dokonywanie zakupów w tej samej walucie.
	Stopy procentowe	Ryzyko jest zabezpieczane poprzez zawieranie pochodnych instrumentów zabezpieczających.
	Ceny pozostałych towarów	Ryzyko uznane za nieistotne.

7.3.2.1. Ryzyko cen towarów

Przez **ryzyko cen towarów** Grupa rozumie możliwość niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów na wynik finansowy Grupy.

Ryzyko cen towarów w Grupie związane jest głównie z kontraktami na zakup paliwa gazowego oraz kontraktami sprzedaży paliwa gazowego, wynikającymi z codziennego ofertowania i sprzedaży na TGE. Czynnikiem ryzyka jest zmienność cen gazu i produktów ropopochodnych na światowych giełdach paliwowych. W niektórych kontraktach formuła wyliczenia ceny zakupu paliwa gazowego ogranicza zmienność poprzez zastosowanie średnioważonych cen z poprzednich miesięcy.

Ryzyko cen towarów jest także związane z obrotem energią elektryczną, prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia energii oraz uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla. Handel energią elektryczną odbywa się na giełdowych rynkach regulowanych w Polsce i za granicą. Grupa zawiera także transakcje poza rynkiem regulowanym w oparciu o umowy ramowe. Zarządzanie ekspozycją na ryzyko cen towarów odbywa się poprzez wdrożenie mechanizmów identyfikacji, kalkulacji i monitorowania wysokości ekspozycji, wycenę otwartej pozycji, pomiar wartości narażonej na ryzyko oraz wdrożenie systemu limitów na ryzyko rynkowe.

Do zabezpieczenia cen zakupu gazu w roku 2016 i 2015 Grupa stosowała rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych. Szczegóły dotyczące rachunkowości zabezpieczeń przedstawiono w **nocie 7.2**.

W odniesieniu do cen energii elektrycznej, praw do emisji CO₂ i świadectw pochodzenia Grupa stosuje instrumenty pochodne stanowiące ekonomiczne zabezpieczenie, lecz nie stosuje rachunkowości zabezpieczeń. Dalsze informacje na temat instrumentów pochodnych nie objętych rachunkowością zabezpieczeń przedstawiono w **nocie 7.2**.

W poniższych tabelach została zaprezentowana analiza wrażliwości dla istotnych towarowych transakcji na surowcach energetycznych (tj. TTF) na zmiany cen dla 2016 i 2015 roku.

2016	Wartość bilansowa	TTF,EE, GO, FO - zmiana ceny o:			
		+25%		-25%	
		Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	389	31	248	2	-
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	299	(7)	-	(34)	(164)
Wpływ zmian cen TTF, EE, GO, FO*		24	248	(32)	(164)

*TTF, EE, GO, FO - objaśnienia skrótów podano w rozdziale 7.2.

2015	Wartość bilansowa	TTF,EE, GO, FO - zmiana ceny o:			
		+30%		-30%	
		Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	382	5	402	13	4
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	1 081	(12)	(3)	(1)	(320)
Wpływ zmian cen TTF, EE, GO, FO*		(7)	399	12	(316)

*TTF, EE, GO, FO - objaśnienia skrótów podano w rozdziale 7.2.

7.3.2.2. Ryzyko walutowe

Przez **ryzyko walutowe** Grupa rozumie możliwość niekorzystnego wpływu zmiany kursów walutowych na wynik finansowy Grupy.

Grupa narażona jest głównie na ryzyko zmiany kursów EUR/PLN, USD/PLN oraz NOK/PLN. Ryzyko walutowe występuje przede wszystkim w jednostce dominującej. Kluczowe źródła ekspozycji na ryzyko walutowe to:

- Zobowiązania z tytułu dostaw i usług (głównie zobowiązania za dostawy zakupionego przez Grupę gazu (**nota 6.2.3.**)),
- Wyemitowane w EUR papiery dłużne (**nota 5.2.**),
- Instrumenty pochodne typu CCIRS zabezpieczające pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Upstream International AS w NOK (pożyczka eliminowana w sprawozdaniu skonsolidowanym) (**nota 7.2.**),
- Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (**nota 5.4.**).

Głównym celem podejmowanych przez Grupę działań zabezpieczających przed ryzykiem walutowym jest ochrona przed wahaniami kursów wymiany. Szczegóły dotyczące zawartych transakcji zabezpieczających przedstawiono w **nocie 7.2.**

W odniesieniu do ryzyka walutowego wynikającego ze zobowiązań handlowych z tytułu płatności w obcych walutach (głównie USD i EUR) stosowane jest zabezpieczenie poprzez wykorzystanie instrumentów pochodnych typu: opcje call, strategie opcyjne, swapy oraz forward. Szczegółowe informacje na temat zawartych instrumentów pochodnych (tj. instrumentów pochodnych w rachunkowości zabezpieczeń oraz stanowiących zabezpieczenie ekonomiczne poza rachunkowością zabezpieczeń) przedstawione zostały w **nocie 7.2.**

Poniższa tabela prezentuje ekspozycję Grupy na ryzyko walutowe wynikające z istotnych pozycji wyrażonych w walutach obcych oraz analizę wrażliwości Grupy na ryzyko zmiany kursu walut obcych, która w ocenie Grupy byłaby rozsądnie możliwa na dzień bilansowy (stan na 31 grudnia 2016 roku).

2016	Wartość bilansowa	Wartość narażona na ryzyko walutowe	EUR/PLN				USD/PLN				NOK/PLN				
			zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		
			Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	
Aktywa finansowe															
Należności z tytułu dostaw i usług	3 516	686	32	-	(32)	-	19	-	(19)	-	1	-	(1)	-	<i>Nota 6.2.2.</i>
Pochodne instrumenty finansowe (aktywa)	623	233	187	-	-	-	-	24	-	-	-	-	94	-	<i>Nota 7.2.</i>
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	5 829	640	18	-	(18)	-	32	-	(32)	-	-	-	-	-	<i>Nota 5.4.</i>
Zobowiązania finansowe															
Zobowiązanie z tytułu zadłużenia	6 352	3 609	(243)	-	243	-	(49)	-	49	-	-	-	-	-	<i>Nota 5.2.</i>
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 290	939	(23)	-	23	-	(48)	-	48	-	(2)	-	2	-	<i>Nota 6.2.3.</i>
Pochodne instrumenty finansowe (zobowiązania)	346	-	-	-	(187)	-	-	-	(12)	(94)	-	-	-	-	<i>Nota 7.2.</i>
Wpływ zmian kursów			(29)	-	29	-	(46)	24	46	(12)	(95)	-	95	-	

2015	Wartość bilansowa	Wartość narażona na ryzyko walutowe	EUR/PLN				USD/PLN				NOK/PLN				
			zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		
			Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	
Aktywa finansowe															
Należności z tytułu dostaw i usług	2 541	391	16	-	(16)	-	14	-	(14)	-	1	-	(1)	-	<i>Nota 6.2.2.</i>
Pochodne instrumenty finansowe (aktywa)	709	326	190	8	-	-	-	46	10	-	-	-	112	-	<i>Nota 7.2.</i>
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	6 022	834	18	-	(18)	-	47	-	(47)	-	1	-	(1)	-	<i>Nota 5.4.</i>
Zobowiązania finansowe															
Zobowiązanie z tytułu zadłużenia	6 382	3 567	(238)	-	238	-	(51)	-	51	-	-	-	-	-	<i>Nota 5.2.</i>
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	956	600	(14)	-	14	-	(24)	-	24	-	(9)	-	9	-	<i>Nota 6.2.3.</i>
Pochodne instrumenty finansowe (zobowiązania)	1 165	1	-	-	(190)	-	(13)	-	-	(24)	(112)	-	-	-	<i>Nota 7.2.</i>
Wpływ zmian kursów			(28)	8	28	-	(27)	46	24	(24)	(119)	-	119	-	

7.3.2.3. Ryzyko stopy procentowej

Przez **ryzyko stopy procentowej** Grupa rozumie możliwość niekorzystnego wpływu zmiany stóp procentowych na wynik finansowy Grupy.

Głównym źródłem ryzyka stopy procentowej w Grupie są:

- środki pieniężne i ich ekwiwalenty (lokaty bankowe) (**nota 5.4.**),
- zobowiązania z tytułu zadłużenia (**nota 5.2.**),
- pochodne instrumenty finansowe na stopę procentową - CIRS, IRS poza rachunkowością zabezpieczeń (**nota 7.2.**).

Grupa monitoruje ryzyko rynkowe (walutowe i stopy procentowej) poprzez analizę wrażliwości i miarę wartości na narażonej na ryzyko VaR. VaR (value at risk) czyli wartość zagrożona oznacza, że maksymalna strata z tytułu zmiany wartości rynkowej (godziewej) z określonym prawdopodobieństwem (np. 99%) nie będzie większa niż ta wartość w okresie kolejnych n dni roboczych. VaR szacowany jest metodą wariacji – kowariancji.

Pozycje oprocentowane według stopy zmiennej narażają Grupę na ryzyko zmiany przepływów pieniężnych z danej pozycji w wyniku zmiany stóp procentowych, poprzez wpływ na wysokość przychodów lub kosztów odsetkowych ujmowanych w wyniku finansowym. Pozycje oprocentowane według stałej stopy narażają Grupę na ryzyko wartości godziewej danej pozycji, jednakże ze względu na fakt, że pozycje te (za wyjątkiem instrumentów pochodnych) są wyceniane według zamortyzowanego kosztu, zmiana wartości godziewej nie wpływa na wycenę tych pozycji wycenianych wg zamortyzowanego kosztu oraz na wynik finansowy.

Główne pozycje narażone na ryzyko stóp procentowych oraz analizę wrażliwości na ryzyko zmiany stóp procentowych w odniesieniu do pozycji oprocentowanych według stopy zmiennej, która w ocenie Grupy byłaby rozsądnie możliwa na dzień bilansowy przedstawiono w poniższej tabeli.

	2016				2015				
	Wartość bilansowa	Saldo oprocentowane wg stopy zmiennej	Zmiana oprocentowania o +40 pb	Zmiana oprocentowania o - 40 pb	Wartość bilansowa	Saldo oprocentowane wg stopy zmiennej	Zmiana oprocentowania o +50 bp	Zmiana oprocentowania o - 50 bp	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	5 829	4 593	18	(18)	6 022	5 502	28	(28)	<i>Nota 5.4.</i>
Instrumenty pochodne CIRS poza rachunkowością zabezpieczeń - aktywa	218	3 340	(9)	9	303	3 433	(17)	17	<i>Nota 7.2.</i>
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	6 352	4 062	(16)	16	6 382	4 187	(21)	21	<i>Nota 5.2.</i>
Instrumenty pochodne IRS w rachunkowości zabezpieczeń - zobowiązania	46	1 500	6	(6)	83	1 500	8	(8)	<i>Nota 7.2.</i>
Wpływ po uwzględnieniu rachunkowości zabezpieczeń			(1)	1			(2)	2	

7.3.3. Ryzyko płynności

Przez **ryzyko płynności** Grupa rozumie możliwość utraty płynności wpływającej na brak możliwości sfinansowania potrzeb kapitałowych lub możliwość wystąpienia strukturalnej nadpłynności niekorzystnie wpływającej na rentowność prowadzonej przez Grupę działalności.

Głównym zadaniem Grupy w procesie zarządzania ryzykiem płynności jest bieżąca kontrola i planowanie poziomu płynności. Poziom płynności jest kontrolowany poprzez przygotowywanie prognozy przepływów pieniężnych obejmującej okres co najmniej 12 miesięcy i aktualizowanej co miesiąc. Realizacja planowanych przepływów jest cyklicznie weryfikowana i obejmuje m.in. analizę niezrealizowanych przepływów pieniężnych, ich przyczyny i skutki.

Zagrożenia związanego z ryzykiem płynności nie należy wyłącznie utożsamiać z ryzykiem utraty płynności przez Grupę. Równie istotnym zagrożeniem może być strukturalna nadpłynność, która niekorzystnie wpływa na rentowność prowadzonej przez Grupę działalności. Grupa na bieżąco kontroluje i planuje poziom swojej płynności finansowej. Na dzień 31 grudnia 2016 roku nie występowało zadłużenie w rachunkach bieżących Grupy.

W celu zwiększenia bezpieczeństwa płynności Grupa uruchomiła kilka programów emisji obligacji. Szczegóły na temat wyemitowanych obligacji przedstawiono w **nocie 7.2.**

Ponadto, spółki Grupy Kapitałowej posiadają umowy na linie kredytowe, których limity przedstawiono w **nocie 5.2.1.**

W Jednostce Dominującej ryzyko płynności jest znacząco ograniczone przez stosowanie „Procedury zarządzania płynnością w PGNiG S.A.”. Procedura zapewnia prawidłowe zarządzanie płynnością finansową, poprzez:

- Realizację płatności,
- Prognozowanie przepływów pieniężnych,
- Optymalne zarządzanie wolnymi środkami pieniężnymi,
- Pozyskanie i restrukturyzację finansowania działalności bieżącej i przedsięwzięć inwestycyjnych,
- Zabezpieczenie ryzyka chwilowej utraty płynności wskutek niespodziewanych zakłóceń oraz obsługę zawartych umów kredytowych.

Wycena ryzyka płynności oparta jest o bieżącą i szczegółową kontrolę przepływów pieniężnych, uwzględniającą prawdopodobieństwo terminu realizacji danych przepływów oraz planowaną pozycję gotówkową netto.

Analiza wymagalności zobowiązań finansowych w wartościach umownych niezdyktowanych przedstawiona została w poniższych tabelach.

2016	Umowne terminy wymagalności od końca okresu sprawozdawczego					Razem	Wartość bilansowa
	do 3 m-cy	3-12 m-cy	1-3 lata	3 - 5 lat	powyżej 5 lat		
Zobowiązania z tyt. zadłużenia							
Kredyty bankowe	23	120	256	504	420	1 323	1 323
Dłużne papiery wartościowe	2 338	2 500	103	41	-	4 982	4 984
Pozostałe	8	18	27	-	-	53	45
Zobowiązania z tytułu dostaw	2 168	53	34	11	45	2 311	2 311
Zobowiązania z tytułu instrumentów pochodnych							
IRS w rachunkowości zabezpieczeń							
- wpływy	15	46	91	-	-	152	-
- wypływy	(15)	(45)	(88)	-	-	(148)	46
Forward							
- wpływy	405	639	200	-	-	1 244	-
- wypływy	(408)	(614)	(114)	(1)	-	(1 137)	179
Pozostałe instrumenty pochodne							
- wpływy	-	-	-	40	-	40	-
- wypływy	(16)	(47)	(20)	-	-	(83)	121
Zobowiązania finansowe – wpływy	4 976	3 397	642	557	465	10 037	-
Zobowiązania finansowe z uwzględnieniem wpływów z instrumentów pochodnych	4 556	2 712	351	517	465	8 601	9 009

2015	Umowne terminy wymagalności od końca okresu sprawozdawczego					Razem	Wartość bilansowa
	do 3 m-cy	3-12 m-cy	1-3 lata	3 - 5 lat	powyżej 5 lat		
Zobowiązania z tyt. zadłużenia							
Kredyty bankowe	48	235	691	-	550	1 524	1 524
Dłużne papiery wartościowe	184	-	4 619	-	-	4 803	4 772
Pozostałe	10	34	49	-	-	93	86
Zobowiązania z tytułu dostaw	1 728	25	62	6	34	1 855	1 855
Zobowiązania z tytułu instrumentów pochodnych							
IRS w rachunkowości zabezpieczeń							
- wpływy	15	46	91	-	-	152	-
- wypływy	(15)	(44)	(88)	-	-	(147)	83
Forward							
- wpływy	406	610	114	-	-	1 130	-
- wypływy	(408)	(621)	(237)	(1)	-	(1 267)	295
Pozostałe instrumenty pochodne							
- wpływy	-	-	-	-	-	-	-
- wypływy	(17)	(52)	(28)	-	-	(97)	787
Zobowiązania finansowe – wpływy	2 410	1 011	5 774	7	584	9 786	-
Zobowiązania finansowe z uwzględnieniem wpływów z instrumentów pochodnych	1 989	355	5 569	7	584	8 504	9 402

8. Noty pozostałe

8.1. Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej

2016	Liczba akcji	Całkowita wartość nominalna akcji	Udział w kapitale akcyjnym / udział w liczbie głosów
Akcjonariusz			
Skarb Państwa	4 153 706 157	4 153 706 157	71,88%
Pozostali akcjonariusze	1 624 608 700	1 624 608 700	28,12%
Razem	5 778 314 857	5 778 314 857	100,00%

2015	Liczba akcji	Całkowita wartość nominalna akcji	Udział w kapitale akcyjnym / udział w liczbie głosów
Akcjonariusz			
Skarb Państwa	4 178 771 608	4 178 771 608	70,83%
Pozostali akcjonariusze	1 721 228 392	1 721 228 392	29,17%
Razem	5 900 000 000	5 900 000 000	100,00%

8.2. Zysk na akcję

Zasady rachunkowości

Podstawowy zysk przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku/(straty) netto za okres sprawozdawczy, przypisanego zwykłym akcjonariuszom Jednostki Dominującej, przez średnią ważoną liczbę akcji zwykłych w danym okresie sprawozdawczym.

Rozwodniony zysk na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku/(straty) netto za okres sprawozdawczy, przypisanego zwykłym akcjonariuszom (po potrąceniu odsetek od umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe), przez średnią ważoną liczbę akcji zwykłych w danym okresie sprawozdawczym (skorygowaną o wpływ opcji rozwadniających oraz rozwadniających umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe).

Rozwodniony zysk na jedną akcję jest równy podstawowemu zyskowi na jedną akcję, ponieważ w Grupie nie występują instrumenty rozwadniające.

Wartość zysku na akcję oraz średnia ważona liczba akcji zwykłych została przedstawiona w Skonsolidowanym rachunku zysków i strat. Poniżej przedstawiono kalkulację średniej ważonej liczby akcji w roku 2016, która uwzględnia wykup akcji własnych, który miał miejsce w roku 2016.

Początek okresu przyjętego do kalkulacji	Koniec okresu	Liczba akcji zwykłych na rynku	Liczba dni	Średnia ważona liczba akcji
2015-12-31	2016-09-07	5 900	251	4 046
2016-09-07	2016-11-14	5 807	68	1 079
2016-11-14	2016-12-31	5 778	47	742
			366	5 867

8.3. Aktywa przeznaczone do sprzedaży

Zasady rachunkowości

Grupa klasyfikuje składnik aktywów trwałych (lub grupę aktywów przeznaczonych do zbycia) jako przeznaczony do sprzedaży, jeśli jego wartość bilansowa zostanie odzyskana przede wszystkim w drodze transakcji sprzedaży, a nie poprzez jego dalsze wykorzystanie. Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży wyceniane są w kwocie niższej spośród dwóch wartości: wartości księgowej netto i wartości godziwej pomniejszonej o koszty związane ze sprzedażą. Jeśli wartość godziwa jest niższa od wartości księgowej netto, różnicę ujmuje się jako odpis aktualizujący w rachunku zysków i strat.

Składnik aktywów (grupa) przeznaczony do sprzedaży	Warunki zbycia i jego oczekiwany termin	Wartość bilansowa	
		2016	2015
Udziały w przeznaczonych do sprzedaży spółkach	Zaoferowanie pozostałym akcjonariuszom oraz potencjalnym inwestorom odkupienia akcji lub dobrowolne umorzenie akcji	3	3
Nieruchomość (budynek biurowy) w Warszawie, ul. Kruczkowskiego	Tryb bezprzetargowy	-	129
Pozostałe aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży	Przetarg	54	32
Razem		57	164

8.4. Pozostałe aktywa

Zasady rachunkowości

Udzielone pożyczki wycenia się początkowo według wartości godziwej, a na każdy dzień bilansowy według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej.

Środki pieniężne o długoterminowym ograniczeniu możliwością dysponowania to środki Funduszu Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG), które Jednostka Dominująca gromadzi na wyodrębnionym rachunku bankowym, dokonując wpłat na fundusz począwszy od dnia rozpoczęcia działalności, do rozpoczęcia likwidacji zakładu górnego. Środki funduszu pochodzącego z odpisów zwiększa się o wpływy pochodzące z oprocentowania aktywów funduszu. Z uwagi na ograniczenia formalno-prawne związaną z możliwością wykorzystania tych środków tylko na określony cel realizowany w okresie wieloletnim, środki FLZG prezentowane są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej Grupy w części aktywów trwałych jako „Pozostałe aktywa”. O sumę niewykorzystanych odpisów na FLZG korygowana jest wartość rezerwy na przyszłe koszty likwidacji odwiertów kopalnianych i magazynowych (**nota 6.1.1.1**)

Opłata przyłączeniowa jest ewidencjonowana jako rozliczenia międzyokresowe czynne. Wartość poniesionej opłaty rozliczana jest w średnim okresie ekonomicznej użyteczności aktywów, których ta opłata dotyczy.

Udziały i akcje nienotowane na giełdzie wyceniane są według kosztu (pomniejszonego o ewentualny odpis z tytułu utraty wartości), ponieważ wiarygodne ustalenie wartości godziwej nie jest możliwe.

Kwoty należne od klientów z tytułu kontraktów długoterminowych stanowią nadwyżkę kwot zarachowanych przychodów (ustalonych przy zastosowaniu metody zaawansowania procentowego) nad kwotą zafakturowaną.

Pozostałe aktywa trwale i obrotowe obejmują głównie koszty rozliczane w czasie.

	2016	2015
Pozostałe aktywa trwale	679	656
Udzielone pożyczki	235	213
Środki pieniężne o długoterminowym ograniczeniu możliwością dysponowania	190	217
Opłata przyłączeniowa	125	127
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie	82	46
Pozostałe aktywa trwale	47	53
Pozostałe aktywa obrotowe	129	146
Kwoty należne od klientów z tytułu kontraktów długoterminowych	27	64
Pozostałe aktywa obrotowe	102	82

8.5. Aktywa i zobowiązania warunkowe

Tytuł zobowiązania warunkowego	2016	2015
Szacunek kwoty		
Gwarancje i poręczenia	8 006	7 711
Wystawione weksle	708	1 435
Pozostałe	28	27
Razem	8 742	9 173

Główną przyczyną zwiększenia się wartości zobowiązań warunkowych z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji na koniec 2016 roku było osłabienie się polskiego złotego wobec walut, w których wyrażona jest większa część tej pozycji (dolar amerykański, euro, korona norweska). Spadek pozycji dotyczącej wystawionych weksli spowodowany jest zakończeniem umów o dofinansowania, których zabezpieczenie stanowiły wystawione weksle.

Po przeprowadzonej na dzień bilansowy analizie prawdopodobieństwa wpływu korzyści ekonomicznych wartość aktywów warunkowych GK PGNiG na koniec 2016 roku nie stanowiła istotnej pozycji.

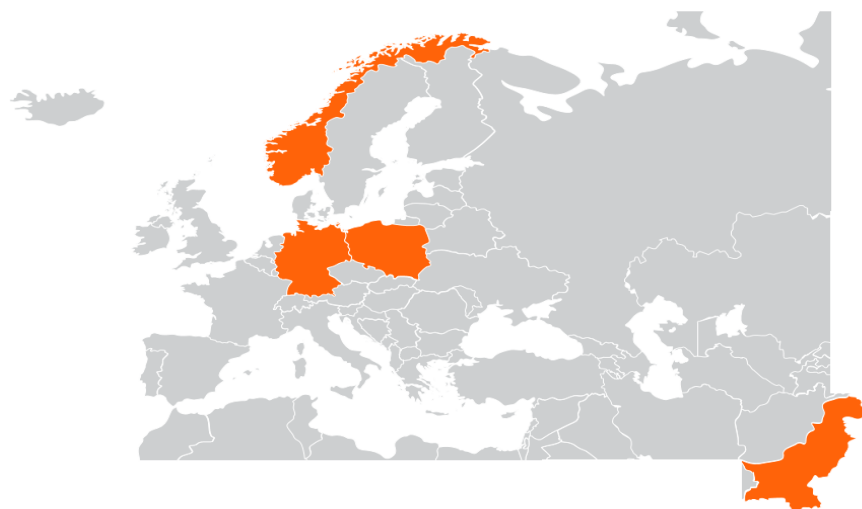
8.6. Wspólne działania

Zasady rachunkowości

W związku z udziałami we **wspólnych działaniach** Grupa jako wspólnik wspólnego działania ujmuje w swoim sprawozdaniu finansowym:

- swoje aktywa, w tym udział w aktywach posiadanych wspólnie,
- swoje zobowiązania, w tym udział w zobowiązaniach zaciągniętych wspólnie,
- przychody ze sprzedaży swojego udziału produkcji w wynikach wspólnego działania,
- swoją część przychodów ze sprzedaży produkcji w ramach wspólnego działania,
- swoje koszty, w tym udział we wspólnie poniesionych kosztach.

W związku z tym, że aktywa, zobowiązania, przychody i koszty związane ze wspólnym działaniem są wykazane w jednostkowym sprawozdaniu finansowym wspólnika, nie dokonuje się korekt oraz nie stosuje się innych procedur konsolidacyjnych w odniesieniu do tych pozycji podczas sporządzania skonsolidowanego sprawozdania finansowego przez wspólnika wspólnego działania.



Rysunek 2 Kraje, w których Grupa prowadzi wspólne działania

Wspólne działania są prowadzone przez Grupę głównie na terenie Polski, a także na obszarze Niemiec, Norwegii oraz Pakistanu. Wspólne działania polegają głównie na poszukiwaniu i wydobywaniu gazu ziemnego oraz ropy naftowej, z wyjątkiem działań prowadzonych w południowo-wschodniej Polsce, mających charakter początkowej fazy poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu.

Istotne szacunki

Na dzień kończący okres sprawozdawczy Grupa posiadała wspólne przedsięwzięcia w rozumieniu MSSF 11 w ramach inwestycji realizowanych w Norwegii na licencjach poszukiwawczych PL703 oraz PL856, na których, biorąc pod uwagę wszystkie okoliczności oraz fakty, sprawowała współkontrolę.

Na dzień 31 grudnia 2015 roku Grupa posiadała ponadto udziały w innych licencjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, które obejmują między innymi złoża Skarv, Gina Krog, Morvin, Vilje oraz Vale. Biorąc pod uwagę kryteria MSSF 11, działalność Grupy na wymienionych wyżej złożach nie stanowi wspólnych ustaleń umownych w rozumieniu tego standardu i Grupa nie sprawuje współkontroli nad tą działalnością, ze względu na fakt, iż istnieje więcej niż jedna kombinacja stron, które wspólnie mogą porozumieć się w celu podjęcia istotnych decyzji. Z tego względu dla celów prawidłowego rozliczenia i ujmowania operacji związanych z działalnością na tych złożach, Grupa stosuje zapisy innych, odpowiednich MSSF, uwzględniając swój udział w złożach, co sprawia, że nie ma istotnych różnic w metodzie księgowego ujmowania i rozpoznawania związanych z tą działalnością operacji w porównaniu do sposobu rozpoznawania operacji prowadzonych wspólnie z udziałowcami licencji PL703 oraz PL856, które spełniają definicję wspólnych działań w rozumieniu MSSF 11.

Więcej informacji na temat wspólnych działań znaleźć można w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za 2016 rok w rozdziałach 5.1.3. oraz 5.1.4.

Szczegółowy wykaz wspólnych działań, w które zaangażowana jest Grupa przedstawiono w tabelach poniżej.

2016

Nazwa wspólnego ustalenia umownego	Kraj prowadzenia wspólnego działania	Udziały we wspólnym działaniu	Charakter wspólnych działań
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Sieraków”	Polska	PGNiG S.A. 51%; Orlen Upstream Sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Plotki”- „PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 24,5%; Cal Energy 24,5%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Kamień Pomorski”	Polska	PGNiG S.A. 51%; LOTOS Petrobaltic S.A. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym Górowo Iławeckie	Polska	PGNiG S.A. 51%; LOTOS Petrobaltic S.A. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na wydzielonej części koncesji Lubben we wschodnich Niemczech w landzie Brandenburgia	Niemcy	PGNiG S.A. 36%; Central European Petroleum GmbH 39%; Rohöl-Aufsuchungs AG 25%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Poznań”	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Plotki”	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Bieszczady”	Polska	PGNiG S.A. 51%; ORLEN Upstream sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Warszawa-Południe” (bloki 254, 255)	Polska	PGNiG S.A. 49%; FX Energy 51%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie obejmujące część obszaru Monokliny Przesudeckiej	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesji Kirthar	Pakistan	PGNiG S.A. 70%; Pakistan Petroleum Ltd. 30%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL703	Norwegia	PGNiG UI 40%, OMV 60%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL856	Norwegia	PGNiG UI 25%, Capricorn 75%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej

2015

Nazwa wspólnego ustalenia umownego	Kraj prowadzenia wspólnego działania	Udziały we wspólnym działaniu	Charakter wspólnych działań
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Plotki”	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Plotki”- „PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 24,5%; Calenergy Resources Poland 24,5%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Poznań”	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Bieszczady”	Polska	PGNiG S.A. 51%; ORLEN Upstream sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Sieraków”	Polska	PGNiG S.A. 51%; Orlen Upstream Sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Kamień Pomorski”	Polska	PGNiG S.A. 51%; LOTOS Petrobaltic S.A. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym Górowo Iławeckie	Polska	PGNiG S.A. 51%; LOTOS Petrobaltic S.A. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Warszawa-Południe” (bloki 254, 255)	Polska	PGNiG S.A. 49%; FX Energy 51%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na wydzielonej części koncesji Lubben we wschodnich Niemczech w landzie Brandenburgia	Niemcy	PGNiG S.A. 36%; Central European Petroleum GmbH 39%; Rohöl-Aufsuchungs AG 25%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesji Kirthar	Pakistan	PGNiG S.A. 70%; Pakistan Petroleum Ltd. 30%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL702	Norwegia	PGNiG UI 40%, OMV 60%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL703	Norwegia	PGNiG UI 40%, OMV 60%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej

8.7. Zmiany w strukturze Grupy w okresie sprawozdawczym

Data	Spółka	Zdarzenie
1 sierpnia 2016 roku	GEOFIZYKA Kraków S.A. w likwidacji	Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki GEOFIZYKA Kraków S.A. podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki, tym samym otwarty został proces jej likwidacji.
4 października 2016	Gas Storage Poland Sp. z o.o.	W dniu 4 października 2016 roku nastąpiła rejestracja w KRS zmiany firmy spółki Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. na Gas Storage Poland Sp. z o.o., zgodnie z Uchwałą Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników spółki z dnia 20 września 2016 roku.

8.8. Połączenia przedsięwzięć

Nabycie akcji PEC

W dniu 28 kwietnia 2016 roku PGNiG TERMIKA S.A. („PGNiG TERMIKA”) nabyła od Spółki Energetycznej „Jastrzębie” S.A. („SEJ”) 100% akcji Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A. w Jastrzębiu-Zdroju („PEC”) wraz ze wszystkimi wynikającymi z nich prawami, w tym uprawnieniem do wykonywania 100% głosów na Walnym Zgromadzeniu Akcjonariuszy PEC. Wartość godziwa przekazanej zapłaty (będąca ceną nabycia za powyższe akcje) wyniosła 190,4 mln zł i została w całości opłacona gotówką.

Umowa kupna akcji PEC zawiera zobowiązanie PGNiG TERMIKA do nierozporządzania akcjami PEC (w całości lub w części) przez okres od dnia podpisania tej umowy do dnia przekazania bankom raportu zamknięcia doradcy technicznego – raportu dotyczącego budowy bloku fluidalnego, który zostanie przygotowany po jej zakończeniu. Zobowiązanie to zostało uwzględnione w cenie sprzedaży. Ograniczenie w rozporządzaniu akcjami PEC nie wpływa jednak na sprawowanie kontroli nad PEC, a tym samym na ustalenie dnia przejęcia. W związku z powyższym, data przejęcia PEC przez PGNiG TERMIKA została wyznaczona na dzień 28 kwietnia 2016 roku. W celu rozliczenia transakcji przyjęto dane PEC na dzień 30 kwietnia 2016 roku („dzień wyceny”).

PEC prowadzi działalność w zakresie dystrybucji i wytwarzania ciepła na terenie gmin Jastrzębie-Zdrój, Czerwionka-Leszczyny, Knurów, Racibórz, Kuźnia Raciborska, Pawłowice, Rybnik, Wodzisław-Śląski i Żory. Posiada 288 km sieci ciepłowniczych oraz 14 lokalnych ciepłowni, które wytwarzają 40% ciepła sprzedawanego przez PEC. Łączna sprzedaż ciepła wytworzonego przez tę spółkę w 2015 roku wyniosła 2,6 PJ.

Głównymi przyczynami przeprowadzania transakcji nabycia akcji PEC były:

- wejście na nowe rynki – poszerzenie geograficznego zasięgu działania GK PGNiG;
- wzmocnienie pozycji rynkowej GK PGNiG;
- wzrost wartości GK PGNiG poprzez zwiększenie łącznych przychodów oraz EBITDA generowanych przez PGNiG TERMIKA oraz jej spółki zależne;
- wzrost wartości PEC poprzez restrukturyzację zatrudnienia oraz integrację operacyjną.

Wartość firmy na dzień transakcji związana z nabyciem akcji spółki PEC, ujęta w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2016 roku oraz w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG za III kwartał zakończony 30 września 2016 roku, wyliczona jako wartość godziwa przekazanej zapłaty (190,4 mln zł), pomniejszona o wstępnie wówczas ustaloną wartość godziwą identyfikowalnych aktywów oraz przejętych zobowiązań (150,9 mln zł) wyniosła 39,5 mln zł.

Ustalenie wartości godziwej aktywów netto na potrzeby śródrocznych skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy miało charakter tymczasowy z uwagi na zakończenie wyceny do wartości godziwej zidentyfikowanych aktywów oraz przejętych zobowiązań w grudniu 2016 roku na potrzeby niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

W wyniku ostatecznego rozliczenia transakcji, obejmującego w szczególności ponowną ocenę kompletności i prawidłowości wszystkich zidentyfikowanych aktywów i zobowiązań nabytych w ramach transakcji oraz ich wycenę do wartości godziwych, wartość godziwa aktywów netto na dzień nabycia została określona na poziomie 174,5 mln zł, czyli o kwotę 23,6 mln zł wyższą niż wycena tymczasowa. W konsekwencji w skonsolidowanym bilansie Grupy PGNiG na dzień 31 grudnia 2016 roku została ujęta wartość firmy w kwocie 16 mln zł.

Wartość firmy została w całości przypisana do Segmentu Wytwarzanie, do ośrodka wytwarzającego przepływy pieniężne zidentyfikowanego na poziomie spółki PEC.

Nabycie akcji SEJ

W dniu 11 sierpnia 2016 roku (data przejęcia) spółka PGNiG TERMIKA nabyła od Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. („JSW”) 100% akcji Spółki Energetycznej „Jastrzębie” S.A. z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju („SEJ”) wraz ze wszystkimi wynikającymi z nich prawami, w tym uprawnieniem do wykonywania 100% głosów na Walnym Zgromadzeniu Akcjonariuszy SEJ. Łączna cena nabycia za wszystkie akcje SEJ wyniosła 371,8 mln zł z uwzględnieniem kwoty otrzymanej przez SEJ w związku ze sprzedażą akcji PEC w dniu 28 kwietnia 2016 roku i do dnia sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania została w całości opłacona gotówką. W celu rozliczenia transakcji przyjęto dane SEJ na dzień 31 lipca 2016 roku („dzień wyceny”), skorygowane o istotne zdarzenia mające miejsce pomiędzy 31 lipca 2016 roku a 11 sierpnia 2016 roku.

SEJ zajmuje się wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła dla potrzeb kopalni JSW oraz innych odbiorców przemysłowych, a także produkcją ciepła dla ludności, którego dystrybucją zajmuje się PEC. SEJ dostarcza do PEC ok. 0,9 PJ energii cieplnej rocznie, co stanowi około 60% całkowitej produkcji ciepła przez SEJ. Dodatkowo, SEJ zajmuje się wytwarzaniem sprężonego powietrza i chłodu dla kopalń JSW.

W ramach transakcji uregulowane umownie zostały długoterminowe warunki zakupu przez SEJ od JSW węgla oraz metanu, a także sprzedaży do JSW mediów energetycznych w postaci ciepła, energii elektrycznej, chłodu i sprężonego powietrza.

W związku z nabyciem akcji spółki SEJ, PGNiG TERMIKA nabyła pośrednio także 55% udziałów w spółce SEJ-SERWIS Sp. z o.o., tym samym łączny pośredni udział GK PGNiG w tej spółce zwiększył się do 100% (45% akcji spółki SEJ-SERWIS Sp. z o.o. zostało nabytych przy transakcji nabycia spółki PEC).

Głównym przyczynami przeprowadzania transakcji nabycia akcji SEJ były:

- wejście na nowe rynki – poszerzenie geograficznego zasięgu działania GK PGNiG;
- wzmocnienie pozycji rynkowej GK PGNiG;
- wzrost wartości GK PGNiG poprzez zwiększenie łącznych przychodów oraz EBITDA generowanych przez PGNiG TERMIKA oraz jej spółki zależne,
- wzrost wartości SEJ poprzez restrukturyzację zatrudnienia oraz integrację operacyjną.

Na dzień 30 września 2016 roku dokonano wstępnego rozliczenia transakcji i w kwartalnym skonsolidowanym rachunku zysków i strat GK PGNiG w pozycji „Pozostałe przychody i koszty operacyjne”, ujęto zysk z okazynego nabycia w wysokości 72,8 mln zł. Kwota ta wyliczona została jako nadwyżka wstępnie wówczas ustalonej wartości godziwej identyfikowalnych aktywów oraz przejętych zobowiązań SEJ (444,6 mln zł) nad wartością godziwą przekazanej zapłaty (371,8 mln zł).

Ustalenie wartości godziwej aktywów netto na potrzeby śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy miało charakter tymczasowy z uwagi na zakończenie wyceny do wartości godziwej zidentyfikowanych aktywów oraz przejętych zobowiązań w grudniu 2016 roku na potrzeby niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

W wyniku ostatecznego rozliczenia transakcji, obejmującego w szczególności ponowną ocenę kompletności i prawidłowości wszystkich zidentyfikowanych aktywów i zobowiązań nabytych w ramach transakcji oraz ich wycenę do wartości godziwych, wartość godziwa aktywów netto na dzień nabycia została określona na poziomie 368,3 mln zł, czyli o kwotę 76,4 mln zł niższą niż wycena tymczasowa. W konsekwencji w skonsolidowanym bilansie Grupy na dzień 31 grudnia 2016 roku została ujęta wartość firmy w kwocie 3,6 mln zł.

Wartość firmy powstała zarówno przy nabyciu spółki PEC, jak i SEJ, zawiera w sobie głównie wartość godziwą oczekiwanego efektu synergii wynikającego z dokonanego nabycia, które nie kwalifikuje się do osobnego ujęcia w bilansie. Wartość firmy składa się z oczekiwanego efektu synergii łączących się działalności jednostki przejmowanej i jednostki przejmującej wynikającej z przyszłych korzyści ekonomicznych oczekiwanych w związku z przewidywanym wzrostem przychodów, zatrudnianiem przez PEC i SEJ pracowników o wysokim potencjale merytorycznym. Na wartość firmy składają się również przyszłe korzyści ekonomiczne wynikające z pozycji rynkowej spółek PEC i SEJ, relacji z Jastrzębską Spółką Węglową, zawartych przez nią umów z odbiorcami ciepła, możliwość optymalizacji zakupów węgla dla większej grupy odbiorców w celu tworzenia wartości dodanej dla całej GK PGNiG.

Wartość firmy została w całości przypisana do Segmentu Wytwarzanie, do ośrodka wytwarzającego przepływy pieniężne zidentyfikowanego na poziomie spółki SEJ.

Wartości godziwe zidentyfikowanych aktywów i zobowiązań spółek PEC i SEJ na dzień wyceny:

	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Jastrzębiu-Zdroju	Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A.
Data nabycia	28 kwietnia 2016	11 sierpnia 2016
Środki pieniężne	190	372
Razem przekazana zapłata	190	372
Razem przekazana zapłata wykazana w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	190	372

	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Jastrzębiu-Zdroju	Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A.
Rzeczowe aktywa trwałe	155	335
Wartości niematerialne	5	16
Zapasy	3	13
Należności	15	116
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	33	186
Pozostałe aktywa	-	10
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	5	48
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	(3)	(231)
Pochodne instrumenty finansowe	-	(1)
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	(12)	(99)
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	(17)	(14)
Rezerwy	(1)	(7)
Pozostałe zobowiązania	(2)	(1)
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	(6)	(2)
Możliwe do zidentyfikowania aktywa netto ogółem	175	369

	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Jastrzębiu-Zdroju	Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A.
Cena nabycia ogółem	190	372
Wartość godziwa możliwych do zidentyfikowania aktywów netto	(174)	(368)
Wartość firmy	16	4

Wartość godziwa należności z tytułu dostaw i usług na dzień wyceny PEC wynosi 15 mln zł. Wartość brutto należności z tytułu dostaw i usług wynosi 15 mln zł. Ponieważ żadna pozycja należności z tytułu dostaw i usług nie uległa utracie wartości, przewiduje się, że możliwe będzie odzyskanie pełnych kwot wynikających z podpisanych umów oraz zafakturowanych dostaw i usług.

W przypadku spółki SEJ, wartość godziwa należności z tytułu dostaw i usług na dzień wyceny wynosi 69 mln zł. Wartość brutto należności z tytułu dostaw i usług wynosi 69 mln zł. Ponieważ żadna pozycja należności z tytułu dostaw i usług nie uległa utracie wartości, przewiduje się, że możliwe będzie odzyskanie pełnych kwot wynikających z podpisanych umów oraz zafakturowanych dostaw i usług.

W okresie od daty przejścia do dnia bilansowego, udział wyniku PEC w zysku netto GK PGNiG wyniósł 1 mln zł, a udział przychodów z kontynuowanej działalności wyniósł 97 mln zł. Gdyby przedmiotowe przejście miało miejsce na początku 2016 roku, udział wyniku PEC w zysku netto GK PGNiG wyniósłby 7 mln zł, a udział przychodów z kontynuowanej działalności wyniósłby 178 mln zł.

Jeżeli chodzi o spółkę SEJ, w okresie od daty przejęcia do dnia bilansowego, udział wyniku spółki w zysku netto GK PGNiG wyniósł 6 mln zł, a udział przychodów z kontynuowanej działalności wyniósł 84 mln zł. Gdyby przedmiotowe przejęcie miało miejsce na początku 2016 roku udział wyniku SEJ w zysku netto GK PGNiG wyniósłby 46 mln zł, a udział przychodów z kontynuowanej działalności wyniósłby 191 mln zł.

Koszty bezpośrednio związane z transakcją i alokowane jako dotyczące transakcji nabycia PEC wyniosły 2,4 mln zł (z czego 0,5 mln ujęto w pozycji „Pozostałe usługi” skonsolidowanego rachunku zysków i strat GK PGNiG za rok 2016, natomiast 1,9 mln ujęto w pozycji „Podatki i opłaty” skonsolidowanego rachunku zysków i strat GK PGNiG za rok 2016), natomiast koszty bezpośrednio związane z transakcją i alokowane jako dotyczące transakcji nabycia SEJ wyniosły 4,3 mln zł (z czego 0,6 mln ujęto w pozycji „Pozostałe usługi” skonsolidowanego rachunku zysków i strat GK PGNiG za rok 2016, natomiast 3,7 mln ujęto w pozycji „Podatki i opłaty” skonsolidowanego rachunku zysków i strat GK PGNiG za rok 2016).



8.9. Inne istotne informacje

8.9.1. Wynagrodzenie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych

	2016	2015
Badanie rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	0,06	0,06
Badanie rocznego jednostkowego sprawozdania finansowego	0,06	0,06
Inne usługi poświadczające, w tym za przegląd sprawozdań finansowych	0,22	0,47
Razem	0,34	0,59

8.9.2. Pozostałe informacje

Podpisanie Umowy sprzedaży paliwa gazowego oraz Kontrakty Indywidualne z Grupą Azoty S.A.

W dniu 13 kwietnia 2016 roku PGNiG S.A. zawarła Umowę Ramową sprzedaży paliwa gazowego oraz dwustronne Kontrakty Indywidualne z Grupą Azoty S.A. oraz jej spółkami zależnymi: Grupą Azoty Zakłady Azotowe "Puławy" S.A., Grupą Azoty Zakłady Chemiczne "Police" S.A., Grupą Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A., Grupą Azoty Kopalnie i Zakłady Chemiczne Siarki "Siarkopol" S.A. (Odbiorcy).

Przedmiotowa Umowa Ramowa reguluje jednakowy dla Odbiorców tryb zawierania i wypowiedzania Kontraktów Indywidualnych, opis procesów zamawiania, regulowania płatności, wstrzymywania i ograniczania dostaw, klauzule renegocjacyjne oraz zasady wspólnego rozliczania dostaw.

Kontrakt Indywidualny oznacza umowę wykonawczą do Umowy Ramowej, zawartą na czas oznaczony w formie umowy sprzedaży bądź umowy kompleksowej, określającą ilości, harmonogram, formuły cenowe oparte o indeksy giełdowe oraz szczegółowe parametry handlowe dostawy paliwa gazowego na rzecz danego Odbiorcy.

Umowa Ramowa została zawarta na czas nieoznaczony, a jej postanowienia mają zastosowanie dla dostaw realizowanych od dnia 1 kwietnia 2016 roku, natomiast Kontrakty Indywidualne zawarte zostały na różne okresy dostaw, najdłuższy z nich zawarty jest na okres do 30 września 2019 roku.

Szacunkowa wartość Umowy Ramowej wraz z Kontraktami Indywidualnymi wynosi ok. 3,3 mld zł, a maksymalny wolumen dostaw w całym okresie umowy wynosi łącznie 4,5 mld m³.

Podpisanie Umowy Inwestycyjnej dotyczącej działania Polskiej Grupy Górniczej

W dniu 26 kwietnia 2016 roku PGNiG TERMIKA S.A. podpisała porozumienie w sprawie rozpoczęcia działalności Polskiej Grupy Górniczej Sp. z o.o. (Porozumienie).

Stronami Porozumienia są Kompania Węglowa S.A., Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. (PGG), Węglokoks S.A., Towarzystwo Finansowe "Silesia" Sp. z o.o. (TFS), Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych (FIPP), PGNiG TERMIKA S.A., Energa Kogeneracja Sp. z o.o., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. (PGE GiEK) (TFS, FIPP, PGNiG TERMIKA S.A., Energa Kogeneracja Sp. z o.o., PGE GiEK zwani dalej łącznie Inwestorami), Alior Bank S.A., Bank BGŻ BNP Paribas S.A., Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A., Bank Zachodni WBK S.A., Bank Gospodarstwa Krajowego S.A. oraz organizacje związkowe działające w Kompanii Węglowej S.A. (łącznie dalej Strony).

W Porozumieniu Strony potwierdziły zasadność utworzenia PGG, która będzie prowadzić działalność w oparciu o wybrane aktywa górnicze, które nabędzie od Kompanii Węglowej S.A. (11 kopalń, 4 zakłady oraz zespół funkcji wspierających kopalnie i zakłady).

Poprzez podpisanie Porozumienia, Inwestorzy zadeklarowali objęcie nowych udziałów w PGG na łączną kwotę 2,4 mld zł, z czego 1,8 mld zł będzie wkładem gotówkowym, a pozostała kwota to konwersja wierzytelności TFS i Węglokoks S.A.

PGNiG TERMIKA S.A., jako jeden z Inwestorów, zadeklarował objęcie udziałów w PGG na kwotę 500 mln zł.

W dniu 28 kwietnia 2016 roku PGNiG TERMIKA S.A., podpisała umowę określającą warunki dot. inwestycji finansowej w PGG, a w szczególności zasady objęcia 5 000 000 udziałów w PGG o łącznej wartości 500 mln zł (Umowa Inwestycyjna).

Więcej informacji w **notach 5.1.3.** oraz **6.1.** Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.

W skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym GK PGNiG udiały w spółce PGG podlegają wycenie metodą praw własności.

8.10. Zdarzenia po dniu bilansowym

Data	Spółka	Zdarzenie
4 stycznia 2017 roku	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	Zatwierdzenie przez Prezesa URE nowej w zakresie obrotu paliwami gazowymi (Taryfy Detalicznej). Średnia obniżka ceny za paliwo gazowe w Taryfie Detalicznej w stosunku do dotychczasowej taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. dla wszystkich grup taryfowych wynosi 7,0%. Termin obowiązywania nowej Taryfy: od 18 lutego do 31 marca 2017 roku.
18 stycznia 2017 roku	PGNiG Technologie S.A.	Podpisanie umowy inwestycyjnej dotyczącej inwestycji w Polimex-Mostostal S.A. oraz innych umów w ramach transakcji. Wydanie zgody przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na dokonanie koncentracji polegającej na przejęciu przez Inwestorów wspólnej kontroli nad Polimex.
20 stycznia 2017 roku	PGNiG Technologie S.A.	W związku ze ziszczeniem się warunków zawieszających zastrzeżonych w Umowie Inwestycyjnej zawartej w dniu 18 stycznia 2017 roku (Umowa Inwestycyjna), PGNiG Technologie S.A. - spółka zależna PGNiG, przyjęła złożoną przez Zarząd Polimex - Mostostal S.A. ofertę objęcia w trybie subskrypcji prywatnej 37 500 000 akcji zwykłych na okaziciela serii T o wartości nominalnej 2 PLN każda, emitowanych przez Polimex po cenie emisyjnej wynoszącej 2 PLN za jedną akcję i za łączną cenę emisyjną 75 000 000 PLN. Ponadto w wykonaniu umowy zawartej z SPV Operator sp. z o.o. (SPV Operator), Spółka nabyła 1 500 000 akcji Polimex od SPV Operator w ramach pozasesyjnych transakcji pakietowych.
27 stycznia 2017 roku	PGNiG TERMIKA S.A.	Podpisanie porozumienia (ang. Memorandum of Understanding) z EDF, wraz z PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A. oraz Energa S.A. (Partnerzy Biznesowi), dotyczącego prowadzenia negocjacji w sprawie zakupu aktywów EDF w Polsce (Transakcja) oraz badania due diligence w tym zakresie. Złożenie ewentualnej oferty wiążącej nastąpi po zakończeniu badania due diligence, które będzie podstawą do podjęcia dalszych decyzji dotyczących Transakcji.
14 lutego 2017 roku	PGNiG Finance AB	PGNiG Finance AB wykupiła euroobligacje o wartości nominalnej 500 mln EUR wraz z należnymi odsetkami.
2 marca 2017 roku	PGNiG S.A.	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego postanowił o umorzeniu akcji i rejestracji obniżenia kapitału zakładowego PGNiG oraz o rejestracji zmian Statutu PGNiG, zgodnie z uchwałami NZW z dnia 24 listopada 2016 roku (nota 5.3).
3 marca 2017 roku	PGNiG S.A.	Rezygnacja Pani Magdaleny Zegarskiej z funkcji Członka Rady Nadzorczej PGNiG z dniem 5 marca 2017 roku. Rezygnacja spowodowana jest faktem uzyskania statusu kandydata do powołania na członka Zarządu PGNiG wybranego przez pracowników PGNiG.
6 marca 2017 roku	PGNiG S.A.	Rada Nadzorcza PGNiG S.A. odwołała ze składu Zarządu Pana Waldemara Wójcika i powołała w skład Zarządu Panią Magdalenę Zegarską, kandydata wybranego w głosowaniu pracowników PGNiG S.A.

Zarząd PGNiG S.A.:

Prezes Zarządu

Piotr Woźniak

Wiceprezes Zarządu

Radosław Bartosik

Wiceprezes Zarządu

Łukasz Kroplewski

Wiceprezes Zarządu

Michał Pietrzyk

Wiceprezes Zarządu

Maciej Woźniak

Wiceprezes Zarządu

Magdalena Zegarska

Warszawa, dnia 6 marca 2017 roku

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Sprawozdanie Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG

za rok 2016



Definicje

Ilekcioć w niniejszym Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG za rok 2016 występują poniższe frazy i w treści sprawozdania nie jest wskazane inaczej, następujące skróty i wyrażenia należy interpretować odpowiednio: „**PGNiG**”, „**Spółka**” lub „**Emitent**” – PGNiG S.A. jako podmiot dominujący grupy kapitałowej; „**GK PGNiG**” – Grupa Kapitałowa PGNiG, w skład której wchodzi PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz spółki zależne; „**PGNiG UI**” – PGNiG Upstream International AS; „**POGC Libya**” – Polish Oil and Gas Company – Libya B.V.; „**PSG**” – Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.; „**PST**” – PGNiG Supply & Trading GmbH; „**PGNiG OD**” – PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.; „**GSP**” – Gas Storage Poland Sp. z o.o.; „**PGNiG TERMIKA**” – PGNiG TERMIKA S.A.; „**PGNiG Technologie**” – PGNiG Technologie Sp. z o.o.; „**GEOFIZYKA Kraków**” – GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. w likwidacji; „**GEOFIZYKA Toruń**” – GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.; „**GEOVITA**” – GEOVITA S.A.; „**Gazoprojekt**” – Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa Gazoprojekt S.A.; „**EXALO**” – EXALO Drilling S.A.; „**PEC**” – Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Jastrzębiu Zdroju; „**SEJ**” – Spółka Energetyczna Jastrzębie S.A.; „**CLPB**” – Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze PGNiG S.A.; „**PGG**” – Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.; „**ECSW**” – Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.; „**URE**” – Urząd Regulacji Energetyki; „**TTF**” – Title Transfer Facility; „**TGE**” – Towarowa Giełda Energii S.A.; „**PMG**” – podziemny magazyn gazu; „**KPMG**” – kawernowy podziemny magazyn gazu; „**EC**” – elektrociepłownia; „**C**” – ciepłownia; „**IM**” – instalacje magazynowe; „**GIM**” – Grupa Instalacji Magazynowych; „**NZW**” – Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników; „**ZW**” – Zgromadzenie Wspólników; „**WZ**” – Walne Zgromadzenie; „**NWZ**” – Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie; „**KRS**” – Krajowy Rejestr Sądowy; W zakresie stosowanych jednostek: kwoty wyrażone złotych oznaczone są skrótem „**zł**” lub „**PLN**”; kwoty wyrażone euro oznaczone są skrótem „**euro**” lub „**EUR**”; kwoty wyrażone dolarach amerykańskich oznaczone są skrótem „**dolar**” lub „**USD**”; kwoty wyrażone w koronie norweskiej oznaczone są skrótem „**NOK**”; kwoty wyrażone w koronie szwedzkiej oznaczone są skrótem „**SEK**”; ekwiwalent baryłki ropy naftowej oznaczony jest skrótem „**boe**”.

Przeliczniki

Przeliczniki	1 mld m ³ gazu ziemnego	1 mln t ropy naftowej	1 mln t LNG	1 PJ	1 mln boe	1 TWh
1 mld m ³ gazu ziemnego	1	0,90	0,73	38	6,45	10,97
1 mln t ropy naftowej	1,113	1	0,81	42,7	7,33	11,65
1 mln t LNG	1,38	1,23	1	55	8,68	14,34
1 PJ	0,026	0,23	0,019	1	0,17	0,28
1 mln boe	0,16	0,14	0,12	6,04	1	1,70
1 TWh	0,091	0,086	0,07	3,6	0,59	1

SPIS TREŚCI

1.	GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG W 2016 ROKU	4
1.1.	KLUCZOWE WSKAŹNIKI FINANSOWE I OPERACYJNE	4
1.2.	KALENDARZ WYDARZEŃ	5
1.3.	ZDARZENIA PO ZAKOŃCZENIU OKRESU SPRAWOZDAWCZEGO	6
2.	MODEL BIZNESOWY GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG	7
2.1.	PRZEDMIOT DZIAŁALNOŚCI – MODEL BIZNESOWY	7
2.2.	SPÓŁKI GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG	8
3.	STRATEGIA GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG	9
3.1.	MISJA	9
3.2.	WYZWANIA	9
3.3.	STRATEGIA GK PGNiG	10
3.4.	INWESTYCJE W 2016 R.	11
3.5.	BADANIA I ROZWÓJ	12
4.	OTOCZENIE REGULACYJNE I RYNKOWE	14
4.1.	OTOCZENIE REGULACYJNE	14
4.2.	RYNEK GAZU W POLSCE	21
5.	DZIAŁALNOŚĆ OPERACYJNA W 2016 ROKU	25
5.1.	SEGMENT POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE	25
5.2.	SEGMENT OBRÓT I MAGAZYNOWANIE	38
5.3.	SEGMENT DYSTRYBUCJA	50
5.4.	SEGMENT WYTWARZANIE	53
5.5.	POZOSTAŁE SEGMENTY	57
6.	INFORMACJE UZUPEŁNIAJĄCE DOTYCZĄCE GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG	59
6.1.	ORGANIZACJA GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG	59
6.2.	POZOSTAŁE POWIĄZANIA ORGANIZACYJNE LUB KAPITAŁOWE	61
6.3.	PODSTAWOWE ZASADY ZARZĄDZANIA W GRUPIE KAPITAŁOWEJ PGNiG ORAZ ZMIANY W 2016 R.	61
6.4.	POSTĘPOWANIA SĄDOWE	62
7.	SYTUACJA FINANSOWA GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG W 2016 ROKU	64
7.1.	CENY PALIW I KURSY WALUT	64
7.2.	WYNIKI FINANSOWE	70
7.3.	PRZEWIDYWANA SYTUACJA FINANSOWA	77
7.4.	KREDYTY I POŻYCZKI	78
7.5.	PROGRAMY EMISJI PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH	78
7.6.	NALEŻNOŚCI I ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE	79
8.	RYZYO	80
9.	AKCJONARIAT I PGNiG NA GPW	86
9.1.	STRUKTURA AKCJONARIATU	86
9.2.	AKCJE WŁASNE	88
9.3.	KURS AKCJI PGNiG	88
9.4.	WSKAŹNIKI GIEŁDOWE	91
9.5.	DYWIDENDA	91
10.	ŁAD KORPORACYJNY	92
10.1.	ZARZĄD	92
10.2.	RADA NADZORCZA	95
10.3.	POLITYKA WYNAGRODZEŃ I WYNAGRODZENIA OSÓB ZARZĄDZAJĄCYCH	96
11.	DZIAŁANIA NA RZECZ ZRÓWNOWAŻONEGO ROZWOJU	101
	OŚWIADCZENIE O STOSOWANIU ZASAD ŁADU KORPORACYJNEGO	110

1. Grupa Kapitałowa PGNiG w 2016 roku

1.1. Kluczowe wskaźniki finansowe i operacyjne

33,2 mld zł przychody ze sprzedaży	6,0 mld zł EBITDA	3,4 mld zł EBIT	2,3 mld zł zysk netto	49,7 mld zł suma bilansowa
4. największa spółka na GPW	32,5 mld zł kapitalizacja rynkowa	25,3 tys. liczba pracowników	7,3% ROE	4,7% ROA
5,5 EV/EBITDA	13,8 P/E	1,0 P/BV	25,5 mln zł średnia dzienna wartość obrotów	
1,3 mln ton wydobycie ropy naftowej, kondensatu i NGL	4,5 mld m ³ wydobycie gazu ziemnego	24,3 mld m ³ wolumen sprzedaży gazu	2,9 mld m ³ pojemności magazynów	
54 liczba kopalń ropy i gazu w Polsce	225 liczba koncesji wydobyczych	9,1 mld m ³ wolumen sprzedaży gazu na TGE	11,5 mld m ³ wolumen importu gazu	
ponad 2 tys. liczba odwiertów eksploatacyjnych	48 liczba koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż	770 mln boe zasoby gazu i ropy naftowej		
6,9 mln liczba klientów	396,9 km długość sieci dystrybucyjnej ciepło	40,0 PJ produkcja ciepła	1,1 GW moc elektryczna	
1 482 liczba zgazyfikowanych gmin	10,9 mld m ³ wolumen dystrybucji gazu	5,4 GW moc cieplna	3,6 TWh produkcja energii elektrycznej	

1.2. Kalendarz wydarzeń

Styczeń 2016

- Odstąpienie przez Elektrociepłownię Stalowa Wola S.A., spółkę celową PGNiG TERMIKA S.A. oraz TAURON Wytwarzanie S.A., od kontraktu z generalnym wykonawcą budowy bloku gazowo-parowego o mocy 450 MW - firmą Abener Energia.
- Wypowiedzenie przez PGNiG S.A. umowy zawartej ze Standard&Poors Rating Services Ltd, dotyczącej oceny kredytowej spółki oraz obligacji wyemitowanych przez podmiot zależny - PGNiG Finance AB.

Luty 2016

- Złożenie pozwu przeciw OAO Gazprom i OOO Gazprom Export jako elementu rozpoczętego 13 maja 2015 r. postępowania arbitrażowego w sprawie zmiany warunków cenowych kontraktu długoterminowego.

Marzec 2016

- Zatwierdzenie przez Prezesa URE zmiany „Taryfy PGNiG S.A. w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 10/2016” (Taryfa Hurtowa) i „Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 3/2016” (Taryfa Detaliczna).
> [Więcej informacji – pkt 4.1.1](#)

Kwiecień 2016

- Przegląd i aktualizacja dotychczas realizowanej strategii GK PGNiG na lata 2014-2022. > [Więcej informacji – pkt 3.](#)
- Zakup przez PGNiG TERMIKA S.A. 100 proc. akcji Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A. w Jastrzębiu Zdroju za kwotę 190,4 mln zł.
- Zawarcie umowy sprzedaży paliwa gazowego pomiędzy PGNiG S.A. a Grupą Azoty S.A. > [Więcej informacji – pkt 5.2.3.](#)
- Podpisanie przez PGNiG TERMIKA S.A. wraz z innymi inwestorami porozumienia w sprawie rozpoczęcia działalności Polskiej Grupy Górniczej Sp. z o.o. (PGG) oraz zadeklarowanie objęcia udziałów w PGG na kwotę 500 mln zł, płatnej w trzech etapach. > [Więcej informacji – pkt 5.1.3](#)

Czerwiec 2016

- Zatwierdzenie przez Prezesa URE zmiany „Taryfy PGNiG S.A. w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 11/2016” (Taryfa Hurtowa) oraz „Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 4” (Taryfa Detaliczna). > [Więcej informacji – pkt 4.1.1](#)
- Zatwierdzenie nowej strategii Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. > [Więcej informacji – pkt 5.3.2](#)
- Przyjęcie pierwszej dostawy gazu do Terminala LNG w Świnoujściu w ramach długoterminowej umowy z Qatargas oraz pierwszego ładunku zamówionego na zasadach spot, zakupionego od firmy Statoil.

Sierpień 2016

- Zakup przez PGNiG TERMIKA S.A. 100 proc. akcji Spółki Energetycznej „Jastrzębie” S.A. w kwocie ok. 372 mln zł.
- Wypłata akcjonariuszom PGNiG S.A. dywidendy w kwocie 1 062 mln zł, czyli 0,18 zł na jedną akcję.
- Rozpoczęcie dostaw gazu ziemnego na rynek ukraiński, w wyniku nawiązania współpracy ze spółką ERU TRADING.

Wrzesień 2016

- Złożenie przez PGNiG TERMIKA S.A. wraz z kontrahentami: ENEA S.A., ENERGA S.A. oraz PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. wstępnej, niewiążącej oferty na zakup akcji i udziałów w spółkach należących do EDF Investment SAS w Polsce.
- Zawarcie pięcioletniego kontraktu indywidualnego na kwotę ponad 7 mld zł, na dostawy paliwa gazowego pomiędzy PGNiG S.A., a PKN Orlen S.A. i jej spółkami zależnymi.
- Zawarcie czteroletnich kontraktów indywidualnych na sprzedaż paliwa gazowego pomiędzy PGNiG S.A. oraz PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., spółką z Grupy PGE, o szacunkowej wartości ponad 2 mld zł przy łącznym wolumenie na poziomie ok. 2,2 mld m³.
- Nabycie przez PGNiG S.A. 92 764 327 akcji własnych. > [Więcej informacji – pkt 9.2](#)

Październik 2016

- Zatwierdzenie przez Prezesa URE zmiany „Taryfy PGNiG S.A. w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 12/2016” (Taryfa dla Największych Klientów). > [Więcej informacji – pkt 4.1.1](#)
- Zawarcie przez PGNiG S.A. wraz z TAURON Polska Energia S.A. i Elektrociepłownią Stalowa Wola S.A. porozumienia w sprawie warunków dalszej realizacji projektu „Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli”.

Listopad 2016

- Nabycie przez PGNiG S.A. 28 920 816 akcji własnych. > [Więcej informacji – pkt 9.2](#)
- Podpisanie przez PGNiG S.A. i National Iranian Oil Company (NIOC) listu intencyjnego w sprawie współpracy na złożu ropy naftowej Soumar.

Grudzień 2016

- Przedstawienie przez PGNiG Supply & Trading GmbH zarzutów do Komisji Europejskiej ws. Gazociągu OPAL i skierowanie sprawy w trybie pilnym do Trybunału Sprawiedliwości UE. > [Więcej informacji – pkt 6.3.3](#)
- Zatwierdzenie przez Prezesa URE zmiany „Taryfy PGNiG S.A. w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 13/2017” (Taryfa dla Największych Klientów). > [Więcej informacji – pkt 4.1.1](#)
- Złożenie przez PGNiG S.A. wraz z kontrahentami: ENEA S.A., ENERGA S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. listu intencyjnego w sprawie zamiaru rozważenia potencjalnej inwestycji w Polimex-Mostostal S.A.

1.3. Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego

Styczeń 2017

- Przyjęcie 20 stycznia 2017 r. oferty złożonej przez zarząd Polimex Mostostal S.A. objęcia przez PGNiG Technologie S.A. w trybie subskrypcji prywatnej 37 500 000 akcji zwykłych na okaziciela serii T o wartości nominalnej 2 PLN każda, emitowanych przez Polimex po cenie emisyjnej wynoszącej 2 PLN za jedną akcję i za łączną cenę emisyjną 75 000 000 zł oraz wykonanie umowy zawartej z SPV Operator sp. z o.o., w związku ze ziszczeniem się warunków zawieszających zastrzeżonych w umowie inwestycyjnej z dnia 18 stycznia 2017 r., nabycia 1 500 000 akcji Polimex od SPV Operator w ramach pozasesyjnych transakcji pakietowych. > [Więcej informacji – pkt 6.1](#)
- Podpisanie 27 stycznia 2017 r. przez PGNiG Termika S.A., wraz z PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A. oraz Energa S.A. porozumienia (ang. Memorandum of Understanding) z EDF dotyczącego prowadzenia negocjacji w sprawie zakupu aktywów EDF w Polsce oraz badania due diligence w tym zakresie. Transakcja obejmuje potencjalne: nabycie wszystkich akcji EDF w EDF Polska S.A., która jest właścicielem w szczególności: 4 elektrociepłowni tj. Kraków, Gdańsk, Gdynia i Toruń oraz sieci dystrybucji ciepła w Toruniu, Elektrowni Rybnik, oraz nabycie wszystkich akcji EDF w ZEC „Kogeneracja” S.A., która jest właścicielem 4 elektrociepłowni tj. Wrocław, Zielona Góra, Czechnica i Zawidawie oraz sieci dystrybucji ciepła w Zielonej Górze, Siechnicach i Zawidawiu. Partnerzy Biznesowi uzgodnili, że złożenie ewentualnej oferty wiążącej nastąpi po zakończeniu badania due diligence, które będzie podstawą do podjęcia dalszych decyzji dotyczących Transakcji.

Luty 2017

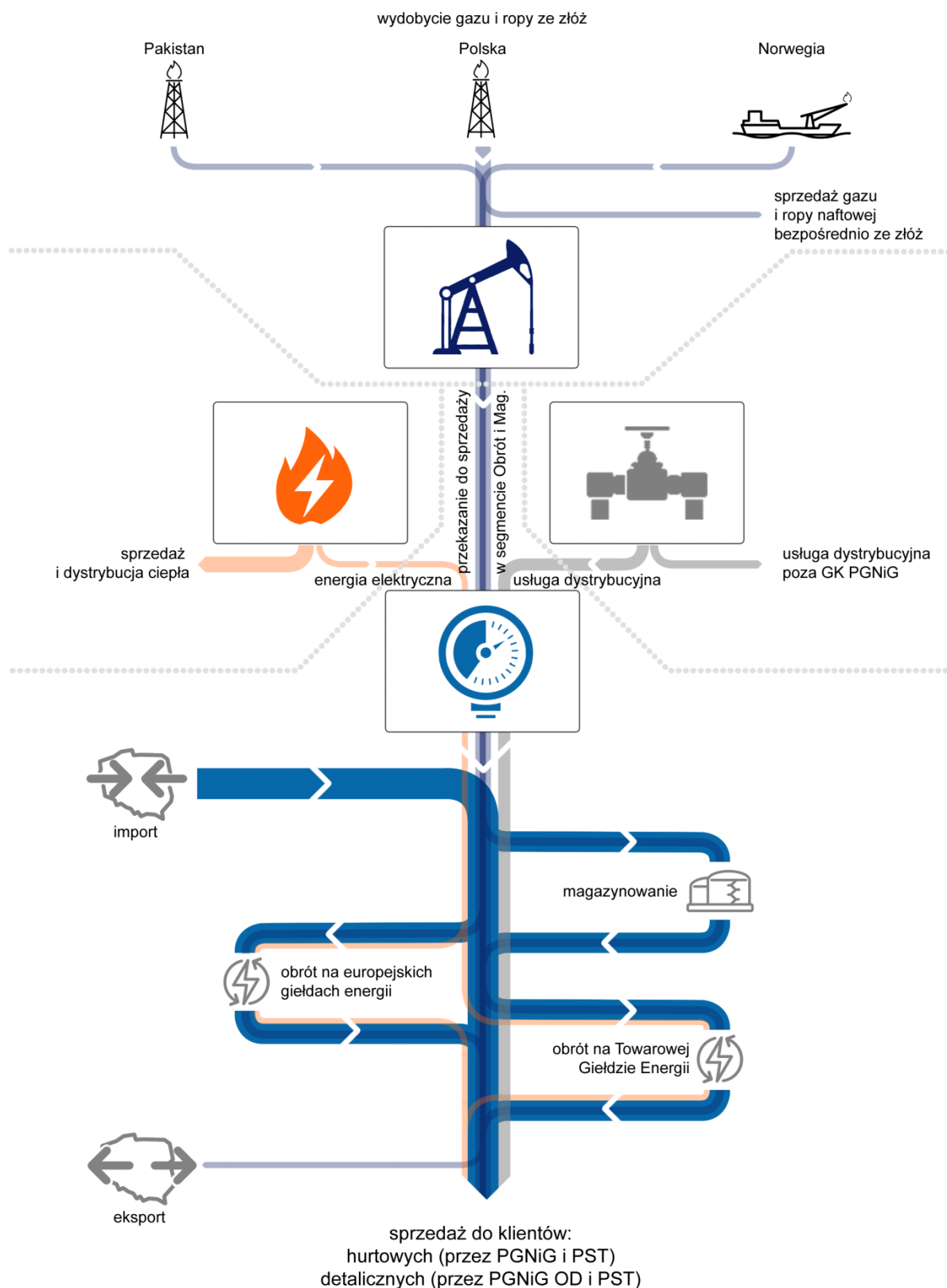
- W dniu 13 lutego 2017 r. PGNiG dokonała terminowej spłaty pożyczki udzielonej przez PGNiG Finance AB w wysokości 500 mln EUR wraz z należnymi odsetkami. W dniu 14 lutego 2017 r. PGNiG Finance AB wykupiła euroobligacje o wartości nominalnej 500 mln EUR wraz z należnymi odsetkami oraz kodzie ISIN XS0746259323.

Marzec 2017

- W dniu 2 marca 2017 r. Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego postanowił o umorzeniu akcji i rejestracji obniżenia kapitału zakładowego PGNiG oraz o rejestracji zmian Statutu PGNiG przyjętych uchwałami nr 6/XI/2016, 7/XI/2016 i 8/XI/2016 NWZ PGNiG z dnia 24 listopada 2016 r. > [Więcej informacji – pkt 9.2](#)
- Rada Nadzorcza PGNiG na posiedzeniu w dniu 6 marca 2017 r. odwołała ze składu Zarządu Pana Waldemara Wójcika i powołała w skład Zarządu Panią Magdalenę Zegarską, kandydata wybranego w głosowaniu pracowników PGNiG.

2. Model biznesowy Grupy Kapitałowej PGNiG

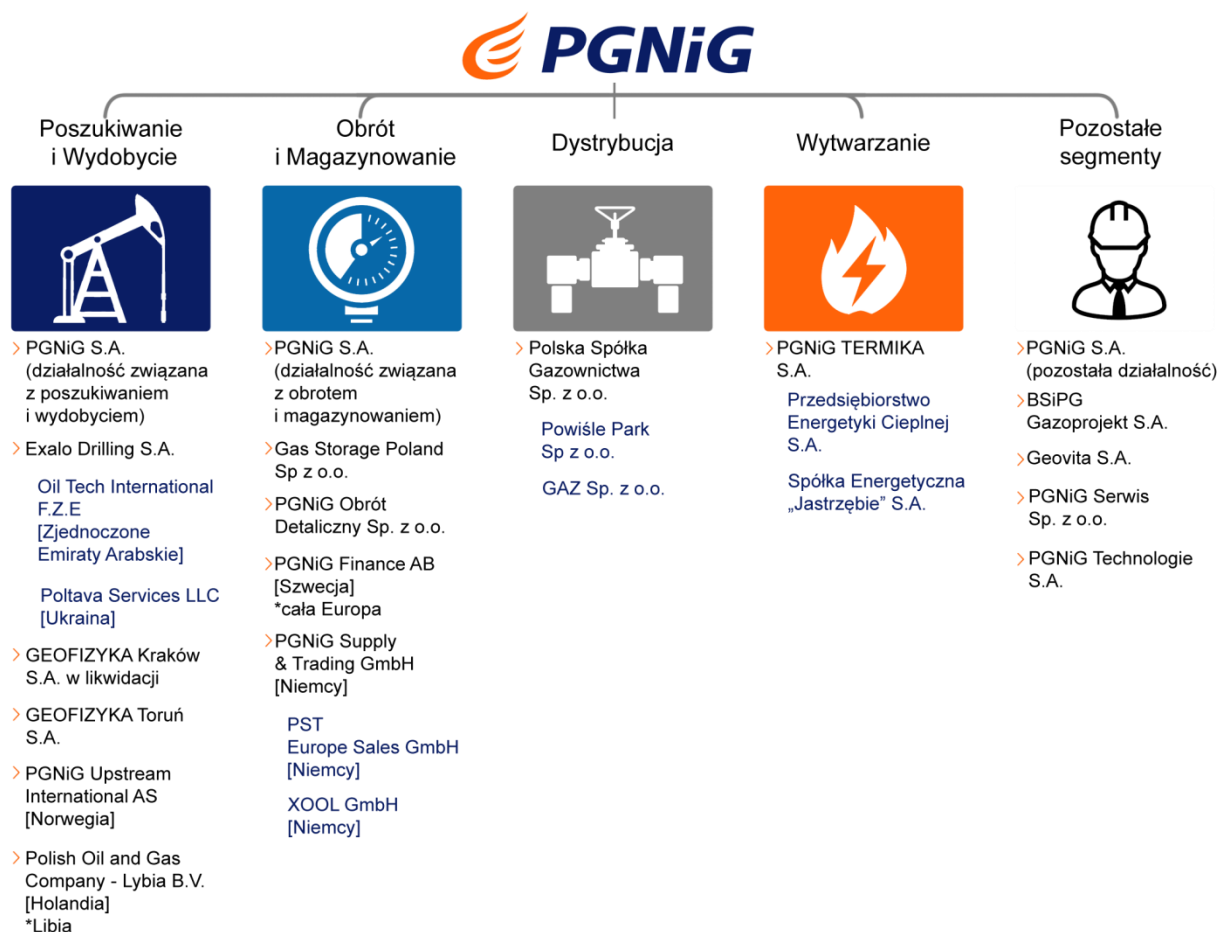
2.1. Przedmiot działalności – model biznesowy



2.2. Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG

Na dzień 31 grudnia 2016 r. konsolidowane były spółki: PGNiG jako podmiot dominujący oraz 23 spółki zależne.

Wykaz spółek GK PGNiG podlegających konsolidacji



Nazwa spółki – spółka pośrednio zależna od PGNiG
 [nazwa kraju] - Kraj rejestracji jednostki (inny niż Polska)
 * Główne miejsce prowadzenia działalności (inne niż kraj rejestracji)

3. Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG

3.1. Misja

„W oparciu o rozwój wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, efektywne wykorzystanie infrastruktury oraz dywersyfikację dostaw gazu, dostarczamy naszym klientom przyjazną dla środowiska energię, tym samym zapewniając naszym akcjonariuszom i pracownikom wzrost wartości firmy.”

3.2. Wyzwania

Działalność GK PGNiG jest silnie związana z działaniem czynników zewnętrznych. Główne wyzwania, przed którymi stała GK PGNiG w 2016 r. to:

- **zmiany na światowych rynkach paliwowo-energetycznych**, w szczególności spadek cen ropy naftowej i gazu ziemnego oraz dynamiczny rozwój rynku LNG

Zmianom na krajowym rynku gazu towarzyszył gwałtowny spadek cen gazu na rynkach europejskich, a ponadto od kilku lat słabnie korelacja rynkowych cen gazu i cen produktów ropopochodnych. Ponad 40% spadki rynkowych cen gazu w dostawach spotowych w Niemczech oraz na innych rynkach europejskich gwałtownie zwiększyły atrakcyjność cenową importu do Polski w stosunku do taryfy PGNiG.

Istotne implikacje dla GK PGNiG spowodowały również spadki cen ropy naftowej, tj.: z jednej strony odnotowano niższy koszt pozyskania gazu w ramach kontraktów długoterminowych, co zwiększyło atrakcyjność importu, ale z drugiej strony niższą ekonomikę zagranicznych projektów upstream z większym udziałem ropy w strukturze zasobów, a w konsekwencji niższą wycenę zagranicznego segmentu poszukiwań i wydobycia.

Ponadto, w ostatnich latach następuje intensywny rozwój infrastruktury LNG na globalnym rynku, w związku z realizacją projektów inwestycyjnych, zarówno służących zwiększeniu mocy eksportowych (terminale skraplające), w szczególności w Ameryce Północnej i Australii, jak i importowych (terminale regazyfikacyjne), w szczególności w Europie. Prowadzi to również do światowej nadpodaży LNG i w konsekwencji do spadku cen LNG oraz ich konwergencji na rynku globalnym.

Uczestnictwo PGNiG w globalnym rynku LNG umożliwi wykorzystanie sprzyjających warunków cenowych oraz pozwoli na uzupełnienie dostaw gazu do Polski. W obliczu rosnącej podaży wzrasta także znaczenie handlu LNG na bazie spot oraz krótko- i średnioterminowej, m.in. z powodu odstępowania od klauzuli destynacji w ramach kontraktów, wzrostu liczby uczestników rynku, a także większą dostępnością światowej floty LNG.

- **pogłębienie liberalizacji**

W wyniku wprowadzenia tzw. „obliga giełdowego”, PGNiG jest zobowiązane sprzedawać gaz ziemny wysokometanowy na giełdach towarowych lub innym rynku regulowanym. Proces liberalizacji rynku połączony z tym wymogiem niesie ryzyko utraty istotnej części klientów i ograniczenia przychodów z segmentu magazynowania.

Ponadto, PGNiG stanął w obliczu konieczności liberalizacji umów z klientami w zakresie wielkości mocy umownej i ilości paliwa na dany rok gazowy oraz procedury zmiany sprzedawcy.

- **konieczność zmiany struktury portfela zakupu gazu z importu**

Portfel pozyskania gazu GK PGNiG zakładał pokrycie całego popytu na gaz w Polsce. Biorąc pod uwagę ryzyko utraty części rynku oraz niewystarczające zdywersyfikowanie dostaw istniało ryzyko niezbilansowania portfela. Obecny portfel pozyskania gazu GK PGNiG składa się w istotnej części z kontraktów, w których cena w części opiera się o notowania produktów ropopochodnych (kontrakt jamalski i katarski), a zróżnicowanie formuł cenowych PGNiG oraz jego konkurentów niesie za sobą ryzyko presji cenowej.

W związku z tym szczególnym obszarem aktywności GK PGNiG stało się zbadanie możliwości dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego oraz analiza wspierających ją inwestycji. Zbliżająca się perspektywa wygaśnięcia kontraktu jamalskiego skutkuje koniecznością budowania elastycznej struktury pozyskania gazu ziemnego do Polski po 2022 r.

- **zmiany polityk i regulacji prawnych**

Otoczenie regulacyjne, w którym działa PGNiG ulega istotnym zmianom, w szczególności w obszarach opodatkowania wydobycia węglowodorów, realizowania obliga giełdowego oraz niepewności dotyczącej modelu wsparcia kogeneracji gazowej, co wpływa w efekcie na obniżenie przychodów z segmentów działalności GK PGNiG.

3.3. Strategia GK PGNiG

W celu dostosowania realizowanej Strategii do wyzwań stojących przed GK PGNiG w nadchodzących latach przeprowadzono na początku 2016 r. jej przegląd i aktualizację. W dniu 4 kwietnia 2016 r. Rada Nadzorcza przyjęła aktualizację Strategii GK PGNiG na lata 2014-2022. W wyniku przeprowadzonych prac dokonano weryfikacji dotychczasowych założeń związanych ze zmianą ram makroekonomicznych, rynkowych i operacyjnych oraz zmiany ambicji strategicznych. W efekcie nastąpiła modyfikacja istniejących inicjatyw strategicznych lub wprowadzono nowe.

Strategia po aktualizacji konsekwentnie obejmuje 4 kluczowe dla GK PGNiG obszary biznesowe:

- Utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym) > Więcej informacji – pkt 5.2.2;
- Maksymalizacja przepływów z obszaru infrastruktury i wytwarzania > Więcej informacji – pkt 5.3.2.i 5.4.2;
- Wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwania i wydobywania > Więcej informacji – pkt 5.1.2.;
- Zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości.

Zaktualizowana Strategia zakłada nieznaczne zwiększenie celu nadrzędnego, tj. wartości EBITDA GK PGNiG do poziomu powyżej 7 mld zł w 2022 r. Osiągnięcie celu nadrzędnego będzie możliwe dzięki realizacji inicjatyw strategicznych, których liczba w wyniku aktualizacji wzrosła z 10 do 16. Wzrost docelowej wartości EBITDA wynika głównie ze zwiększonych aspiracji w obszarach: (i) infrastruktury sieciowej (dystrybucja gazu i ciepła), (ii) akwizycji zagranicznych w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie oraz (iii) Programu Poprawy Efektywności.

W okresie obowiązywania Strategii nakłady inwestycyjne przeznaczone na rozwój organiczny i przejęcia zostały utrzymane na poziomie 40-50 mld zł, przy utrzymaniu wskaźnika zadłużenia netto do wyniku EBITDA na bezpiecznym poziomie poniżej 2,0 oraz przy założeniu dotychczasowej polityki dywidendowej w perspektywie 2022 r.

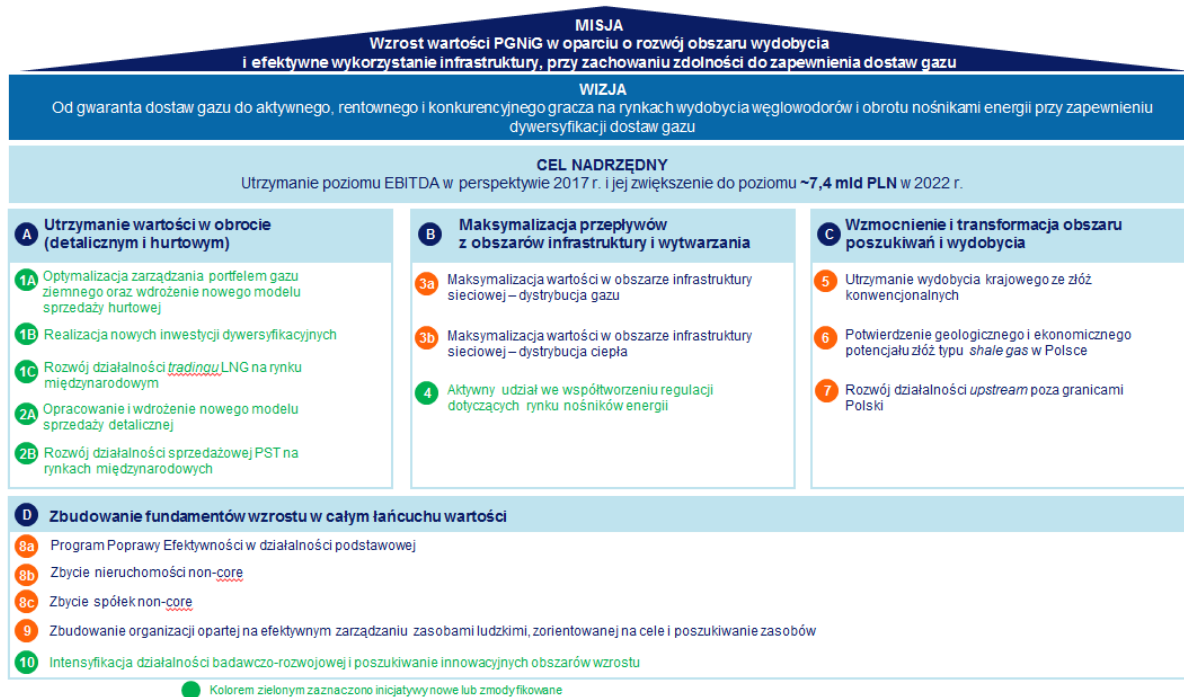
W kontekście celów operacyjnych, kluczowym jest wzrost aspiracji odnośnie poziomu wydobywania węglowodorów w kraju i za granicą do ok. 55-60 mln boe w 2022 r. (przy wykorzystaniu warunków rynkowych umożliwiających przeprowadzenie efektywnych kosztowo akwizycji) oraz utrzymanie celu wydobywania w Polsce na poziomie ok. 33 mln boe rocznie.

Zmodyfikowane inicjatywy strategiczne obejmują:

- inicjatywę 1a „Optymalizacja zarządzania portfelem gazu ziemnego oraz wdrożenie nowego modelu sprzedaży hurtowej” – aktualizacja aspiracji w zakresie celu negocjacyjnego kontraktów długoterminowych (z uwagi na zmiany otoczenia makroekonomicznego),
- inicjatywę 2a „Opracowanie i wdrożenie nowego modelu sprzedaży detalicznej – aktywna obrona pozycji rynkowej PGNiG OD,
- inicjatywę 3b „Maksymalizacja wartości w obszarze infrastruktury sieciowej – dystrybucja ciepła” – wzrost aspiracji w zakresie poziomu EBITDA z przejmowanych systemów ciepłowniczych,
- inicjatywę 4 „Aktywny udział we współtworzeniu regulacji dotyczących rynku nośników energii” – nowy strumień prac obejmujący wypracowanie mechanizmów umożliwiających poprawę ekonomiki złóż znajdujących się w schyłkowej fazie produkcji,
- inicjatywę 7 „Rozwój działalności upstream poza granicami Polski” – wzrost docelowego poziomu wydobywania przy wyższej efektywności kosztowej planowanych akwizycji na skutek spadku cen ropy naftowej,
- inicjatywę 8a „Program Poprawy Efektywności” – wyższa aspiracja w zakresie poziomu trwałych oszczędności kosztowych,
- inicjatywę 8b „Projekt Matrix” – podział na dwie inicjatywy: 8b – Zbycie nieruchomości „non-core” oraz 8c – Zbycie spółek „non-core”,
- inicjatywę 10 „Intensyfikacja działalności badawczo-rozwojowej i poszukiwanie innowacyjnych obszarów wzrostu” – uwzględnienie zastosowania innowacyjnych technologii pozyskanych w obszarze upstream do innych obszarów działania, w szczególności do pozyskiwania metanu z pokładów węgla.

Wprowadzono również trzy nowe inicjatywy strategiczne, które obejmują:

- inicjatywę 1b – dotyczącą analizy nowych inwestycji dywersyfikacyjnych,
- inicjatywę 1c – dotyczącą oceny zasadności rozwoju działalności tradingu LNG na rynku międzynarodowym,
- inicjatywę 2b – dotyczącą rozwoju działalności sprzedażowej spółki PST na rynkach międzynarodowych.



Dzięki realizacji Strategii Grupa Kapitałowa PGNiG, działając w warunkach w pełni konkurencyjnego rynku, będzie dążyć do utrzymania pozycji lidera w branży poszukiwawczo-wydobywczej oraz głównego sprzedawcy gazu ziemnego, oferującego również ciepło i energię elektryczną.

3.4. Inwestycje w 2016 r.

W 2016 r. nakłady inwestycyjne GK PGNiG na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne i prawne wyniosły 3,0 mld zł i były o 10% niższe od nakładów poniesionych w 2015 r. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności PGNiG i GK PGNiG przedstawiają poniższe tabele.

Nakłady inwestycyjne poniesione na rzeczowe aktywa trwałe PGNiG w 2016 r.		Stopień wykonania planu		
		2016	2015	2016
I.	Poszukiwanie i Wydobycie, w tym:	830	983	59%
1	Poszukiwanie*	398	526	
	w tym nakłady na odwierty negatywne	77	109	
2	Wydobycie	432	457	
II.	Obrót i Magazynowanie	183	228	80%
1	Obrót	111	45	
2	Magazyny segmentu Obrót i Magazynowanie	72	183	
III.	Pozostałe segmenty	1	-	67%
IV.	Nakłady inwestycyjne łącznie (I+II+III)	1 014	1 211	60%

* nakłady inwestycyjne obejmują nakłady poniesione na badania geofizyczne i wiercenia oraz skapitalizowane koszty finansowania zewnętrznego

Nakłady inwestycyjne poniesione na rzeczowe aktywa trwale GK PGNiG w 2016 r.

				Stopień wykonania planu
		2016	2015	2016
I.	Poszukiwanie* i Wydobywanie, w tym:	1 254	1 437	58%
1	Norwegia	343	395	
2	Pakistan	98	54	
3	Libia	6	10	
II.	Obrót i Magazynowanie	192	233	85%
III.	Dystrybucja	1 109	1 193	92%
IV.	Wytwarzanie	438	454	84%
V.	Pozostałe segmenty	9	7	67%
VI.	Nakłady inwestycyjne łącznie (I-V)	3 003	3 324	73%

* nakłady inwestycyjne obejmują nakłady poniesione na badania geofizyczne i wiercenia oraz skapitalizowane koszty finansowania zewnętrznego

Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne w segmencie:

- Poszukiwanie i Wydobywanie > [Więcej informacji – pkt 5.1.5](#)
- Obrót i Magazynowanie > [Więcej informacji – pkt 5.2.5](#)
- Dystrybucja > [Więcej informacji – pkt 5.3.5](#)
- Wytwarzanie > [Więcej informacji – pkt 5.4.5](#)

3.5. Badania i rozwój

W 2016 r. doszło do znacznej intensyfikacji działań w obszarze Badań i Rozwoju oraz Innowacji (B+R+I) w stosunku do lat poprzednich. Intensyfikacja działań w tym zakresie zaowocowała następującymi efektami:

- przygotowaniem nowej strategii B+R+I dla całej GK PGNiG;
- wdrożeniem 14 inicjatyw z zakresu B+R+I, których głównym celem było usprawnienie procesu naboru innowacyjnych projektów, jak również usprawnienie oceny projektów, podejmowania decyzji dotyczących innowacji, a następnie wdrożeń;
- podpisaniem w październiku 2016 r. pomiędzy PGNiG, OGP GAZ-SYSTEM S.A. oraz Narodowym Centrum Badań i Rozwoju umowy-porozumienia o utworzeniu tzw. Wspólnego Przedsięwzięcia o nazwie INGA (Innowacyjne Gazownictwo). Formuła Wspólnego Przedsięwzięcia z NCBiR jest dedykowanym mechanizmem finansowania prac badawczo-rozwojowych, w ramach którego NCBiR wspólnie z wybranymi partnerami przemysłowymi wspiera realizację tzw. Agendy Badawczej. Agenda Badawcza zawiera najbardziej istotne dla GK PGNiG problemy badawczo-rozwojowe z obszarów: poszukiwania i wydobywania węglowodorów, magazynowania gazu, sieci gazowych, użytkowania i nowych zastosowań paliw gazowych oraz ochrony środowiska. Budżet przedsięwzięcia w tzw. etapie pilotażowym (2017-2019) to 400 mln zł, przy czym NCBiR poniesie połowę wydatków, a drugą połowę – partnerzy przemysłowi. Pierwszy Konkurs w tej formule zostanie ogłoszony w połowie 2017 r.;
- przystąpieniem przez PGNiG do Międzynarodowego Centrum Doskonałości w zakresie metanu z kopalń węgla oraz rozpoczęciem projektu B+R o nazwie GEO-METAN dotyczącego przedeksplatacyjnego wydobywania metanu z pokładów węgla kamiennego (ang. Coal Bed Methane). Szacunkowy budżet projektu w początkowej fazie wynosi 360 mln zł, z czego 210 mln zł planuje się pozyskać ze źródeł zewnętrznych;
- zorganizowaniem w ramach inicjatywy Warsztatów Innowacyjnych Pomysłów (WIP) trzech edycji spotkań dotyczących poszukiwania rozwiązań dla spółek GK PGNiG (PGNiG TERMIKA, PGNiG OD, PSG) z grupą mikro i małych przedsiębiorstw oraz start-upów. Inicjatywa WIP realizowana jest we współpracy z Agencją Rozwoju Przemysłu i Izłą Gospodarczą Gazownictwa;
- rozpoczęciem przez PGNiG cyklu Konkursów Innowacyjności promujących kwestie innowacyjności wśród pracowników;
- przeprowadzeniem II edycji Konkursu „Młodzi Innowacyjni dla PGNiG” skierowanego do młodych naukowców, studentów i doktorantów, mającego na celu wyszukanie innowacyjnych projektów o charakterze badawczo-rozwojowym, z obszaru działalności PGNiG; uruchomieniem w grudniu 2016 r. inkubatora startupów InnVento.pl;
- przystąpieniem PGNiG do akceleratora startupów MIT Enterprise Forum Poland oraz
- rozpoczęciem projektu „PGNiG Polskie innowacje” na uczelniach, polegającym na wizytach przedstawicieli PGNiG na uczelniach i prezentacji zarówno naszego potencjału, jak i obszarów spodziewanej współpracy w obszarze badań, rozwoju i innowacji.

W 2017 r. działania zakresu B+R+I będą jeszcze intensyfikowane w ramach tzw. „Fabryki Innowacji”, tj. systemu praktyk i działań, które umożliwiają sprawny nabór, prowadzenie i wdrożenia projektów B+R+I. Na 2017 r. planowane jest przeprowadzenie kilkudziesięciu projektów innowacyjnych w GK PGNiG w ramach zrównoważonego portfela projektów innowacyjnych.

W ramach struktur badań, rozwoju i innowacji prowadzone są również projekty dot. zarządzania efektywnością energetyczną, Intensyfikacja zadań w tym zakresie przewidziana jest na 2017 r., przy czym w 2016 r. zrealizowano następujące zadania:

- zainicjowano pilotażowy projekt wdrożenia Systemu Zarządzania Energią w wybranych obiektach: PMG Wierzchowice, Kopalni Gazu Ziarnego Tarnów II oraz Centrali PGNiG;
- złożono wniosek o dofinansowanie projektu budowy źródła kogeneracyjnego w Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziarnego Dębno (dofinansowanie 5,1 mln zł, wartość projektu 37,4 mln zł) w ramach programu operacyjnego NFOŚiGW na lata 2014-2020;
- złożono deklaracje przetargowe w przetargu na pozyskanie świadectw efektywności energetycznej.

Ponadto w 2016 r. spółki zależne GK PGNiG zainicjowały lub realizowały szereg działań z obszaru B+R+I, m.in.:

- identyfikację obszarów innowacyjnych pod kątem poszerzania oferty produktowej i podnoszenia jakości obsługi w PGNiG OD;
- 8 projektów w ramach PSG, w tym dotyczące m.in. opomiarowania LNG na stacjach regazyfikacyjnych, rozszerzenia funkcjonalności dystrybucyjnego systemu gazowego z wykorzystaniem technologii Power to Gas (P2G) polegającej na konwersji nadmiarowej energii elektrycznej na gaz, opracowanie projektu technicznego, budowa oraz badania eksperymentalne stacji gazowej wyposażonej w instalację glikolowego osuszania gazu ziemnego, zasilanej z własnego źródła energii i pozwalającej na wyeliminowanie procesu podgrzewania gazu;
- opracowanie przez GSP wraz z CHEMKOP Sp. z o.o. zestawu urządzeń do pomiarów otworów wiertniczych (kawernomierz, inklinometr, sonda gamma), który jest wykorzystywany do badań komór magazynowych (pomiar kawern solnych).

4. Otoczenie regulacyjne i rynkowe

4.1. Otoczenie regulacyjne

4.1.1. Krajowe otoczenie regulacyjne

Ustawa – Prawo energetyczne

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tj. Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 z późn. zm.), dalej: ustawa – Prawo energetyczne jest podstawowym aktem prawnym regulującym zasady funkcjonowania sektora energetycznego, w szczególności określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, kwestie zaopatrzenia i użytkowania paliw, energii oraz ciepła, a także reguluje zasady prowadzenia działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne. Ustawa wskazuje również organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią.

Spółki GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2016 r. posiadały niżej wymienione koncesje udzielone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie ustawy – Prawo energetyczne:

- 3 koncesje na obrót paliwami gazowymi (PGNiG, PGNiG OD, PST),
- 1 koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą (PGNiG),
- 1 koncesję na obrót paliwami ciekłymi (PGNiG; wygasła z mocy prawa w styczniu 2017 r.),
- 3 koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej (PGNiG, PGNiG Termika, PEC),
- 4 koncesje na obrót energią elektryczną (PGNiG, PGNiG OD, PGNiG Termika, SEJ),
- 3 koncesje na wytwarzanie ciepła (PGNiG Termika, SEJ, PEC),
- 2 koncesje na obrót ciepłem (SEJ, PEC),
- 3 koncesje na przesył ciepła (PGNiG Termika, SEJ, PEC),
- 2 koncesje na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego (PGNiG, PSG),
- 1 koncesję na magazynowanie paliwa gazowego w instalacjach magazynowych (GSP),
- 1 koncesję na dystrybucję paliw gazowych (PSG).

W 2016 r. wprowadzono do ustawy – Prawo energetyczne szereg zmian legislacyjnych. Do najważniejszych z nich należały:

- Ustawa z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r., poz. 1065). Celem nowelizacji było całościowe uporządkowanie rynku paliw ciekłych oraz rynku gazu ziemnego, a także wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej poprzez zmiany w systemie zapasów interwencyjnych ropy naftowej i paliw, a także w systemie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.
- Ustawa z dnia 30 listopada 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r., poz. 1986). Głównym założeniem nowelizacji było zniesienie administracyjnego trybu regulowania cen gazu ziemnego. Przyjęty harmonogram wprowadza zwolnienie z obowiązku przedkładanie taryf do zatwierdzania dla:
 - obrotu hurtowego oraz odbiorców końcowych, którzy dokonują zakupu paliw gazowych: (i) w punkcie wirtualnym, (ii) w postaci LNG lub CNG oraz (iii) w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych w trybie przepisów o zamówieniach publicznych od dnia 1 stycznia 2017 r.,
 - pozostałych odbiorców końcowych o profilu biznesowym (inni, niż gospodarstwa domowe) od dnia 1 października 2017 r.,
 - odbiorców w gospodarstwach domowych od dnia 1 stycznia 2024 r.

Dodatkowo, nowelizacją z dnia 30 listopada 2016 r. została wprowadzona zmiana do ustawy z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw zgodnie z którą, nie wszczyna się postępowań, a wszczęte umarza, w sprawach o nieprzestrzeganie obowiązków w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego dotyczących okresu sprzed wejścia w życie nowego rozporządzenia dywersyfikacyjnego. W związku z tym Prezes URE umorzył w dniu 4 stycznia 2017 r. postępowania w sprawach o nieprzestrzeganie obowiązku w zakresie dywersyfikacji w latach 2011-2013.

PGNiG aktywnie brało udział we wszystkich, kluczowych inicjatywach związanych ze zmianą ustawy – Prawo energetyczne prezentując swoje stanowiska oraz postulaty zmierzające do ochrony interesów GK PGNiG oraz swoich odbiorców.

Ustawa o zapasach

Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (tj. Dz. U. z 2016 r., poz. 1899 z późn. zm.), dalej: ustawa o zapasach, w obszarze rynku gazu ziemnego określa zasady tworzenia i utrzymywania zapasów

obowiązkowych gazu ziemnego, a także procedury kontroli prawidłowej realizacji obowiązków w niej określonych. Dodatkowo, ustawa określa zasady postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego państwa.

W dniu 22 lipca 2016 r. uchwalona została ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Nowelizacja, w części dotyczącej zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, rozszerzyła katalog podmiotów zobowiązanych o podmioty przywożące gaz ziemny oraz usunęła możliwość uzyskania zwolnienia z tego obowiązku przez przedsiębiorstwa energetyczne, których liczba odbiorców nie jest większa niż 100 tys. i których przywóz nie przekracza w ciągu roku kalendarzowego 100 mln m³. Do nowelizacji z dnia 22 lipca 2016 roku do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego zobowiązane były wyłącznie przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom. Chodziło w tym przypadku o przedsiębiorstwa obrotu. Nowelizacja rozszerzyła obowiązek obok przedsiębiorstw obrotu o podmioty przywożące gaz ziemny tj. takie, które przywożą gaz ziemny w celu jego zużycia na własne potrzeby.

Dodatkowo, ustawa o zapasach umożliwia podmiotom zobowiązanym do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, które nie posiadają zarezerwowanych własnych pojemności magazynowych, wykonywanie tego obowiązku poprzez zlecenie utrzymywania zapasu przez inny podmiot (tzw. umowa biletowa). Spółka popierała powyższe rozwiązania i aktywnie uczestniczyła w pracach legislacyjnych dotyczących zmian w ustawie o zapasach. Wypracowane rozwiązania należy ocenić jako pozytywne dla bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej oraz wyrównania warunków konkurencji na polskim rynku gazu.

Ustawa o efektywności energetycznej

Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2016 r., poz. 831), dalej: ustawa o efektywności energetycznej, wprowadziła nowy system zobowiązujący do efektywności energetycznej, który wdraża do polskiego porządku prawnego postanowienia Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz. U. UE L 315 z dnia 14 listopada 2012 r.). Zgodnie z nimi podmioty objęte ustawowym obowiązkiem zobowiązane są uzyskać w każdym roku oszczędność energii finalnej w wysokości 1,5%. Ustawa o efektywności wskazuje dwa zasadnicze sposoby realizacji tego obowiązku:

- realizacja przedsięwzięcia lub przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego,
- uzyskanie i przedstawienie do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej.

Dodatkowo, ustawa wprowadza możliwość realizacji obowiązku poprzez uiszczenie opłaty zastępczej. Co do zasady, nie może to być jednak więcej niż 30% obowiązku za 2016 r., 20% obowiązku za 2017 r. oraz 10% obowiązku za 2018 r. Ustawa o efektywności energetycznej przewiduje znaczny wzrost jednostkowej opłaty zastępczej oraz jej coroczną waloryzację. Dodatkowo, ustawa wprowadza obowiązek sporządzenia co 4 lata audytu energetycznego przedsiębiorstwa.

PGNiG aktywnie uczestniczyło w 2016 r. w procesie legislacyjnym zmierzającym do przyjęcia nowej ustawy o efektywności energetycznej. Podnoszone przez Spółkę postulaty dotyczyły usunięcia uprzywilejowania zakupu gazu ziemnego z dostawą na granicy oraz przywrócenia odliczeń od podstawy wyliczenia obowiązku. Zostały one w całości uwzględnione przez ustawodawcę.

Ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym

Ustawa z dnia 25 lipca 2014 r. o specjalnym podatku węglowodorowym (tj. Dz. U. z 2016 r., poz. 979), dalej: ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym (SPW) reguluje zasady opodatkowania specjalnym podatkiem, którego podstawą opodatkowania jest nadwyżka uzyskanych w danym roku podatkowym przychodów z działalności wydobywczej węglowodorów nad poniesionymi w danym roku podatkowym wydatkami kwalifikowanymi. Za datę powstania przychodu z działalności wydobywczej węglowodorów uważa się dzień otrzymania należności. Za dzień poniesienia wydatku kwalifikowanego uznaje się dzień uregulowania zobowiązania.

Obowiązek zapłaty podatku powstanie dopiero od przychodów uzyskanych od dnia 1 stycznia 2020 r. Niemniej jednak, obowiązki ewidencyjne w zakresie SPW oraz deklaracyjne względem właściwego organu podatkowego są wypełniane od 1 stycznia 2016 r.

W pierwszym roku podatkowym od 1 stycznia 2016 r. podatnicy SPW mogą do wydatków kwalifikowanych zaliczyć wydatki poniesione w okresie 4 lat kalendarzowych poprzedzających 1 stycznia 2016 r., a także - w określonym zakresie – wartości środków trwałych związanych z działalnością wydobywczą węglowodorów nabytych lub wytworzonych w okresie wcześniejszym oraz wartości środków trwałych w budowie w wysokości określonej na dzień 1 stycznia 2012 r.

Ustawa Prawo geologiczne i górnicze

Ustawa Prawo geologiczne i górnicze z dnia 9 czerwca 2011 r. określa m.in. 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.

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.

Z końcem 2016 r. upłynął termin składania przez przedsiębiorców wniosków o przekształcenie dotychczasowych koncesji udzielonych na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów w tzw. koncesje łączne, na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż. Nieprzekształcone koncesje zachowały jednak swoją ważność z możliwością jednokrotnego przedłużenia terminu ich ważności po spełnieniu określonych warunków. Wprowadzony przepisami prawa obowiązek ustanawiania zabezpieczenia z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania warunków określonych w koncesji w wysokości nie przekraczającej równowartości 20% wysokości kosztów prac geologicznych stanowi dla branży dodatkowe znaczące obciążenie finansowe.

W dniu 15 grudnia 2016 r. ogłoszono kolejne akty wykonawcze do ustawy tj.:

- rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 15 grudnia 2011 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących innych dokumentacji geologicznych;
- rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 6 grudnia 2016 r. w sprawie innych dokumentacji geologicznych.

W 2016 roku Minister Środowiska podjął prace nad opracowaniem kolejnej nowelizacji ustawy Prawo geologiczne i górnicze. Celem wprowadzenia nowych regulacji jest m.in. uproszczenie przepisów dotyczących postępowań administracyjnych. Główne zmiany mają obejmować:

- nałożenie obowiązku przekazywania opinii w formie postanowień przez organy współdziałające w procedurze kwalifikacji podmiotowi kwalifikowanemu, a nie wyłącznie ministrowi właściwemu do spraw środowiska,
- umożliwienie wydania częściowo pozytywnej oceny z postępowania kwalifikacyjnego (w zakresie bezpieczeństwa), jeżeli w toku postępowania okazałoby się, że podmiot kwalifikowany nie posiada wystarczającego doświadczenia,
- rezygnacja z zabezpieczenia z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania warunków określonych w koncesji;
- wprowadzenie drugiej, obok przetargu, procedury udzielania koncesji węglowodorowych - „open door”, która pozwala na przeprowadzenie postępowania przetargowego na wniosek przedsiębiorcy.

Rozporządzenie dywersyfikacyjne

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy (Dz. U. z 2000 r., Nr 94, poz. 1042), dalej: rozporządzenie dywersyfikacyjne, określa maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku. W latach 2015-2018 nie może on przekroczyć 59%.

W 2017 r. przewidywane jest zakończenie prac nad nowelizacją rozporządzenia dywersyfikacyjnego. PGNiG aktywnie uczestniczy w procesie legislacyjnym w celu zapewnienia możliwości realizacji przez Spółkę długoterminowych kontraktów importowych.

Rozporządzenie systemowe

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (tj. Dz. U. z 2014 r., poz. 1059, z późn. zm.), dalej: rozporządzenie systemowe, doprecyzowuje określone w ustawie – Prawo energetyczne zasady funkcjonowania systemu gazowego. W szczególności formułuje zasady i warunki ubiegania się o przyłączenia do sieci, sposób prowadzenia obrotu paliwami gazowymi i możliwości świadczenia usług w systemie gazowym, w tym sposób załatwiania reklamacji, kwestie bilansowania oraz zarządzania ograniczeniami, a także określa zasady współpracy pomiędzy uczestnikami rynku.

Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 10 stycznia 2017 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U., poz. 150) wprowadziło wyłączną możliwość przyłączenia do sieci przesyłowej gazowej o średnicy DN 1300 lub wyższej urządzeń i instalacji wykorzystywanych do prowadzenia działalności w zakresie przesyłania paliw gazowych oraz zwiększa graniczną wielkość mocy przyłączanych do sieci przesyłowej klientów z 5 000 na

45 000 m³/h, co zwiększa sferę działania przedsiębiorstw dystrybucyjnych i stabilizuje rynek przesyłu i dystrybucji paliw gazowych.

Rozporządzenie taryfowe

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2013 r., poz. 820), dalej: rozporządzenie taryfowe, określa zasady kształtowania taryf dla paliw gazowych, w szczególności kalkulacji cen i stawek opłat, a także kwestie rozliczeń między uczestnikami rynku.

W 2016 r. PGNiG obowiązywały następujące taryfy:

- od dnia 1 stycznia 2016 r. do dnia 31 marca 2016 r. – „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 9/2016 PGNiG S.A.” zatwierdzona decyzją z dnia 16 grudnia 2015 r.; średnia cena paliwa gazowego w przypadku gazu wysokometanowego została obniżona o 6,6%, natomiast w przypadku gazu zaazotowanego o 6,1%,
- od dnia 1 kwietnia 2016 r. do dnia 30 czerwca 2016 r. – „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 10/2016 PGNiG S.A.” zatwierdzona decyzją z dnia 15 marca 2016 r.; średnia cena paliwa gazowego w przypadku gazu wysokometanowego została obniżona o 9,5%, natomiast w przypadku gazu zaazotowanego o 8,3%,
- od dnia 1 lipca 2016 r. do dnia 31 października 2016 r. – „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 11/2016 PGNiG S.A.” zatwierdzona decyzją z dnia 14 czerwca 2016 r.; średnia cena paliwa gazowego w przypadku gazu wysokometanowego została obniżona o 8,4%, natomiast w przypadku gazu zaazotowanego o 8,5%,
- od dnia 1 listopada 2016 r. do dnia 31 grudnia 2016 r. – „Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 12/2016 PGNiG S.A.” zatwierdzona decyzją z dnia 17 października 2016 r.; średnia cena paliwa gazowego w przypadku gazu wysokometanowego została zwiększona o 4%, natomiast cena gazu zaazotowanego o 3,9%.

W 2016 r. PGNiG OD obowiązywały następujące taryfy:

- w okresie od dnia 1 stycznia do dnia 31 marca 2016 r. – „Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 2” zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 17 grudnia 2015 r.; średnia cena paliwa gazowego w przypadku gazu wysokometanowego została obniżona o 3,3%, w tym dla klientów indywidualnych (grupy taryfowe od W-1 do W-4) o 3,5%, natomiast dla klientów biznesowych (pozostałe grupy taryfowe) o 2%, natomiast średnia cena paliwa gazowego w przypadku gazu zaazotowanego Lw została obniżona o 2,8 % oraz w przypadku gazu zaazotowanego Ls została obniżona o 2,1%, stawki opłat abonamentowych dla klientów indywidualnych z wyłączeniem grup taryfowych z oznaczeniem „12T” zostały obniżone o 10%, dla pozostałych klientów stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian,
- w okresie od dnia 1 kwietnia 2016 r. do dnia 30 czerwca 2016 r. – „Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 3” zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 15 marca 2016 r.; średnia cena paliwa gazowego w przypadku gazu wysokometanowego została obniżona o 5,4%, w tym dla klientów indywidualnych (grupy taryfowe od W-1 do W-4) o 5,3%, natomiast dla klientów biznesowych (pozostałe grupy taryfowe) o 6,8%, natomiast średnia cena paliwa gazowego w przypadku gazu zaazotowanego Lw została obniżona o 6,1% oraz w przypadku gazu zaazotowanego Ls została obniżona o 5,8%, stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian,
- w okresie od dnia 1 lipca 2016 r. do dnia 31 grudnia 2016 r. – „Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 4” zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 16 czerwca 2016 roku; średnia cena paliwa gazowego dla wszystkich grup taryfowych została obniżona o 1%, stawki opłat abonamentowych pozostały bez zmian.

W 2016 r. GSP obowiązywały następujące taryfy:

- od dnia 1 stycznia 2016 r. do dnia 31 marca 2016 r. - Taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2015, zatwierdzona decyzją z dnia 21 maja 2015 r.,
- od dnia 1 kwietnia 2016 r. do dnia 31 grudnia 2016 r. - Taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2016, zatwierdzona decyzją z dnia 22 kwietnia 2016 r.

W 2016 r. PSG obowiązywała Taryfa Nr 3 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego zatwierdzona decyzją z dnia 17 grudnia 2014 r.

W 2016 r. PGNiG TERMIKA obowiązywały m.in. taryfy:

- taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA, tj. Ec Żerań, Ec Siekierki, Ec Pruszków, C Wola i C Kawęczyn oraz przesyłu i dystrybucji ciepła za pomocą sieci ciepłowniczej zasilanej z EC Pruszków zatwierdzona decyzją z dnia 29 lipca 2015 r.,
- taryfa dla Ciepłowni Regaty, do czasu zbycia tego systemu ciepłowniczego do NYSAGAZ, zatwierdzona decyzją z dnia 13 maja 2015 r.,

- taryfy na przesył ciepła sieciami ciepłowniczymi w rejonach: Marsa Park, Annopol, Marynarska, Chełmżyńska i Jana Kazimierza, zatwierdzone decyzją z dnia 18 listopada 2014 r.

W 2016 r. PEC obowiązywały następujące taryfy:

- taryfa dla ciepła zatwierdzona decyzją z dnia 10 czerwca 2015 r.,
- taryfa dla ciepła zatwierdzona decyzją z dnia 15 listopada 2016 r.

W 2016 r. SEJ obowiązywały następujące taryfy:

- taryfa dla ciepła zatwierdzona decyzją z dnia 25 września 2015 r.,
- taryfa dla ciepła zatwierdzona decyzją z dnia 14 października 2016 r.,
- taryfa dla energii elektrycznej 17/16 zatwierdzona decyzją z dnia 22 grudnia 2015 r.

Zgodnie z przepisami przejściowymi do ustawy o efektywności energetycznej, dotychczasowe rozporządzenie taryfowe przestanie obowiązywać nie później niż 31 marca 2018 r. W związku z tym w 2017 r. można spodziewać się zainicjowania prac legislacyjnych nad nowym rozporządzeniem.

Wnioski o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania

W dniu 19 lutego 2013 r. Prezes URE wydał Komunikat nr 2/2013 w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym.

W dniu 30 sierpnia 2013 r. PGNiG złożyło do Prezesa URE wnioski o zwolnienie z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf na sprzedaż gazu ziemnego do przedsiębiorstw energetycznych nabywających go w ramach działalności obrotu paliwami gazowymi. Decyzją z dnia 4 sierpnia 2016 r. Prezes URE zwolnił PGNiG z powyższego obowiązku w zakresie gazu wysokometanowego, jednocześnie odmawiając zwolnienia w zakresie gazu zaazotanowego.

Ponadto w 2013 r. PGNiG wystąpiło do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie obrotu oraz sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego w punkcie wirtualnym na rynku pozagiełdowym (OTC). Ze względu na ustawowe zwolnienie punktu wirtualnego z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, Prezes URE umorzył to postępowanie.

W dniu 10 sierpnia 2015 r. PGNiG wystąpiło do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego do przedsiębiorstw energetycznych nabywających gaz ziemny na potrzeby wykonywania działalności w zakresie przesyłania, dystrybucji, magazynowania, skraplania lub regazyfikacji gazu ziemnego. Decyzją z dnia 4 sierpnia 2016 r. Prezes URE zwolnił Spółkę z tego obowiązku.

W dniu 26 stycznia 2016 r. PGNiG złożyło do Prezesa URE wnioski o zwolnienie z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych w zakresie obrotu gazem ziemnym w postaci skroplonej (LNG). Decyzją z dnia 3 lutego 2016 r. Prezes URE zwolnił PGNiG z powyższego obowiązku.

4.1.2. Europejskie otoczenie regulacyjne

Trzeci Pakiet Energetyczny

W 2016 r., kompleksową regulacją dot. europejskiego rynku gazu był tzw. Trzeci Pakiet Energetyczny. W skład tego Pakietu wchodzi 5 aktów prawnych przyjętych przez instytucje unijne w 2009 r., tj.:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72 (WE) z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE;
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73 (WE) z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE;
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003;
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005;
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER).

Celem Pakietu jest zwiększenie konkurencji na europejskim rynku energii oraz stworzenie rynku wewnętrznego energii poprzez takie mechanizmy jak: rozdzielenie własnościowe, organizację współpracy regulatorów oraz przedsiębiorców działających na rynku energetycznym (ACER, ENTSO-E oraz ENTSO-G) czy wprowadzenie kodeksów sieciowych.

W listopadzie 2016 r. zostało wysłane zaproszenie dla uczestników rynku do składania komentarzy dot. zmian regulacyjnych na rynku gazu ziemnego. Komisja Europejska zamówiła szereg analiz mających wskazać pożądane kierunki rozwoju rynku wewnętrznego gazu. W dniu 16 stycznia 2016 r., PGNiG przekazało swoje propozycje oraz uwagi, wskazując również najistotniejsze ryzyka wynikające z analiz. W 2017 r. należy się spodziewać kontynuacji prac, w tym również publikacji propozycji zmian legislacyjnych przez Komisję Europejską pod koniec 2017 r.

Rozporządzenie SoS

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 994/2010 z dnia 20 października 2009 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego, dalej: Rozporządzenie SoS ma na celu zapobieganie zakłóceń w dostawach gazu ziemnego do państw członkowskich, a w razie wystąpienia – łagodzenie ich skutków.

W tym celu kraje członkowskie, w razie pojawienia się sytuacji niedoboru gazu, mogą ogłosić jedną z trzech sytuacji kryzysowych na swoim terytorium: stan wczesnego ostrzegania, stan alarmowy oraz stan nadzwyczajny. Każdy kolejny poziom stanu kryzysowego pozwala państwu członkowskiemu na podejmowanie działań zmierzających do minimalizacji ryzyka. Grupa odbiorców chronionych, zdefiniowana w przepisach Rozporządzenia SoS, obejmuje wszystkie gospodarstwa domowe podłączone do sieci dystrybucyjnej. Ponadto, każde z krajów członkowskich może rozszerzyć zakres definicji odbiorcy chronionego o małe i średnie przedsiębiorstwa (o ile na tych odbiorców przypada najwyżej 20% ostatecznego zużycia gazu) oraz instalacje ciepłe (pod warunkiem, że dostarczają ciepło do odbiorców chronionych oraz małych i średnich przedsiębiorstw).

Mechanizmy mające zapewnić dostawy gazu ziemnego do odbiorców są określone w „Planach na wypadek sytuacji nadzwyczajnych” oraz „Planach Działań Zapobiegawczych” przyjętych przez państwa członkowskie.

W dniu 16 lutego 2016 r. Komisja Europejska opublikowała nowy projekt Rozporządzenia SoS mającego zastąpić obecnie obowiązujące. W projektowanym akcie prawnym zwiększona została rola regionalnej współpracy w sytuacjach zakłóceń dostaw gazu, a także wprowadzono nowy mechanizm solidarności. Główne ryzyka tego projektu to:

- proponowany model wymiany informacji (mechanizm transparentności),
- wycofanie się z instytucji planów tworzonych na poziomie krajowym na rzecz planów regionalnych.

Od publikacji projektu nowego Rozporządzenia SoS PGNiG informuje stosowne organy władzy publicznej o ryzykach związanych z działalnością PGNiG, a także prezentuje stanowisko GK PGNiG przedstawicielom Komisji Europejskiej i Parlamentu Europejskiego.

W toku prac w Radzie UE i w Parlamencie Europejskim dyskutowano nad ryzykami zidentyfikowanymi przez PGNiG. Kierunek prac Rady UE i Parlamentu Europejskiego wskazują na chęć przynajmniej częściowego ich uwzględnienia. PGNiG będzie monitorować kolejne etapy procedury legislacyjnej.

Rozporządzenie NC TAR

W dniu 30 września 2016 r. przyjęte zostało rozporządzenie Komisji Europejskiej ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu. Zgodnie z informacjami podawanymi przez ACER, publikacja rozporządzenia planowana jest na wiosnę 2017 r. Prace nad przyjęciem niniejszego rozporządzenia były prowadzone od 2011 r.

Celem niniejszego aktu prawnego jest zmniejszanie rozbieżności pomiędzy modelami taryfowymi stosowanymi w poszczególnych państwach członkowskich. Prowadzenie przez Komisję Europejską działań legislacyjnych zmierzających do ujednoczenia struktur taryfowych na poziomie UE ma na celu ułatwienia obrotu o charakterze transgranicznym prowadzonego przez uczestników europejskiego rynku gazu.

GK PGNiG uczestniczyło w konsultacjach publicznych organizowanych przez Komisję Europejską, w ramach których dyskutowany był zakres wpływu nowej regulacji na systemy taryfowe obowiązujące w państwach członkowskich. Głównym celem było zapewnienie, że kształt nowego środowiska regulacyjnego nie wywrze negatywnego skutku na koszty funkcjonowania podmiotów z GK PGNiG.

Rozporządzenie NC CAM

Rozporządzenie Komisji Europejskiej nr 984/2013 z dnia 14 października 2013 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009, dalej: Rozporządzenie NC CAM, ma na celu utworzenie prawidłowo funkcjonujących systemów wzajemnie połączonych sieci przesyłowych, co ma skutkować dalszym rozwojem wewnętrznego rynku energii UE poprzez harmonizację mechanizmów zapewniających przejrzyste i niedyskryminacyjne zasady alokacji zdolności przesyłowych.

Przepisy Rozporządzenia NC CAM znajdują zastosowanie do połączeń międzysystemowych istniejących pomiędzy państwami członkowskimi. W celu zapewnienia równych i niedyskryminacyjnych zasad udostępniania zdolności przesyłowych na tych połączeniach, rozdział przepustowości jest realizowany w formie aukcji organizowanych przez operatorów systemów przesyłowych, w ramach których oferowane są produkty śróddzienne, dobowe, miesięczne, kwartalne oraz roczne.

Jednym z postulatów GK PGNiG podnoszonym w ramach konsultacji organizowanych przez Komisję Europejską było wprowadzenie mechanizmu aukcji na zdolności kwartalne, które odbywają się cztery razy w roku (dotychczas były realizowane raz w roku).

EU ETS

Europejski System Handlu Przydziałami emisji gazów cieplarnianych, dalej: EU ETS, nakłada m.in. obowiązek rozliczania emisji CO₂ oraz reguluje kwestię przydziałów bezpłatnych uprawnień na ciepło i energię elektryczną. Instalacje emitujące gazy cieplarniane (m.in. CO₂) są zobowiązane na mocy dyrektywy ETS do rozliczania swoich emisji uprawnieniami do emisji CO₂ do 30 kwietnia każdego roku za rok miniony. Brak posiadania wymaganej liczby uprawnień do emisji skutkuje nałożeniem na prowadzącego instalację kary w wysokości 100 EUR/tCO₂ oraz konieczność zakupu brakujących uprawnień do ich umorzenia.

Na podstawie dyrektywy EU ETS, instalacje przemysłowe, do których zalicza się ciepłownie i elektrociepłownie, mają prawo do ubiegania się o przydział bezpłatnych uprawnień do emisji. W przypadku instalacji elektroenergetycznych tylko 8 krajów członkowskich, spełniających kryteria określone w dyrektywie EU ETS, mogło wystąpić o przydział bezpłatnych uprawnień do emisji.

Uprawnienia do emisji na ciepło przyznawane są na podstawie produkcji historycznej. Instalacje wytwarzające energię elektryczną mogą otrzymać bezpłatne uprawnienia w zamian za realizację inwestycji przyczyniających się do redukcji emisji CO₂. GK PGNiG zgłosiła do Krajowego Planu Inwestycyjnego 10 inwestycji i w zamian za ich realizację może uzyskać przydziały bezpłatnych uprawnień do emisji.

Prace nad przedstawioną przez Komisję Europejską 15 lipca 2015 r. propozycją nowelizacji dyrektywy EU ETS były kontynuowane w 2016 r. Proponowane przez Komisję zmiany uderzające w instalacje zasilane węglem stanowiły oraz wciąż stanowią zagrożenie dla działalności GK PGNiG, w szczególności w zakresie działalności w sektorze ciepłowniczym. W celu zabezpieczenia interesów GK PGNiG, zgłoszono szereg uwag, w tym między innymi:

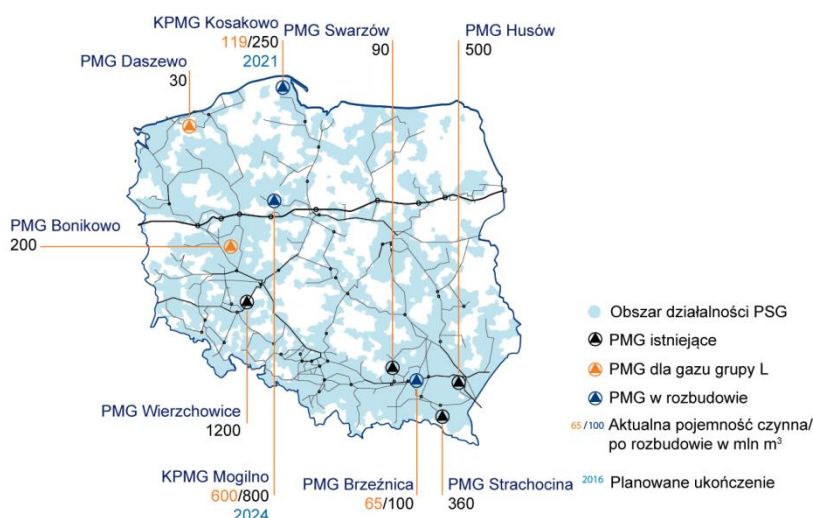
- postulat oparcia alokacji bezpłatnych uprawnień do emisji na podstawie benchmarków paliwowych – takie rozwiązanie byłoby korzystne dla GK PGNiG, w szczególności dla działalności ciepłowniczej, ponieważ jako paliwo podstawowe wykorzystywany jest węgiel. Obecnie przydziały bezpłatnych uprawnień do emisji odbywają się na bazie benchmarku gazowego, biorąc pod uwagę najmniej emisyjne jednostki w UE;
- propozycja wpisania sektora ciepłowniczego do tzw. sektorów narażonych na ryzyko ucieczki emisji, co pozwoliłoby na zastosowanie wobec niego szczególnych rozwiązań zmniejszających obciążenia sektora – GK PGNiG wskazała na ryzyko, że może nastąpić lokalna ucieczka wytwarzania ciepła ze scentralizowanych jednostek należących do systemu EU ETS do obszaru non-ETS, pozbawionego na dzień dzisiejszy opłat za emisję CO₂.

Obecnie proponowane rozwiązania mogą doprowadzić do wzrostu cen uprawnień do emisji, co może negatywnie wpłynąć na działalność GK PGNiG w sektorze elektroenergetycznym i ciepłowniczym.

4.2. Rynek gazu w Polsce

GK PGNiG pełni kluczową rolę na polskim rynku gazu i jako lider odpowiada za utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego kraju. W tym celu podejmuje niezbędne działania, które mają za zadanie zaspokoić systematycznie rosnące zapotrzebowanie na paliwo gazowe. GK PGNiG zapewnia dywersyfikację dostaw poprzez wydobycie złóż krajowych oraz import ze źródeł zewnętrznych. W Polsce PGNiG jest największym importerem i dostawcą gazu ziemnego. Paliwo trafia do kraju przez rozbudowaną sieć systemu przesyłowego, przy czym od 2016 r. system zasilają również dostawy gazu typu LNG. Za pomocą sieci dystrybucyjnych gaz rozpraszany jest do odbiorców końcowych. Krajowy system gazowy uzupełniają magazyny gazu, które służą do pokrywania sezonowych i dobowych niedoborów paliwa gazowego. Natomiast z perspektywy samego obrotu, kluczową rolę pełni Towarowa Giełda Energii, na której PGNiG jest Animatorem Rynku Gazu od listopada 2013 r.

System przesyłowy



Zarządzaniem siecią przesyłową oraz transportem gazu ziemnego siecią przesyłową na terenie całego kraju, w celu ich dostarczenia do sieci dystrybucyjnych (w 96% własność GK PGNiG) oraz do odbiorców końcowych podłączonych do systemu przesyłowego zajmuje się państwowa spółka Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. (OGP GAZ-SYSTEM S.A.). Obecny system przesyłowy składa się z dwóch współpracujących ze sobą systemów, czyli Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT) oraz Krajowego Systemu Przesyłowego (wysokometanowego E i zaazotanowego Lw). Na koniec trzeciego kwartału 2016 r. łączna długość gazociągów systemowych w Polsce wynosiła prawie 12 tys. km. W 2016 r. kontynuowano proces rozwoju krajowych sieci przesyłowych oraz połączeń międzysystemowych.

W 2016 r. na poziomie połączeń międzysystemowych podjęto działania, mające na celu:

- przeprowadzenie testów oraz przekazanie do celów komercyjnych Terminala LNG w Świnoujściu, którym zarządza spółka Polskie LNG S.A., jednostka zależna OGP GAZ-SYSTEM S.A.;
- kontynuowanie prac nad projektami dotyczącymi budowy interkonektorów na granicy z Litwą, Ukrainą, Słowacją oraz Czechami;
- przeprowadzenie konsultacji rynkowych w sprawie Korytarza Norweskiego.

Z punktu widzenia GK PGNiG wartym odnotowania jest fakt zawarcia memorandum pomiędzy PSG oraz OGP GAZ-SYSTEM S.A. w sprawie oceny możliwości przejęcia obiektów systemowych. Podpisana 29 czerwca 2016 r. umowa ma za zadanie uregulować status sieci gazowych w Polsce. Docelowo sieci dystrybucyjne, które obejmują gazociągi o wysokim, średnim i niskim ciśnieniu, będą zarządzane przez operatora systemu dystrybucyjnego – PSG. Natomiast za sieci przesyłowe odpowiedzialność będzie ponosić wyłącznie OGP GAZ-SYSTEM S.A. jako jedyny operator systemu przesyłowego w Polsce. Zgodnie z harmonogramem założenia umowy powinny zostać zaimplementowane w 2017 r.

Mapa aktualnych oraz planowanych transgranicznych punktów wejścia do systemu przesyłowego o znaczeniu strategicznym



źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A. oraz ENTSOG

Przeptyw gazu

W 2016 r. odnotowano wzrost importu paliwa gazowego do Polski, który wyniósł 150,1 TWh (wzrost o 16,8 TWh - 13%), przy czym dostawy ze wschodu wzrosły o 24%, natomiast z UE spadły o 37% w porównaniu do 2015 r. Zdecydowaną większość importowanego surowca (prawie 75% w łącznym przepływie paliwa) dostarczono z kierunku wschodniego. Według danych opublikowanych przez ENTSOG (Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu, ang. the European Network of Transmission System Operators for Gas) największy gazu ziemnego przesłano przez punkt w Drozdowicach. Natomiast z kierunku zachodniego najwyższy przepływ odnotowano w punkcie Mallnow. Dotychczasowe punkty zdawczo-odbiorcze Lasów, Gubin oraz Kamminke zastąpiono jednym punktem o nazwie GCP GAZ-SYSTEM/Ontrans. Dodatkowo w 2016 r. odnotowano pierwsze dostawy gazu w postaci skroplonej, sprowadzanej drogą morską do gazoportu w Świnoujściu. Największą dynamikę wzrostu r/r zaobserwowano na punkcie wyjścia w Hermanowicach (granica polsko-ukraińska), gdzie eksport paliwa gazowego wzrósł o 557%.

Przepływy gazu na krajowych punktach wejścia/wyjścia

Punkt wejścia/wyjścia (w TWh)	2016	2015	Δ r/r
Dostawy z UE	26,92	42,67	-37%
w tym Lasów, Gubin (GCP)	4,85	8,03	-40%
w tym Cieszyn	0,06	0,18	-66%
w tym Mallnow	22,01	34,45	-36%
Dostawy ze Wschodu	112,08	90,65	24%
w tym Drozdowicze	48,09	39,03	23%
w tym Tietierowka	0,80	0,79	2%
w tym Kondratki	28,15	23,70	19%
w tym Wysokoje	35,04	27,14	29%
Regazyfikacja LNG	11,14	-	-
Eksport na Ukrainę (głównie Hermanowice)	10,24	1,56	557%
Łączny przepływ	150,14	133,32	13%

źródło: ENTSOG

LNG w Polsce

W 2016 r. działalność komercyjną rozpoczął Terminal LNG im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. Terminal LNG wraz z infrastrukturą powstał przy udziale czterech głównych podmiotów: OGP GAZ-SYSTEM S.A., Polskie LNG S.A. (spółka w 100% zależna od OGP GAZ-SYSTEM S.A.), Urzędu Morskiego w Szczecinie oraz Zarządu Morskich Portów Szczecin i Świnoujście. Pierwszy etap inwestycji umożliwia odbiór 5 mld m³ gazu zimnego rocznie. W przypadku wzrostu zapotrzebowania na tego typu paliwo gazowe istnieje możliwość zwiększenia zdolności wysyłkowej terminala nawet do 7,5 mld m³, bez konieczności powiększania terenu, na którym zlokalizowano inwestycję.

Jednorazowy transport LNG drogą morską może dostarczyć ok. 210 tys. m³ LNG, co odpowiada ok. 126 mln m³ gazu ziemnego. Finalny produkt regazyfikacji trafia do krajowego systemu przesyłowego za pomocą tłoczni gazu w Goleniowie, która zlokalizowana jest ponad 80 km od gazoportu. Oprócz tego LNG jest transportowane cysternami do zakładów lub stacji regazyfikacyjnych zlokalizowanych na terenie całej Polski.

PGNiG traktuje dostawy LNG jako jeden ze środków zapewnienia bezpieczeństwa oraz dywersyfikacji źródeł dostaw gazu. Spółka zarezerwowała ok. 60% mocy, umożliwiających odbiór i regazyfikację około 2,5 mln ton LNG, czyli nieco ponad 3 mld m³ rocznie przez okres najbliższych 20 lat.

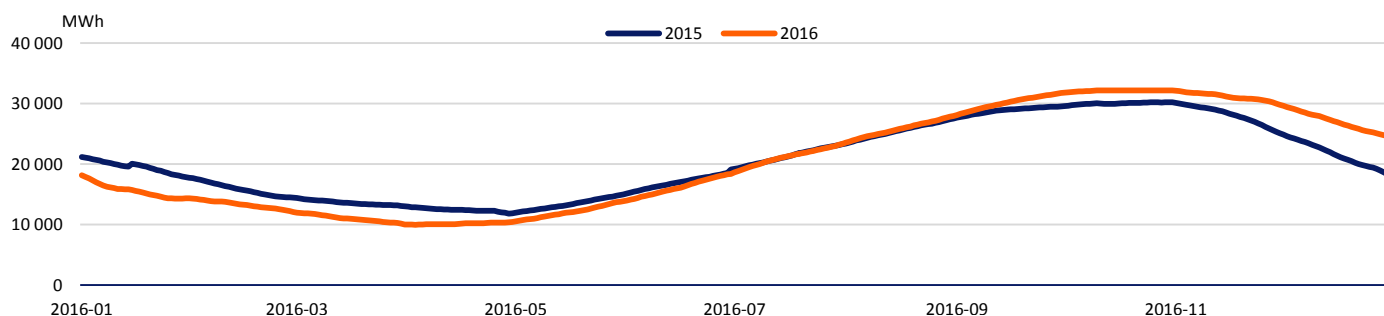
System dystrybucyjny

W obszarze dystrybucyjnym działa jeden duży operator systemu dystrybucyjnego – PSG (spółka GK PGNiG) i kilkudziesięciu mniejszych operatorów systemu dystrybucyjnego, działających lokalnie, których sieci przyłączone są do PSG lub operatora systemu przesyłowego OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Magazynowanie gazu

PGNiG jest właścicielem wszystkich podziemnych magazynów gazu w Polsce. Średni dzienny pobór gazu z polskich magazynów w pierwszym kwartale 2016 r. wyniósł 90 GWh/dobę, prawie dokładnie tyle, co w roku poprzednim. W ostatnim dniu marca ubiegłego roku polskie magazyny były w 30% pełne, co oznacza, że znajdowało się w nich około 10 TWh gazu. W 2016 r. średnie załadowanie gazu do magazynów w Polsce wynosiło 135 GWh/dobę, o 22 GWh/dobę więcej niż w 2015 r. Przed rozpoczęciem sezonu zimowego w Polsce magazyny były wypełnione w ponad 98%.

Stan napełnienia magazynów w Polsce w latach 2015-2016.



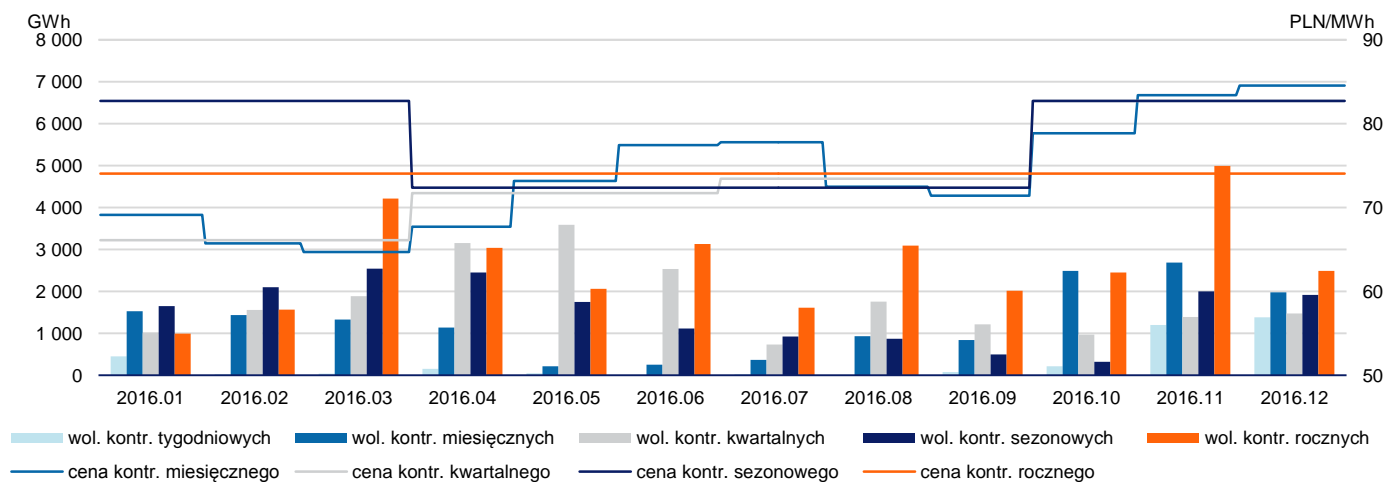
źródło: GIE - Gas Infrastructure Europe

Towarowa Giełda Energii

PGNiG jest liderem rynku gazu w obrocie giełdowym na TGE.

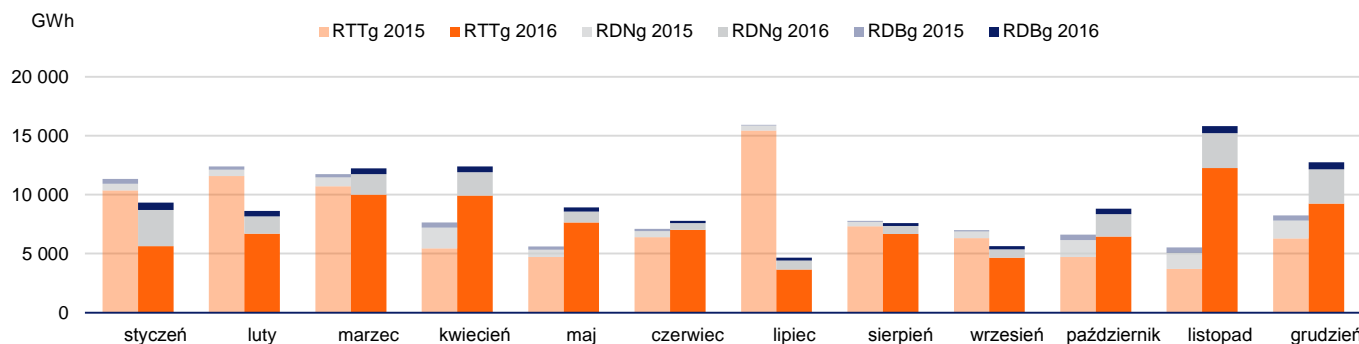
2016 r. był rekordowym pod względem wielkości wolumenu w obrocie gazem ziemnym na TGE, który wyniósł 114,5 TWh i był o 7,1 % wyższy niż w 2015 r. Na Rynku Dnia Następnego i Bieżącego gazu (RDNiBg, potocznie z języka angielskiego - rynek spot) odnotowano wolumen na poziomie 24,6 TWh, czyli o 76,5% więcej r/r. Najbardziej dynamiczny wzrost nastąpił na Rynku Dnia Następnego (RDNg), gdzie sprzedaż wzrosła o 87,4% do poziomu 19,6 TWh. Nieznacznie spadł (-3,3% r/r) obrót na Rynku Terminowym Towarowym (RTTg) i na koniec 2016 r. odnotowano obrót w wielkości 89,9 TWh. Warto zaznaczyć, że udział instrumentów terminowych w ogólnym obrocie na rynku gazu ziemnego wyniósł prawie 78,5%. Dynamika wzrostu obrotu na instrumentach spot świadczy o postępującej liberalizacji rynku i zwiększonej aktywności nowych uczestników, którzy wykorzystują transakcje natychmiastowe do bilansowania portfela gazu w krótkim terminie.

Zestawienie wolumenów i cen poszczególnych kontraktów terminowych na gaz ziemny notowanych na TGE w 2016 roku.



Opracowanie własne na podstawie danych z TGE. Ceny poszczególnych kontraktów RTTg obliczone są na podstawie średniego kursu instrumentu terminowego ważonego wolumenem.

Wolumen obrotu gazem ziemnym na TGE w 2015 i 2016 r.

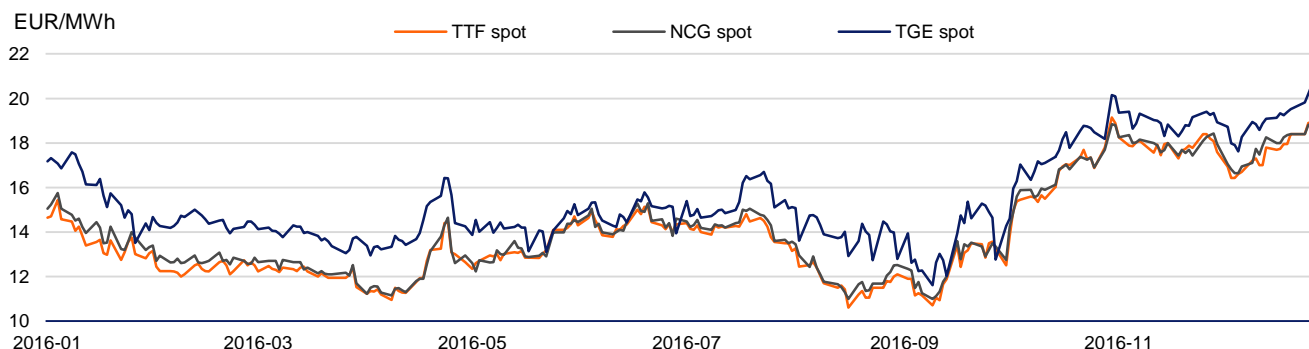


Opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

Na koniec 2016 r. 127 podmiotów aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym - niemal dwukrotnie więcej niż w roku ubiegłym. Natomiast 197 firm posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi, o 20 więcej niż w roku poprzednim.

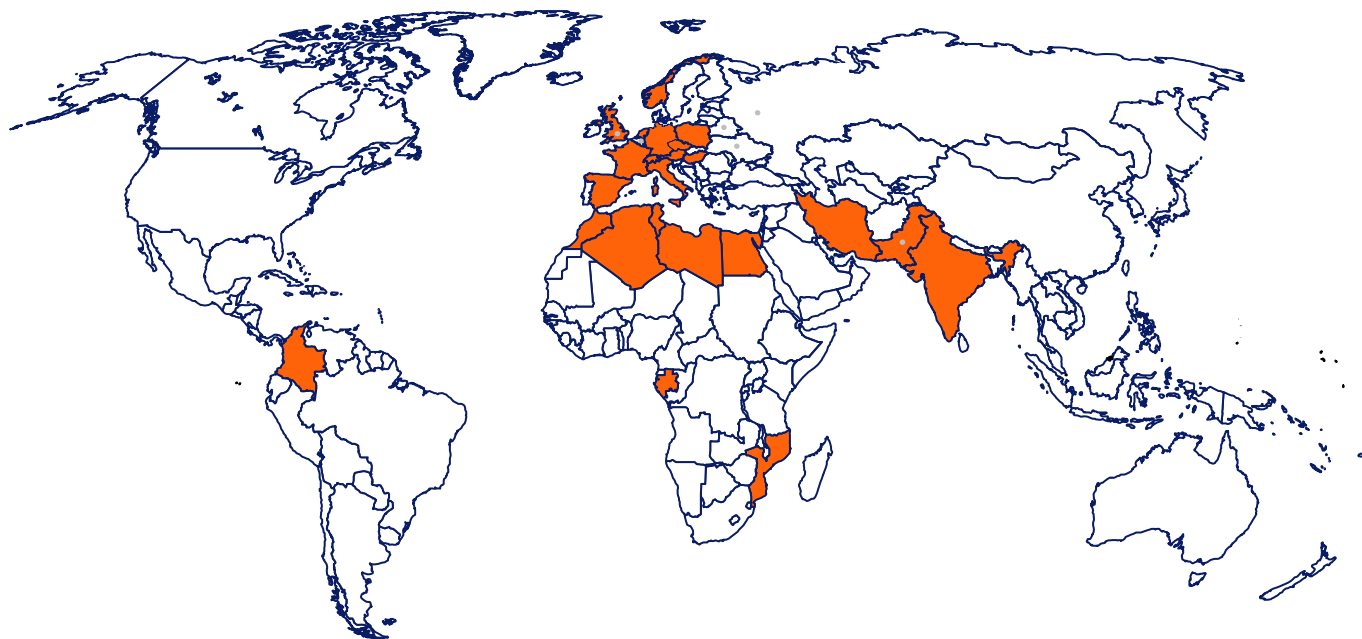
W 2016 r. cena spot gazu w Polsce wyniosła średnio 67,37 PLN/MWh, czyli o 24% mniej niż w roku poprzednim. Ceny gazu w Polsce były silnie skorelowane z cenami gazu w Niemczech i innych rynkach zachodnioeuropejskich. Różnica pomiędzy spotowymi cenami na TGE a niemieckim rynkiem Gaspool spadła z poziomu 1,39 EUR/MWh w 2015 r. do poziomu 1,34 EUR/MWh w 2016 r. Największe różnice między cenami na tych rynkach odnotowano w pierwszym kwartale 2016 r.

Cena gazu ziemnego spot na giełdzie TGE, TTF i NCG w 2016 r.



Źródło: Bloomberg

5. Działalność operacyjna w 2016 roku



- Obszary działalności spółek z GK PGNiG
- Zagraniczne przedstawicielstwa i oddziały PGNiG

Sprzedaż gazu ziemnego ogółem poza GK PGNiG mln m ³	2016		2015		2014		2013		2012	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	
Gaz wysokometanowy (E)	22 899	13 580	21 653	12 276	17 322	14 970	13 723			
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	1 373	909	1 295	875	1 252	1 202	1 156			
RAZEM (przeliczony na E)	24 273	14 489	22 948	13 151	18 574	16 173	14 879			

5.1. Segment Poszukiwanie i Wydobycie

Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania oraz wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Prace te segment prowadzi we własnym zakresie oraz we współpracy z partnerami na podstawie umów o wspólnych operacjach.

5.1.1. Segment w liczbach

Wybrane dane finansowe segmentu	2016		2015		2014		2013		2012	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG		
Przychody ze sprzedaży ogółem	4 291	2 765	4 855	3 011	6 071	6 185	4 325			
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG, w tym:	2 776	1 601	3 148	1 844	4 346	4 580	3 121			
- gazu wysokometanowego i zaazotowanego	517	501	553	561	573	577	550			
- ropy naftowej, kondensatu i NGL	1 606	907	1 945	1 057	2 654	2 757	1 263			
- usługi geofizyczne, geologiczne i wiertnicze	429	-	382	-	761	833	915			
Przychody między segmentami	1 515	1 164	1 707	1 167	1 725	1 605	1 204			
EBITDA	1 285	657	2 426	1 242	3 143	3 381	1 966			
EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości aktywów	2 056	1 374	2 980	1 788	3 812	3 908	2 161			

Wydobycie gazu ziemnego GK PGNiG mln m ³	2016		2015		2014		2013		2012	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	1 918	1 401	2 027	1 454	1 876	1 890	1 608			
w Polsce	1 401	1 401	1 454	1 454	1 457	1 550	1 608			
<i>Oddział PGNiG w Zielonej Górze</i>	-	-	-	-	-	-	-			
<i>Oddział PGNiG w Sanoku</i>	1 401	1 401	1 454	1 454	1 457	1 550	1 608			
w Norwegii	517	-	573	-	419	340	-			
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	2 540	2 540	2 564	2 564	2 627	2 692	2 710			
w Polsce	2 481	2 481	2 513	2 513	2 569	2 667	2 710			
<i>Oddział PGNiG w Zielonej Górze</i>	2 422	2 422	2 441	2 441	2 490	2 574	2 626			
<i>Oddział PGNiG w Sanoku</i>	59	59	72	72	80	87	84			
w Pakistanie - Oddział PGNiG w Pakistanie	59	59	52	52	58	25	-			
RAZEM (przeliczony na E)	4 458	3 941	4 591	4 018	4 503	4 582	4 317			

Sprzedaż gazu ziemnego z segmentu poza GK PGNiG mln m ³	2016		2015		2014		2013		2012	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	77	53	54	52	33	36	39			
w Polsce	53	53	52	52	33	36	39			
w Norwegii	24	-	1	-	-	-	-			
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	703	703	684	684	738	683	651			
w Polsce	645	645	633	633	682	658	651			
w Pakistanie	58	58	51	51	56	25	-			
RAZEM (przeliczony na E)	780	756	737	736	771	719	690			

Ropa naftowa* w GK PGNiG tys. ton	2016		2015		2014		2013		2012	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Wydobycie ropy naftowej*	1 318	763	1 428	765	1 207	1 099	492			
w Polsce	763	763	765	765	789	815	492			
<i>Oddział PGNiG w Zielonej Górze</i>	719	719	719	719	742	766	442			
<i>Oddział PGNiG w Sanoku</i>	44	44	46	46	47	49	50			
w Norwegii	555	-	664	-	418	283	-			
Sprzedaż ropy naftowej*	1 347	754	1 391	772	1 169	1 106	485			
z wydobycia w Polsce	754	754	772	772	780	809	485			
z wydobycia w Norwegii	593	-	619	-	389	297	-			

* razem z kondensatem i NGL

5.1.2. Strategia w segmencie

Wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwania i wydobycia

Głównym celem w tym segmencie jest utrzymanie stabilnego wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej w kraju oraz wzrost wydobycia węglowodorów ze złóż krajowych i zagranicznych łącznie do poziomu 50-55 mln boe do 2022 r. W 2016 r. GK PGNiG wydobyla łącznie 4 458 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego wydobycie ze złóż krajowych wyniosło 3 882 mln m³, a z zagranicznych 576 mln m³ oraz 1 318 tys. ton ropy naftowej (łącznie z kondensatem i NGL), z czego wydobycie ze złóż krajowych wyniosło 763 tys. ton, a z zagranicznych 555 tys. ton.

W Polsce PGNiG prowadziło intensywnie prace przyczyniające się do odkrycia i udokumentowania nowych złóż węglowodorów. W 2016 r. na podstawie odkryć z poprzednich lat udokumentowano 13,3 mln boe zasobów. Ponadto odkryto 10 nowych złóż, które będą udokumentowane w kolejnych latach.

Na koniec 2016 r. GK PGNiG posiadała łącznie zasoby gazu ziemnego w wysokości 609 mln boe, z czego zasoby w Polsce wyniosły 498 mln boe, a zagraniczne 111 mln boe oraz ropy naftowej i kondensatu NGL w wysokości 161 mln boe, z czego zasoby w Polsce wyniosły 126 mln boe, a z graniczne 35 mln boe.

W Polsce GK PGNiG kontynuowało prace poszukiwawczo-rozpoznawcze złóż typu „shale gas” na swoich najbardziej perspektywicznych koncesjach (region Pomorski). Dotychczasowe efekty prac niestety nie potwierdziły wstępnych szacunków i prognoz dotyczących potencjału zasobów gazu z łupków. Pod koniec 2016 r. dalsze prace zostały wstrzymane. Zdobyte w tym obszarze doświadczenie PGNiG wykorzysta w głębszych otworach i trudniejszych technicznie strukturach geologicznych.

Wspólnie z Państwowym Instytutem Geologicznym - Państwowym Instytutem Badawczym, PGNiG kontynuowano projekt badawczy wykorzystania technologii szczelinowania do pozyskania metanu z pokładów węgla kamiennego, jeszcze przed rozpoczęciem eksploatacji samego węgla. > [Więcej informacji – pkt 3.5](#)

GK PGNiG prowadziła również prace poszukiwawczo-wydobywcze na swoich koncesjach zagranicznych w Norwegii i Pakistanie.

Po zniesieniu sankcji gospodarczych i finansowych nałożonych na Iran przez USA i UE GK PGNiG obserwuje i analizuje otwierające się możliwości. Rynek irański może mieć ogromny potencjał, nie tylko w zakresie działalności poszukiwawczej i wydobywczej PGNiG, ale również dla usług specjalistycznych prac serwisowych świadczonych przez spółki GK PGNiG.

W dniu 5 listopada 2016 r. PGNiG i National Iranian Oil Company podpisały w Teheranie list intencyjny w sprawie współpracy na złożu ropy naftowej Soumar. Zasoby geologiczne złoża Soumar wynoszą ok. 475 mln boe. Analiza geologiczno-złożowa potrwa ok. 6 miesięcy. Dopiero po tej analizie PGNiG podejmie decyzję o ewentualnej inwestycji.

GK PGNiG analizowała również szereg potencjalnych celów akwizycyjnych za granicą, jednak żaden z nich nie spełnił oczekiwań, co do jakości aktywów jak i ceny zakupu.

5.1.3. Działalność w Polsce

Koncesje krajowe na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego

Według stanu na 1 stycznia 2016 r. PGNiG było w posiadaniu 59 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Wg stanu na 31 grudnia 2016 r. PGNiG posiadało 48 koncesji. W trakcie 2016 r. uzyskano 4 decyzje przekształcające w koncesje na poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego. Do 31 grudnia 2016 r. złożono łącznie 27 wniosków o przekształcenie koncesji. Prowadzono również 16 postępowań o zmianę koncesji oraz 47 postępowań w zakresie zatwierdzenia projektów robót geologicznych/dodatki do projektów. Jednocześnie nie przedłużono bądź zrezygnowano z 7 obszarów koncesyjnych.

Prowadzone prace

W 2016 r. PGNiG zajmowało się poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie Karpat, Przedgórze Karpat i na Niżu Polskim zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Na obszarach koncesyjnych PGNiG prace wiertnicze w kraju prowadzone były w 19 otworach, w tym: 12 poszukiwawczych oraz 7 otworach rozpoznawczych.

Z 19 otworów realizowanych głębokość końcową osiągnęło 17 otworów w tym: 10 poszukiwawczych oraz 7 rozpoznawczych.

Na koniec grudnia 2016 r. wyniki złożowe uzyskano z 14 odwiertów (10 poszukiwawczych i 4 rozpoznawczy), w tym 2, których wiercenie zakończono w 2015 r.

Mapa koncesji i odwiertów



W 2016 r. 12 otworów (poszukiwawczych i rozpoznawczych) zakwalifikowano jako otwory pozytywne: 8 poszukiwawczych i 4 rozpoznawcze. W 2 odwiertach poszukiwawczych nie uzyskano przemysłowego przyływu węglowodorów i odwierty te zostały zlikwidowane.

W 2016 r. 9 otworów eksploatacyjnych zakwalifikowano jako otwory pozytywne. W tym okresie zlikwidowane zostały 3 odwierty.

W 2016 r. wykonane były również rekonstrukcje, zabiegi intensyfikacyjne i testy złożowe w otworach: 4 otworach badawczych, 3 otworach poszukiwawczych, 2 otworach rozpoznawczych i 4 otworach eksploatacyjnych.

Nowe złoża w Sanoku podłączone do eksploatacji w 2016 r. to Draganowa (odwiert Draganowa-1), nowy element na złożu Husów-Albigowa-Krasne - element Siedlecza (eksploatacja w ramach próbnej eksploatacji) – odwierty: Siedlecza-2, -3, -7K i Markowice (odwierty: Markowice-3K, -4, -5).

Nowe złoża w Zielonej Górze podłączone do eksploatacji w 2016 r. to: Gajewo (odwiert Gajewo-1), Połęczko (eksploatacja w ramach próbnej eksploatacji) i Karmin (eksploatacja w ramach próbnej eksploatacji).

6 nowych odwiertów zostało podłączonych w 2016 r. na złożach już eksploatowanych: 5 w Sanoku (Lubliniec-13, Rzeszów-20K, Pruchnik-27, Przemyśl-281K, Smolarzyny-7) i 1 w Zielonej Górze (Brońsko-26H). Na 2 złożach eksploatacja została zakończona.

Liczba kopalni	Sanok	Zielona Góra
Kopalnie gazu ziemnego	18	11
Kopalnie ropy naftowej	5	2
Kopalnie ropy naftowej i gazu ziemnego	13	5
Razem	36	18

Rafinerie zlokalizowane w Polsce przerabiają ok. 26 mln ton ropy naftowej rocznie. PGNiG z produkcją ropy na poziomie 750 tys. ton w 2016 r. posiada około 20% udział w wydobyciu tego surowca w Polsce. W przypadku gazu ziemnego PGNiG posiada około 90% udział w wydobyciu w Polsce.

Wydobycie gazu ziemnego w Polsce

Wydobycie gazu ziemnego w Polsce mln m ³	2016		2015		2014		2013		2012	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	1 401	1 401	1 454	1 454	1 457	1 550	1 608			
<i>Oddział PGNiG w Zielonej Górze</i>	-	-	-	-	-	-	-			
<i>Oddział PGNiG w Sanoku</i>	1 401	1 401	1 454	1 454	1 457	1 550	1 608			
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	2 481	2 481	2 513	2 513	2 570	2 661	2 710			
<i>Oddział PGNiG w Zielonej Górze</i>	2 422	2 422	2 441	2 441	2 490	2 574	2 626			
<i>Oddział PGNiG w Sanoku</i>	59	59	72	72	80	87	84			
Razem (przeliczony na E)	3 882	3 882	3 967	3 967	4 027	4 211	4 317			

Wydobycie ropy naftowej w Polsce (wraz z frakcjami)

Wydobycie ropy naftowej* w Polsce tys. ton	2016		2015		2014		2013		2012	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
<i>Oddział PGNiG w Zielonej Górze</i>	719	719	719	719	742	766	442			
<i>Oddział PGNiG w Sanoku</i>	44	44	46	46	47	49	50			
Razem	763	763	765	765	789	815	492			

* razem z kondensatem i NGL

Wydobycie pozostałych produktów

tys. ton	2016		2015		2014		2013		2012	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Gaz propan-butan	37	37	35	35	32	30	23			
LNG	26	26	25	25	30	32	28			
mln m³										
Hel	3	3	3	3	3	3	3			

Współpraca z innymi podmiotami

W 2016 r. PGNiG współpracowało z innymi podmiotami na obszarach koncesyjnych PGNiG, FX Energy Poland Sp. z o.o., LOTOS Petrobaltic S.A. i ORLEN Upstream Sp. z o.o. Ponadto, we współpracy z innymi podmiotami, PGNiG prowadziła prace poszukiwawcze w Pakistanie i Norwegii.

Współpraca w Polsce

Na koncesjach PGNiG kontynuowane były prace na obszarach:

- „Płotki” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 12 maja 2000 r.; udziały wynoszą: PGNiG (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 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 24,5%, „Calenergy Resources Poland” Sp. z o.o. – 24,5%. Na obszarze PTZ kontynuowano prace związane z likwidacją kopalni gazu ziemnego Zaniemyśl;
- „Poznań” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2004 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%. Na obszarze zakończono budowę kopalni gazu Karmin i kontynuowano budowę kopalni gazu Miłosław. Rozpoczęto również wiercenie otworu poszukiwawczego Miłosław-5K/H oraz zakończono wiercenie otworu poszukiwawczego Paruchów-1K, który z uwagi na brak przyływu węglowodorów został zlikwidowany;
- „Bieszczady” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2007 r.; udziały wynosiły: PGNiG (operator) – 51%, Eurogas Polska Sp. z o.o. – 24% i Energia Bieszczady Sp. z o.o. – 25%; w dniu 20 lipca 2015 r. ORLEN Upstream Sp. z o.o. objęła 49% udziałów w blokach koncesyjnych numer: 437, 438, 456, 457, 458 oraz we fragmentach bloków 416, 417 i 436 należących do Eurogas Polska Sp. z o.o. i Energia Bieszczady Sp. z o.o. i tym samym została stroną umowy o wspólnych operacjach. Na obszarze zakończono przetwarzanie i interpretację danych sejsmicznych 2D Hoczew-Lutowiska. Rozpoczęto prace sejsmiczne projektu Wańkowa-Bandrów 3D oraz wiercenie otworu poszukiwawczego

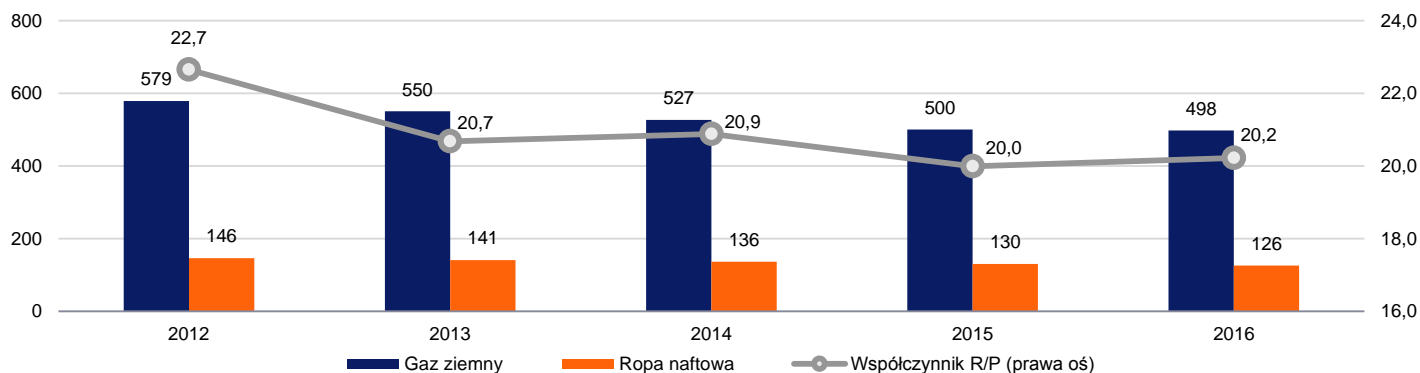
Pisarowce-1. W 2016 r. rozpoczęto również wiercenie otworu poszukiwawczego Poraż Południe-1 i połowe prace sejsmiczne projektu Barycz-Paszowa 2D;

- „Sieraków” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 22 czerwca 2009 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, ORLEN Upstream Sp. z o.o. – 49%. Na obszarze trwają prace formalno-prawne i wyznaczono alternatywne lokalizacje otworów Sieraków H1 i Sieraków H2;
- „Kamień Pomorski” na podstawie umowy z dnia 14 sierpnia 2013 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, LOTOS Petrobaltic S.A. – 49%. Wystąpiono z wnioskiem o przekształcenie koncesji w łączną poszukiwawczo-rozpoznawczo-wydobywczą. Rozpoczęto prace związane z przygotowaniem terenu pod otwór Stawno 1;
- „Górowo Iławieckie” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 31 grudnia 2014 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, LOTOS Petrobaltic S.A. – 49%. W 2016 r. kontynuowano prace analityczne;
- Prace na koncesjach należących do FX Energy Poland Sp. z o.o. prowadzone były na obszarze „Warszawa-Południe” (blok 255) na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 26 maja 2011 r. Udziały FX Energy Poland Sp. z o.o. (operator) wynoszą 51%, a PGNiG – 49%.

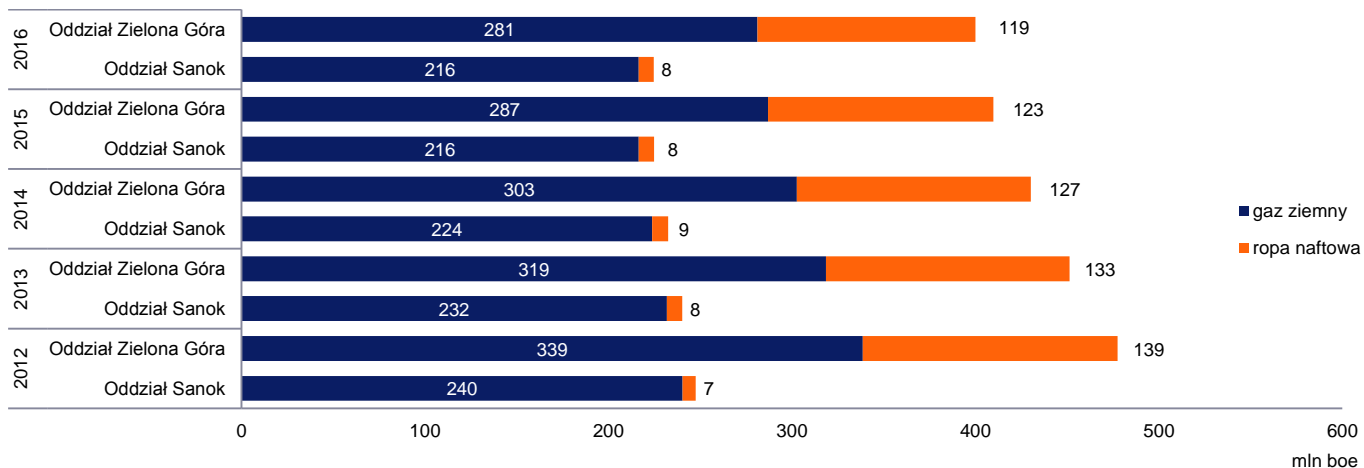
[Współpraca za granicą](#) > [Więcej informacji – pkt 5.1.4](#)

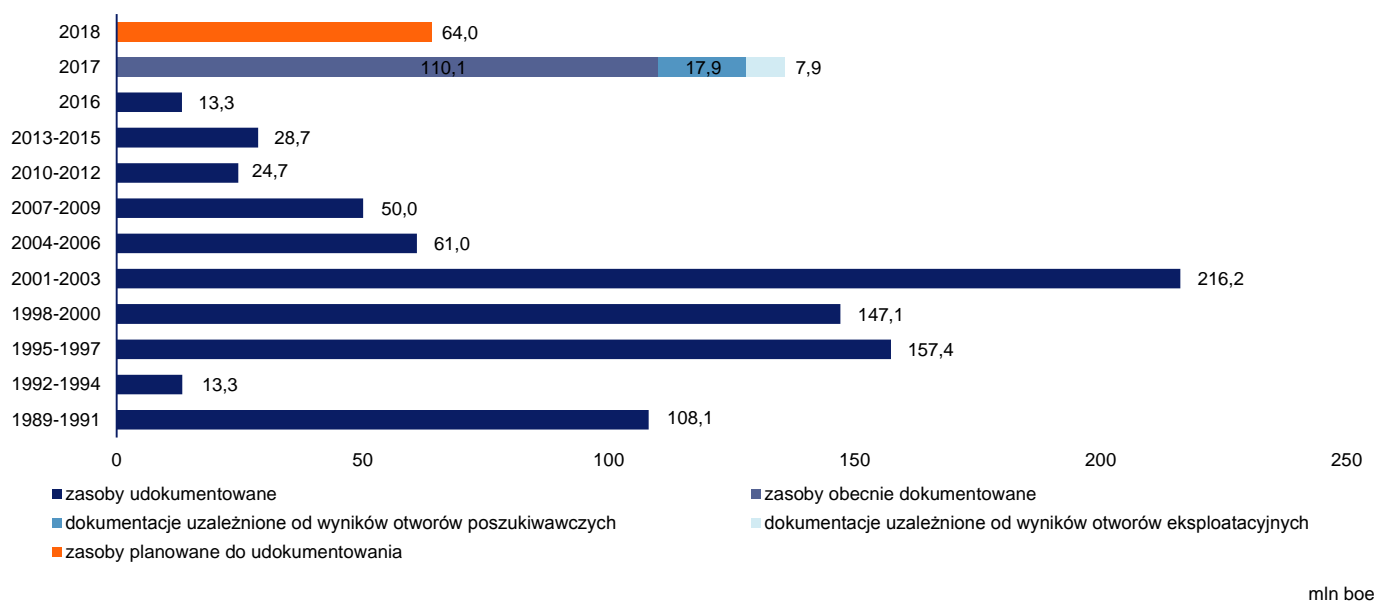
Udokumentowane zasoby wydobywalne w Polsce w latach 2012-2016

mln boe



PGNiG - zasoby wydobywalne





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.

Poniższa tabela przedstawia sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego bezpośrednio ze złóż w Polsce (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy).

Sprzedaż gazu ziemnego w Polsce z segmentu poza GK PGNiG mln m ³	2016		2015		2014		2013		2012	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG		
Gaz wysokometanowy (E)	53	53	52	52	33	36	39			
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	644	644	633	633	682	658	651			
Razem (przeliczony na E)	697	697	685	685	715	695	690			

W obszarze handlu ropą naftową PGNiG w 2016 r. kontynuowało swoją dotychczasową politykę sprzedażową współpracując z największymi podmiotami sektora paliwowego w Polsce i za granicą.

Kolejowe dostawy ropy naftowej (64% sprzedaży) były realizowane do Grupy LOTOS – Rafineria w Gdańsku oraz do spółki Orlen Południe Zakład Trzebinia (Grupa PKN Orlen). Transportem samochodowym (6% sprzedaży) PGNiG dostarczało surowiec do Orlen Południe Zakład Jedlicze. W 2016 r. dostawy ropy były realizowane również transportem rurociągowym (30% sprzedaży) do firmy TOTSA TOTAL Oil Trading S.A. przy wykorzystaniu ropociągu PERN. Sprzedaż ropy naftowej w PGNiG jest oparta o rynkowe notowania cen tego surowca. Ropa typu Brent w 2016 r. średnio kosztowała 43,74 USD za baryłkę przy rozpiętości cen między 30 USD/bbl w styczniu, a 55 USD/bbl w grudniu 2016 r.

Ropa naftowa* w Polsce w GK PGNiG tys. ton	2016		2015		2014		2013		2012	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG		
Oddział PGNiG w Zielonej Górze	719	719	719	719	742	766	442			
Oddział PGNiG w Sanoku	44	44	46	46	47	49	50			
Wydobycie ropy naftowej*	763	763	765	765	789	815	492			
Sprzedaż ropy naftowej* z wydobycia w Polsce	754	754	772	772	780	809	485			

*razem z kondensatem

Prace sejsmiczne

W 2016 r. m.in. GEOFIZYKA Toruń i GEOFIZYKA Kraków w likwidacji wykonały 168,5 km sejsmiki 2D i 576,7 km² sejsmiki 3D. Do największych projektów 2D i 3D realizowanych w ciągu roku należy zaliczyć projekty Korczowa 2D (76,5 km), Hoczew-Lutowiska 2D (60,9 km) oraz Przemysł 3D (164,6 km²) i Wańkowa-Bandrów 3D (120,5 km²).

Podziemne magazyny gazu

W systemie gazowniczym PGNiG funkcjonują dwa magazyny gazu grupy L (PMG Daszewo i PMG Bonikowo), których głównymi zadaniami jest regulowanie pracy systemu gazu zaazotowanego oraz zagospodarowanie gazu z kopalń gazu zaazotowanego.

Podstawowe parametry podziemnych magazynów gazu

Podziemne Magazyny Gazu (PMG)	Pojemność czynna	Maksymalna moc odbioru	Maksymalna moc zatłaczania
	mln m ³	mln m ³ /dobę	mln m ³ /dobę
Bonikowo	200	2,4	1,7
Daszewo	30	0,4	0,2

W 2016 r. została złożona Ministrowi Środowiska oferta na udzielenie koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie złóż metanu z pokładów węgla na obszarze „Międzyrzecze”. Postępowanie przetargowe zostało zakończone, a oferta PGNiG została uznana za najkorzystniejszą (aktualnie oczekiwane jest wydanie decyzji koncesyjnej).

Podsumowanie procesu poszukiwania gazu łupkowego

Pomimo braku sukcesu geologicznego w dotychczasowych poszukiwaniach złóż niekonwencjonalnych typu shale na obszarze Polski, pozyskano umiejętności wykorzystania nowych technologii wiercenia i udostępniania do eksploatacji formacji uznawanych dotychczas za nieproduktywne głównie ze względu na bardzo słabe własności zbiornikowe.

Uwarunkowania geologiczne na obszarze Polski sprawiają, że istnieje konieczność rozwoju poszukiwań węglowodorów w formacjach, które dotychczas nie były eksploatowane na szeroką skalę, głównie ze względu na ograniczenia technologiczne. Wiedza uzyskana w trakcie trwania programu poszukiwania złóż niekonwencjonalnych typu shale otwiera możliwości eksploracji i eksploatacji gazu z formacji typu tight (gaz zaciśnięty) oraz z pokładów węgla (CBM). Obecnie prowadzone projekty w Karpatach (np. Siedlecza – tight gas) czy na Górnym Śląsku (Gilowice – metan z pokładów węgla) są na to dowodem. Należy w tym miejscu zwrócić uwagę na fakt, że udostępnienie nowych horyzontów (tight) do eksploatacji w projektach Siedlecza i Kramazówka dało wymierne efekty w postaci zwiększenia zasobów gazu.

Stosowane na szeroką skalę wiercenia kierunkowe i horyzontalne w połączeniu z nowoczesnymi metodami udostępniania stref złożowych o niskiej lub bardzo niskiej przepuszczalności, są coraz częściej wykorzystywane i otwierają nowe perspektywy na pozyskanie nowych obszarów do prospekcji naftowej w Polsce. Zastosowanie systemu „Daily Rate” w procesie wiercenia dało możliwości przyciągnięcia do Polski najnowszych technologii. Otwarcie się na szeroki rynek usług pozwoliło specjalistom PGNiG na zapoznanie się z tymi technologiami i pozyskanie umiejętności ich praktycznego zastosowania.

Opis wyników zaangażowania kapitałowego w Polską Grupę Górniczą Sp. z o.o.

Na podstawie Umowy Inwestycyjnej zawartej w dniu 28 kwietnia 2016 r. pomiędzy: Węglokoks S.A., PFR Funduszem Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycji Zamkniętych Aktywów Niepublicznych, Towarzystwem Finansowym SILESIA Sp. z o.o., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o., PGNiG TERMIKA, Polską Grupą Górniczą Sp. z o.o. (PGG), PGNiG TERMIKA jako nowy wspólnik PGG, zobowiązała się wspólnie z pozostałymi inwestorami dokonać inwestycji finansowej na łączną kwotę 1 800 mln zł, przy czym zaangażowanie PGNiG TERMIKA wyniosło 500 mln zł.

W ramach inwestycji, podwyższenie kapitału zakładowego PGG, objęcie i opłacenie nowoutworzonych udziałów nastąpiło w trzech transzach:

- pierwsza transza w kwocie 1 300 mln zł (PGNiG TERMIKA 361 mln zł) została wpłacona dnia 29 kwietnia 2016 r.,
- druga transza w kwocie 300 mln zł (PGNiG TERMIKA 83 mln zł) została wpłacona dnia 3 listopada 2016 r.,
- trzecia transza w kwocie 200 mln zł (PGNiG TERMIKA 56 mln zł) została wpłacona dnia 1 lutego 2017 r.

Na dzień Sprawozdania, po wpłacie trzeciej transzy, struktura udziałów w kapitale zakładowym PGG kształtuje się następująco:

1. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. – 17,1%,
2. ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o. – 17,1%,
3. PGNiG TERMIKA – 17,1%,
4. PFR Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycji Zamkniętych Aktywów Niepublicznych – 10,3%,
5. Towarzystwo Finansowe SILESIA Sp. z o.o. – 13,7%,
6. Węglokoks S.A. – 24,6%,
7. Skarb Państwa – 1 Udział – 0,000004%.

PGNiG TERMIKA traktuje inwestycję w PGG, jako długoterminową inwestycję finansową. Założenia, w oparciu o które podjęto decyzję o inwestycji zakładają uzyskanie w perspektywie długoterminowej istotnego wzrostu rentowności sprzedaży węgla, głównie poprzez optymalizację kosztów jego produkcji. PGG realizuje obecnie zaakceptowane przez Inwestorów Biznes Plan oraz Plan Techniczno-Ekonomiczny, określające planowane działania z zakresu poprawy wydajności oraz restrukturyzacji przedsiębiorstwa.

Celem zwiększenia kontroli, a tym samym prawdopodobieństwa powodzenia inwestycji, PGNiG TERMIKA w dniu 17 czerwca 2016 r. zawarło z pozostałymi Inwestorami Porozumienie powołujące Komitet Inwestorów. Przedmiotem działań Komitetu jest uzgadnianie wspólnego stanowiska w zakresie decyzji dotyczących PGG oraz efektywnych sposobów sprawowania nadzoru właścicielskiego.

PGG w okresie inwestycji rozpoczęło i kontynuuje restrukturyzację organizacyjną oraz realizuje działania optymalizacyjne mające na celu zwiększenie efektywności operacyjnej.

5.1.4. Działalność zagraniczna

Wydobycie gazu ziemnego za granicą mln m ³	2016		2015		2014		2013		2012	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	517	-	573	-	419	-	340	-	-	-
w Norwegii	517	-	573	-	419	-	340	-	-	-
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	59	59	52	52	58	58	25	25	-	-
Oddział PGNiG w Pakistanie	59	59	52	52	58	58	25	25	-	-
Razem (przeliczony na E)	577	59	624	52	477	477	365	365	-	-

Sprzedaż poza GK PGNiG mln m ³	2016		2015		2014		2013		2012	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	24	-	1	-	-	-	-	-	-	-
w Norwegii	24	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	58	58	51	51	56	56	25	25	-	-
Oddział PGNiG w Pakistanie	58	58	51	51	56	56	25	25	-	-
RAZEM (przeliczony na E)	83	58	52	51	56	56	25	25	-	-

Ropa naftowa * tys. ton	2016		2015		2014		2013		2012	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Wydobycie w Norwegii	555	-	664	-	418	-	283	-	-	-
Sprzedaż w Norwegii	593	-	619	-	389	-	297	-	-	-

* razem z i NGL

Norwegia

PGNiG UI posiada udziały w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, zlokalizowanych na Morzach Norweskim, Północnym i Barentsa. Wspólnie z partnerami zajmuje się wydobywaniem węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje i Vale oraz zagospodarowaniem złóż Snadd i Gina Krog. Na pozostałych koncesjach spółka realizuje projekty poszukiwawcze. Głównym aktywem PGNiG UI jest złożo Skarv, zagospodarowane przy pomocy pływającej jednostki produkcyjnej FPSO. Jednostka ta stanowi własność udziałowców koncesji, w tym PGNiG PUI, i zakłada się, że będzie kontynuowała pracę przez najbliższe 20 lat. Pozostałe złoża (Morvin, Vilje i Vale) obejmują zespół odwiertów, które zostały podłączone do istniejącej infrastruktury wydobywczej.

W 2016 r. ze złóż Skarv, Morvin, Vilje i Vale spółka wydobyla 555 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami (w przeliczeniu na tonę ekwiwalentu ropy naftowej) i 517 mln m³ gazu ziemnego. Wydobywanie ze złóż było wyższe niż planowano. Większe wolumeny zanotowano głównie dzięki wysokiej sprawności instalacji wydobywczych. Dodatkowo, zwiększenie wydobywania na złożu Skarv uzyskano dzięki zastosowaniu techniki wydobywania polegającej m.in. na równoczesnym zatłaczaniu gazu ziemnego do złoża w celu zwiększenia współczynnika szczypania ropy naftowej.

W 2016 r. PGNiG UI razem z partnerami kontynuowała zagospodarowanie złóż Gina Krog i Snadd. W ramach prac realizowanych na złożu Gina Krog prowadzono wiercenia otworów eksploatacyjnych. Dodatkowo, w stoczni firmy Samsung w Korei Południowej, ukończono prace budowlane na instalacji napowierzchniowej do odbioru ropy i gazu ziemnego. Instalacja ta została przetransportowana do Norwegii i zainstalowana nad złożem Gina Krog. Obecnie trwa przygotowanie do rozpoczęcia produkcji, która powinna zostać uruchomiona w 2017 r. Ponadto w 2016 r. wybrana została koncepcja zagospodarowania złoża Snadd.

Preferowany scenariusz inwestycyjny zakłada wykonanie trzech nowych odwiertów produkcyjnych i uruchomienie wydobycia od 2020 r.

PGNiG UI wspólnie z partnerami kontynuowała również prace na pozostałych koncesjach poszukiwawczych. PGNiG UI prowadziła m.in. ocenę perspektywiczności koncesji PL702, PL703, PL707, PL756 i PL799. Po wynikach przeprowadzonych analiz geologiczno-ekonomicznych podjęto decyzję o zwolnieniu koncesji PL702, PL707, PL756 i PL799 bez wiercenia otworu.

W 2016 r. zostały rozstrzygnięte kolejne rundy koncesyjne APA 2015 (Awards in Predefined Areas) oraz 23. Runda Koncesyjna, w wyniku których PGNiG UI otrzymała udziały w 5 nowych koncesjach poszukiwawczych.

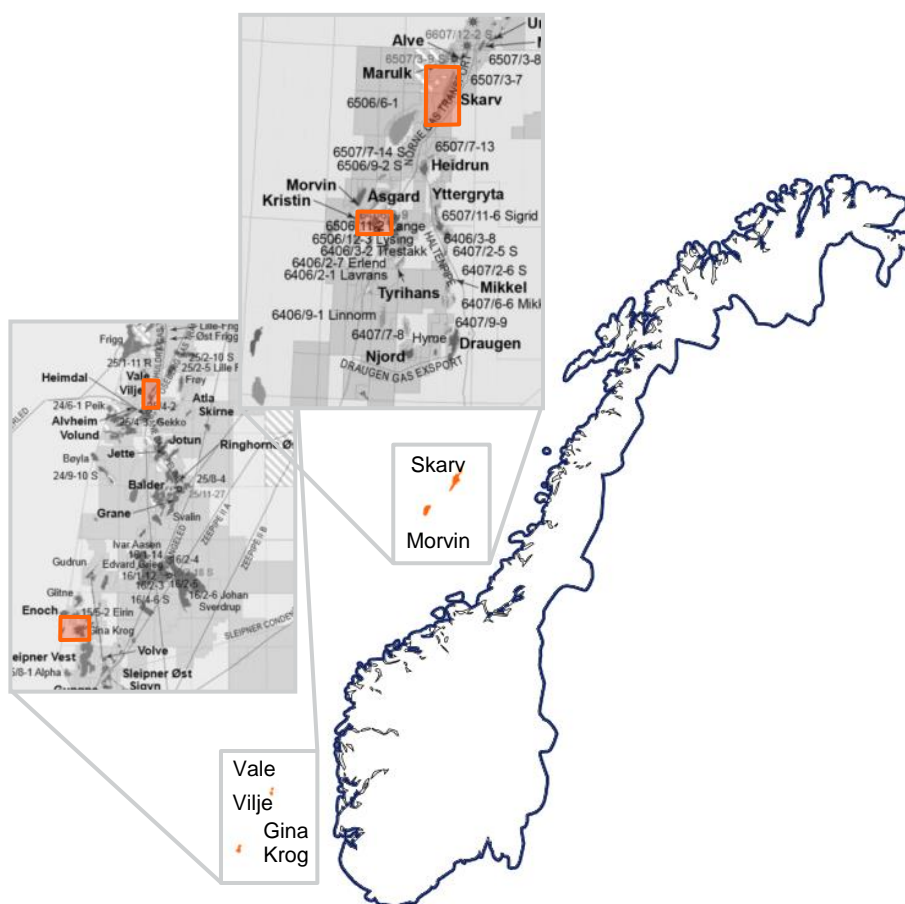
W ciągu 2-3 lat, partnerzy koncesyjni wykonają stosowne analizy geologiczne i geofizyczne, których celem będzie dokładne oszacowanie potencjału naftowego objętych koncesjami obszarów. Po tym okresie zostaną podjęte decyzje o wierceniu otworów poszukiwawczych lub zwolnieniu koncesji bez wykonywania wierceń (drill or drop decision).

Na dzień 31 grudnia 2016 r. PGNiG UI posiadała udziały w 17 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w tym w 2 operatorskich. Ponadto, 17 stycznia 2017 r. rząd Norwegii przyznał spółce dwie nowe koncesje, w następstwie rozstrzygnięcia rundy koncesyjnej APA 2016, a PGNiG UI zostało operatorem jednej z nich. Partnerzy koncesyjni mają dwa lata na nabycie stosownych danych sejsmicznych oraz wykonanie analiz geologicznych i geofizycznych. Po tym okresie zostaną podjęte decyzje o wierceniu otworów poszukiwawczych.

Nowe koncesje charakteryzują się potencjałem gazowym, co jest bezpośrednio związane z planami dotyczącymi importu gazu z Norwegii do Polski. Obie koncesje są zlokalizowane w pobliżu istniejącej infrastruktury produkcyjnej i gazociągów, co zdecydowanie ułatwia i przyspiesza proces inwestycyjny.

Na dzień Sprawozdania PGNiG UI posiada udziały w 18 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych w Norwegii, w tym w trzech jako operator. Wykaz koncesji na koniec 2016 r.

Mapa złóż produkcyjnych PGNiG UI



Koncesja	Operator	Udział PGNiG UI	Rodzaj	Planowane działania
PL029C (Gina Krog)	Statoil	~30 % w koncesji (8% w projekcie Gina Krog)	Poszukiwawcza / zagospodarowanie	Zagospodarowanie (produkcja od 2017), poszukiwania
PL036D (Vilje)	Det norske	~24%	Produkcja	Produkcja
PL036 (Vale)	Centrica	~24%	Poszukiwawcza / produkcja	Produkcja
PL249 (Vale)				
PL134B (Morvin)	Statoil	6 %	Produkcja	Produkcja
PL134C (Morvin)				
PL212 (Skarv)	BP	15 % (~12% w projekcie)	Poszukiwawcza / zagospodarowanie / produkcja	Produkcja, planowane zagospodarowanie, poszukiwania
PL212B (Skarv)				
PL262 (Skarv)				
PL212E (Snadd Outer)	BP	15%	Poszukiwawcza	Możliwe włączenie do Snadd
PL703 (Asterix S/Loki)	OMV	40%	Poszukiwawcza	DoD* lipiec 2017
PL813 (Elli)	Statoil	8%	Poszukiwawcza	DoD luty 2018
Op.PL838 (Tunfisk/Shrek)	PGNiG	40%	Poszukiwawcza	DoD luty 2018
PL839 (Nise/Storkobbe)	BP	~12%	Poszukiwawcza	DoD luty 2018, Interpretacja sejsmiki
PL850 (Ulv)	Edison	20%	Poszukiwawcza	DoD luty 2019
PL856 (Princesse)	Capricorn	25%	Poszukiwawcza	DoD lipiec 2018

*Drill or Drop – decyzja o dalszym zaangażowaniu w projekt i odwierceniu otworów poszukiwawczych lub zrezygnowanie z koncesji

Złoże Skarv rozpoczęło produkcję w grudniu 2012 r. Głównymi partnerami PGNiG UI w ramach projektu są światowej klasy firmy wydobywcze BP (24% Operator), Statoil (~36%), E.ON (~28%). Proces inwestycyjny obejmował budowę platformy Skarv FPSO, która jest przygotowana do produkcji gazu oraz ropy, a także magazynowania ropy naftowej. Skarv został zagospodarowany 16 odwiertami podłączonymi do pięciu podmorskich płyt fundamentowych. Był jedną z największych norweskich inwestycji w latach 2007-2012. Płyty fundamentowe są przegotowane do podłączenia kolejnych 7 odwiertów, co zapewnia dużą elastyczność do dalszych prac związanych z licencją Skarv. Skarv FPSO ma założony długi okres użytkowania – platforma stanowi atrakcyjne centrum wydobywczemu transportowe dla kolejnych odkryć w regionie.

Złoże Snadd – złożo gazowo-kondensatowe odkryte w ramach obszaru licencyjnego Skarv. Składa się ono z trzech odkryć Snadd South (2000), Snadd North (2010) and Snadd Outer (2012). Test produkcyjny rozpoczęty w 2011 r. wskazuje na ponadprzeciętne właściwości zbiornikowe i produkcyjne złoża. Zakłada się podłączenie 6 dodatkowych odwiertów do Skarv FPSO z wykorzystaniem obecnie istniejącej infrastruktury do dalszego przesyłu. Rozpoczęcie właściwej fazy inwestycyjnej planowane jest na drugi kwartał 2017 r. Obecnie zakłada się rozpoczęcie produkcji między 2018 a 2024 r. (sekwencyjne uruchamianie odwiertów).

Zasoby Skarv i Snadd: 51,1 mln boe, w tym 35,0 mln boe gazu ziemnego i 16,1 mln boe ropy naftowej + NGL

Złoże Morvin zlokalizowane na obszarze Morza Norweskiego zostało odkryte w 2001 r. Plan zagospodarowania złoża został opracowany w 2008 r. a eksploatację rozpoczęto w sierpniu 2010 r. Wydobyte realizowane jest poprzez dwie płyty fundamentowe na dnie morza (North oraz South). Wspólny rurociąg łączy Morvin z platformą Åsgard B. Złoże charakteryzuje się bardzo stabilnym i przewidywalnym profilem produkcji.

Zasoby: 1,8 mln boe, w tym 0,6 mln boe gazu ziemnego i 1,2 mln boe ropy naftowej + NGL

Złoże Vilje jest usytuowane w centralnej części Morza Północnego. W sąsiedztwie złoża znajdują się instalacje Alvheim oraz Heimdal. Złoże zagospodarowane jest metodą podmorską z trzema odwiertami połączonymi rurociągami z pływającą platformą "Alvheim FPSO". Eksploatacja złoża rozpoczęła się w sierpniu 2008 r. Ostatni odwiert (Vilje South) został włączony do eksploatacji 7 kwietnia 2014 r.

Zasoby ropy naftowej: 4,6 mln boe

Gina Krog to złożo ropno-gazowe. Plan zagospodarowania dla złoża został zatwierdzony w czerwcu 2013 r. Początek eksploatacji zaplanowany został na kwiecień 2017 r. Koncepcja zagospodarowania złoża zakłada budowę nowej platformy (konstrukcja stalowa) oraz wykorzystanie pływającej jednostki do magazynowania ropy naftowej. Ropa naftowa transportowana będzie tankowcami z pośrednim przeładunkiem na morzu. Surowy gaz przesyłany będzie na platformę Sleipner, a po przeróbce ekspediowany do gazociągu Gassled. Kondensat oraz NGL przesyłane będą do instalacji Kårstø w Norwegii. Projekt jest obecnie na zaawansowanym etapie zagospodarowania, przeprowadzane są kolejne odwierty poszukiwawcze.

Zasoby: 18,2 mln boe, w tym 6,0 mln boe gazu ziemnego i 12,6 mln boe ropy naftowej + NGL

Złoże Vale jest złożem gazowo-kondensatowym zlokalizowanym na obszarze Morza Północnego, Złoże Vale zostało odkryte w 1991 r. Plan zagospodarowania dla złoża opracowano w 2000 r. Eksploatację złoża rozpoczęto w 2002 r. W najbliższych latach zakłada się zwiększony poziom produkcji ze złoża Vale w związku z ostatnimi inwestycjami dokonanymi w ramach platformy Heimdal.

Zasoby: 2,3 mln boe, w tym 1,4 mln boe gazu ziemnego i 0,9 mln boe ropy naftowej

Sprzedaż

Ropa naftowa sprzedawana jest bezpośrednio ze złóż spółkom Shell International Trading and Shipping Company Ltd (ze złóż Skarv, Vilje i Vale) i TOTSA Total Oil Trading SA (ze złoża Morvin). Na wszystkich złożach, z wyjątkiem Vilje, wraz z ropą naftową wydobywany jest również gaz ziemny, który przesyłany jest gazociągiem głównie do Niemiec, gdzie odbiera go spółka PST.

W 2016 r. PUI sprzedało 593 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami (w przeliczeniu na tonę ekwiwalentu ropy naftowej) i 517 mln m³ gazu ziemnego, w tym 24 mln m³ poza GK PGNiG.

Rynkami zbytu dla PGNiG UI są głównie Norwegia, Niemcy i Wielka Brytania.

Pakistan

PGNiG prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar, zawartej 18 maja 2005 r. pomiędzy PGNiG a rządem Pakistanu. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd. (PPL), zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG (operator) – 70%, PPL – 30%. W toku dotychczasowych prac poszukiwawczych na terenie koncesji odkryto dwa złoża gazu ziemnego Rehman i Rizq.

Zasoby gazu ziemnego: 11,3 mld m³ (Rehman) i 3,8 mld m³ (Rizq)

Zgodnie z koncepcją wspólnego zagospodarowania złóż Rehman i Rizq, w listopadzie 2016 r. zakończono odwiert Rehman-2. Natomiast 17 listopada rozpoczęto wiercenie otworu Rehman-3. W 2016 r. kontynuowano również budowę gazociągu, za pomocą którego 7 listopada udostępniono do produkcji zlokalizowany na złożu Rizq odwiert Rizq-1. Złoże produkuje z otworu Rizq -1 w ramach długotrwałego testu produkcyjnego. Gaz pochodzący z testu jest sprzedawany do pakistańskiego systemu gazowniczego. Przy pomocy tego samego gazociągu zostanie udostępniony odwiert Rehman-2. Eksploatacja ze złóż Rehman i Rizq prowadzona jest za pomocą kopalni na złożu Rehman. W połowie roku rozpoczęto prace przygotowawcze do wiercenia kolejnych 4 otworów (2 eksploatacyjnych, 1 rozpoznawczego i 1 poszukiwawczego). Równocześnie w ramach dalszych prac poszukiwawczo-dokumentacyjnych zakończono realizację nowego zdjęcia sejsmicznego 3D. Ponadto Spółka kontynuowała eksploatację odwiertów Rehman-1 i Hallel X-1.

W 2017 r. w Pakistanie PGNiG kontynuować będzie wiercenie otworu Rehman-3 oraz rozpocznie wiercenie otworów Rehman-4 i Rizq – 2. W kolejnych latach, w ramach koncesji Kirthar, Spółka będzie prowadziła prace związane ze stopniową rozbudową mocy instalacji wydobywczych i rozwiercaniem złóż Rehman i Rizq. Ponadto PGNiG planuje kontynuację prac poszukiwawczych na obszarze 3 potencjalnych złóż: N2, W1 i W2. Równoległe prowadzone są starania o uzyskanie koncesji poszukiwawczej Baran Block, bezpośrednio sąsiadującej z koncesją Kirthar.

Libia

Wobec gwałtownego pogorszenia się sytuacji bezpieczeństwa w Libii, jakie miało miejsce w połowie 2014 r., POGC Libya w dniu 12 sierpnia 2014 r. notyfikowała National Oil Corporation (NOC) Siłę Wyższą i rozpoczęła ograniczanie działalności operacyjnej. W listopadzie 2015 roku zawarto z NOC porozumienie (*Interim Agreement*), w którym zapisano, że umowa EPSA nie wygaśnie nawet jeśli stan siły wyższej utrzyma się przez okres dłuższy niż dwa lata od daty jej notyfikacji. W 2016 r. w Libii podjęto działania na rzecz stabilizacji poprzez zaangażowanie wspólnoty międzynarodowej w koordynację działań pokojowych zmierzających do wyboru jednego rządu. W 2016 r. całkowita produkcja ropy w Libii wzrosła z około 200 tys bbl/d we wrześniu do poziomu 700 tys. bbl/d w grudniu.

Przez cały okres 2016 r. POGC Libya prowadziła działania zmierzające do ograniczenia wpływu siły wyższej na projekt. Wszelkie działania w tym zakresie zostały uzgodnione z NOC. W ramach realizowanych działań prowadzone były analizy danych sejsmicznych oraz weryfikacja perspektywiczności licencji LC113. Dodatkowo zabezpieczano aktywa zgromadzone w Libii: zarówno biura, wyposażenia wglębnego znajdującego się w magazynie jak i magazynu rdzeni pochodzących z dwóch odwiertów A1 i B1 wykonanych na przełomie 2013 i 2014 r.

Niemcy

Prace na wydzielonej części koncesji Lubben we wschodnich Niemczech w landzie Brandenburgia prowadzone były na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 4 sierpnia 2015 r. Partnerami PGNiG (36% udziałów) w przedsięwzięciu są Central European Petroleum GmbH (39% udziałów i operatorstwo koncesji) oraz austriacka firma Rohöl-Aufsuchungs AG (25% udziałów). W I półroczu 2016 r. zakończono wiercenie otworu poszukiwawczego Markische Heide-1 i rozpoczęto analizę uzyskanych danych

w celu podjęcia decyzji o ewentualnej lokalizacji potencjalnego obiektu pod wiercenie. Wobec znacznych rozbieżności w interpretacji danych sejsmicznych oraz zwiększonego ryzyka poszukiwawczego, PGNiG zdecydowało się na wycofanie z dalszej współpracy na wydzielonej części koncesji.

Iran

W dniu 5 listopada 2016 r. zostało podpisane Memorandum of Understanding i Confidentiality Agreement z National Iranian Oil Company (NIOC) dotyczące współpracy na złożu ropy naftowej Soumar, należącym do irańskiej spółki córki NIOC – Iranian Central Oil Fields Company. Do końca marca 2017 r. PGNiG opracuje na bazie otrzymanych od strony irańskiej danych, koncepcję zagospodarowania złoża. Po jej akceptacji przez stronę irańską (NIOC), i po uzyskaniu zgody, będzie możliwe przystąpienie do dalszych prac związanych z negocjacjami ewentualnego kontraktu.

Prace sejsmiczne

W zakresie akwizycji danych sejsmicznych w 2016 r. GK PGNiG prowadziła prace na terenie Węgier, Włoch, Algierii, Mozambiku, Tunezji, Egiptu oraz Maroko. W zakresie przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych w 2016 r. GK PGNiG prowadziła prace na terenie Gabon, Niemiec, Francji, Belgii, Włoch, Algierii, Szwajcarii, Pakistanu, Indii, Hiszpanii oraz Kolumbii. W zakresie geofizyki wiertniczej i pomiarów parametrów wiertniczo-gazowych w 2016 r. GK PGNiG prowadziła prace na terenie Niemiec.

5.1.5. Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne

W 2016 r. nakłady inwestycyjne PGNiG w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie wyniosły 830 mln zł i były o 16% niższe od nakładów poniesionych w 2015 r. W przypadku poszukiwań nakłady poniesiono głównie na wykonanie otworów rozpoznawczych (55 mln zł) i otworów poszukiwawczych (239 mln zł), z czego 57 mln zł przeznaczono na odwierty Wysin i Lubocino i 26 mln zł na odwiert Tyczyn. Na prace sejsmiczne i geofizyczne wydatkowano 94 mln zł, z czego ponad 66 mln zł na wykonanie sejsmiki 3D.

W przypadku wydobywania w 2016 r. wydatkowano m.in. 210 mln zł na odwiercenie otworów eksploatacyjnych i 178 mln zł na zagospodarowanie złóż. Wśród najważniejszych projektów wydobywawczych można wymienić wiercenie i zagospodarowanie złoża Przemysł (56 mln zł), zagospodarowanie złoża Radoszyn (37 mln zł), wiercenie i zagospodarowanie złoża Kamień Mały (25 mln zł) oraz odzysk helu z gazu na złożu Kościan-Brońsko (24 mln zł).

Pozostałe prace w Polsce

Projekty zakończone w 2016 r. w Polsce:

- zagospodarowanie 12 odwiertów (nakłady poniesione w 2016 r. 20,3 mln zł),
- zagospodarowanie 2 złóż (nakłady poniesione w 2016 r. 18,2 mln zł),
- budowa instalacji do odzyskania helu (nakłady poniesione w 2016 r. 24,8 mln zł).

Projekty w trakcie realizacji w Polsce:

- zagospodarowanie 60 odwiertów (nakłady poniesione w 2016 r. 12,3 mln zł),
- zagospodarowanie 10 złóż (nakłady poniesione w 2016 r. 56,9 mln zł),
- prace intensyfikacyjne i podnoszące jakość wydobywanych węglowodorów (nakłady poniesione w 2016 r. 11,7 mln zł).

Projekty w trakcie realizacji za granicą

W 2016 r. nakłady inwestycyjne poniesione w Norwegii wyniosły 343 mln zł. W 2016 r. PGNiG UI razem z partnerami kontynuowała zagospodarowanie złóż Gina Krog i Snadd. Do wiercenia otworów poszukiwawczych i produkcyjnych na projekcie Gina Krog wykorzystywana jest nowa platforma wiertnicza Maersk, która rozpoczęła prace na złożu w październiku 2015 r. Ponadto w 2016 r. wykonano większość prac związanych z budową platformy wydobywawczej. Uruchomienie wydobywania ze złoża Gina Krog planowane jest na 2017 r. W dalszym ciągu prowadzone są prace poszukiwawcze. Na złożu Snadd prowadzone są prace projektowe w zakresie wyboru optymalnego scenariusza inwestycyjnego. Jednocześnie prowadzony jest długoterminowy test produkcyjny, który pozwoli na uzyskanie dalszych informacji geologicznych pozwalających na bardziej optymalne zagospodarowanie złoża. W 2017 r. planowane jest przedstawienie do urzędu oficjalnego planu zagospodarowania złoża.

Nakłady inwestycyjne poniesione w Pakistanie w 2016 r. wyniosły 98 mln zł i były o 81% wyższe niż w 2015 r.

5.1.6. Perspektywy rozwoju

Prognozowane wydobywanie w Polsce na 2017 r. i 2018 r. to 3,8 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) rocznie oraz odpowiednio 745 tys. i 840 tys. ton ropy. Włączenie do eksploatacji nowych odwiertów na złożach Barnówko-Mostno-Buszewo oraz Lubiatów-Międzychód-Grotów pozwoli na zwiększenie wydobywania ropy naftowej w 2018 r. Planowane prace w obszarze wydobywania w Polsce na 2017 r. obejmują zagospodarowanie i podłączenie 22 nowych odwiertów oraz rozbudowę 2 obiektów – w Dębnie i w Grodzisku.

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG UI kontynuować będzie, jako partner, wydobycie węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje i Vale oraz zagospodarowanie złóż Snadd i Gina Krog. PGNiG UI będzie również prowadzić działania zmierzające do zapewnienia stabilnych, przewidywalnych i długoterminowych dostaw gazu do Polski. Obejmują one zarówno analizy w zakresie budowy infrastruktury umożliwiającej fizyczne sprowadzenie norweskiego gazu do Polski, jak i potencjalne akwizycje złóż gazowych w Norwegii. Prognoza produkcji z obecnie posiadanych udziałów w złożach w Norwegii wynosi w 2017 r. 0,5 mld m³ gazu ziemnego i 571 tys. ton ropy naftowej (wraz z NGL), a w 2018 r. - 0,5 mld m³ gazu ziemnego i 579 tys. ton ropy naftowej (wraz z NGL).

Ponadto PGNiG UI planuje pozyskanie nowych obszarów koncesyjnych przez udział w corocznych rundach koncesyjnych APA oraz normalnych rundach koncesyjnych (Licence Round) organizowanych co 2-3 lata. Spółka nie wyklucza pozyskiwania nowych obszarów koncesyjnych w procesie odkupienia udziałów od innych firm naftowych w obszarach interesujących spółkę lub przez wymianę udziałów pomiędzy własnymi koncesjami a obszarami interesującymi spółkę. W przyszłości spółka nie wyklucza uczestnictwa, jako partner, w wierceniach prowadzonych na tzw. głębokim morzu (poniżej 1 000 m) oraz w strefie arktycznej. Wynika to między innymi z faktu posiadania udziałów w koncesji w tzw. Basenie Vøring na szelfie Morza Norweskiego (PL703), gdzie głębokość wody morskiej przekracza 1 000 m i dwóch koncesji na Morzu Barentsa (PL850 i PL856).

W obszarze badań sejsmicznych planowane prace na 2017 r. obejmują akwizycję danych sejsmicznych 2D (2 projekty) i 3D (1 projekt) w Polsce oraz akwizycję danych sejsmicznych 2D (2 projekty w Mozambiku i Myanmarze) i 3D (8 projektów w Niemczech, Austrii, Egipcie, Tunezji, Algierii, Myanmarze i we Włoszech) poza granicami kraju.

5.2. Segment Obrót i Magazynowanie

Podstawową działalność segmentu stanowi obrót gazem ziemnym. Segment sprzedaje w Polsce gaz wydobywany ze złóż krajowych i gaz importowany, a GK PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Poprzez spółki PGNiG Sales and Trading GmbH (sprzedaż hurtowa) i PST Europe Sales GmbH (sprzedaż detaliczna), GK PGNiG dynamicznie rozwija swoją działalność w Niemczech i Austrii w obszarach sprzedaży hurtowej i sprzedaży dla klientów końcowych. 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 Brzeżnicy, Husowie, Mogilnie, Strachocinie, Swarzowie, Wierzchowicach i Kosakowie.

5.2.1. Segment w liczbach

mln m ³	2016		2015		2014		2013		2012	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Przychody ze sprzedaży ogółem	28 180	15 578	31 742	16 798	28 825	25 659	23 713			
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG, w tym:	27 740	14 011	31 274	15 223	28 367	25 341	23 353			
- gazu wysokometanowego i zaazotowanego	25 644	12 461	29 413	14 042	26 555	24 392	23 148			
Przychody ze sprzedaży między segmentami	440	1 592	468	1 575	458	318	360			
EBITDA	1 410	1 395	623	352	764	170	487			
EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości aktywów	1 437	1 422	627	355	822	183	496			

Sprzedaż gazu ziemnego poza GK PGNiG mln m ³	2016		2015		2014		2013		2012	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	22 822	13 527	21 600	12 224	17 289	14 934	13 684			
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	671	207	612	192	514	519	505			
RAZEM (przeliczony na E)	23 493	13 734	22 211	12 415	17 802	15 453	14 189			
w tym:										
PGNiG	13 734		12 415		12 834		13 865			
PGNiG OD	7 246		7 483		3 209		-			
PST	2 511		2 311		1 760		324			

5.2.2. Strategia w segmencie

Utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym)

Sprzedaż

GK PGNiG rozszerzyła portfel odbiorców gazu ziemnego, poprzez wzmocnienie obecności na rynkach ościennych. W dniu 4 sierpnia 2016 r. podpisano umowę z ukraińską spółką ERU Trading na dostawy gazu ziemnego dla odbiorców przemysłowych.

Dodatkowo PGNiG zawarło nowe kontrakty na sprzedaż gazu w kraju. Kolejne umowy to efekt konsekwentnie realizowanej polityki wysokiej jakości sprzedaży oraz dostosowania oferty do potrzeb klientów. W dniu 1 lipca 2016 r. PGNiG rozpoczęło sprzedaż gazu na platformie brokerskiej InfoEngine.

PGNiG konsekwentnie dostosowuje się do zmian potrzeb i oczekiwań odbiorców końcowych, oferując programy rabatowe, które spotkały się z dużym zainteresowaniem i pozytywnym odbiorem przez największych klientów, przynosząc oczekiwane efekty. W przypadku obrotu detalicznego nowe umowy na dostawy gazu zawarte w 2016 r. dadzą około 566 mln m³ gazu ziemnego (przy kalkulacji za cały okres obowiązywania umowy, część klientów zawiera umowy dłuższe niż rok).

W dniu 1 września 2016 r. została uruchomiona oferta „dual fuel” dla klientów indywidualnych (oferta Prąd i Gaz - PiG). W okresie wrzesień – grudzień 2016 PGNiG OD z sukcesem zrealizowała zakładany poziom sprzedaży w ramach oferty PiG. Do końca roku umowę podpisało ponad 13,1 tys. klientów. Otwarte zostały m.in. nowe placówki obsługi klienta w atrakcyjniejszych lokalizacjach – w największych centrach handlowych. Oprócz tego rozwijane są kanały samoobsługowe – e-BOK. Rosnąca efektywność służb sprzedażowych oraz stale rozwijane portfolio produktów przełożyło się na odzyskanie wcześniej utraconych i pozyskanie nowych klientów biznesowych w 2016 r. w łącznej liczbie 1 312.

Dywersyfikacja źródeł dostaw

PGNiG dąży do zapewnienia realnej, technicznej możliwości dostaw gazu z kierunku innego niż wschodni. Kluczowymi działaniami Spółki w tym obszarze jest bezpieczeństwo dostaw gazu, zapewnienie nowych źródeł i kierunków dostaw gazu, w tym Terminal LNG oraz Korytarz Norweski.

W ramach podjętych działań dywersyfikacyjnych, PGNiG przy wsparciu Rządu RP, prowadzi z Norwegią i Danią rozmowy dotyczące budowy połączenia polskiego systemu gazowego z Norweskim Szelfem Kontynentalnym. PGNiG aktywnie wspiera działania mające na celu budowę połączenia, dającego Polsce bezpośredni dostęp do gazu ze złóż na Morzu Północnym. Budowa połączenia umożliwiłaby dostawy gazu ziemnego z posiadanego już portfolio wydobywczego w Norwegii, a w konsekwencji osiągnięcie naturalnych synergii pomiędzy segmentami GK PGNiG. Warto podkreślić, że aktualnie PGNiG ma zabezpieczone długoterminowe i zdywersyfikowane portfolio wydobywcze gazu w Norwegii, umożliwiające eksploatację posiadanych zasobów w horyzoncie do 2030 r.

W 2016 r. PGNiG zrobiło ważny krok w dywersyfikacji portfela dostawców gazu ziemnego, prowadzący do wzrostu bezpieczeństwa dostaw gazu dla klientów w Polsce. PGNiG rozpoczęło swą działalność na rynku hurtowym LNG poprzez dostawy gazu do Terminala w Świnoujściu w ramach długoterminowego kontraktu z Qatargas. Realizując strategię dywersyfikacyjną w 2016 r. zostało dostarczonych 7 dostaw LNG realizowanych w ramach kontraktu katarskiego. Dodatkowo w ramach krótkoterminowego bilansowania gazu, PGNiG dokonało zakupu LNG z rynku spot z Norwegii (kontrakt z firmą Statoil). PGNiG zabezpieczyło ok. 60% mocy Terminala w Świnoujściu.

Kolejnym krokiem zabezpieczającym pozycję PGNiG w zakresie dostaw gazu było otwarcie 28 czerwca 2016 r. biura handlowego LNG w Londynie. Biuro rozpoczęło prace od początku 2017 r., a pełną zdolność operacyjną osiągnie do końca pierwszego kwartału 2017 r. Za utworzenie i jego obsługę odpowiada PGNiG Supply & Trading GmbH (PST), zajmująca się obrotem gazem i energią elektryczną w Europie Zachodniej. Docelowo londyńskie biuro stanie się dla całej GK PGNiG międzynarodowym centrum kompetencji w obszarze LNG oraz głównym ośrodkiem handlowym w zakresie krótko- i średnioterminowych kontraktów na gaz skroplony. Londyńskie biuro będzie aktywnie poszukiwało alternatywnych źródeł dostaw do Terminalu LNG w Świnoujściu, aby w jak najbardziej optymalny sposób wykorzystać zarezerwowane dla PGNiG moce tej instalacji.

Kontrakt Jamalski

PGNiG prowadzi działania mające na celu dostosowanie kontraktu długoterminowego z Gazprom do warunków odzwierciedlających sytuację na rynku europejskim. W dniu 1 lutego 2016 r. Spółka złożyła pozew przeciw OAO Gazprom i OOO Gazprom Export w postępowaniu przed Trybunałem Arbitrażowym z siedzibą w Sztokholmie.

Magazynowanie

Strategicznym celem GSP jest zapewnienie równego i niedyskryminacyjnego dostępu do instalacji magazynowych dla wszystkich podmiotów zainteresowanych zakupem usług magazynowania. GSP realizuje ten cel poprzez oferowanie wszystkich dostępnych zdolności magazynowych stosownie do postanowień Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady 715/2009 w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego, na zasadach zawartych w Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowania i taryfie.

W związku z odpowiedzialnością GK PGNiG w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, niezwłocznie po zakończeniu kolejnych etapów rozbudowy PMG (realizowanych przez PGNiG), GSP zwiększa udostępniane pojemności i moce instalacji magazynowych. W 2016 r. udostępniono zwiększone pojemności w KPMG Mogilno o 126,45 mln m³ oraz w KPMG Kosakowo o 6,6 mln m³.

5.2.3. Działalność handlowa w Polsce

Podstawową działalność segmentu stanowi obrót gazem ziemnym w Polsce. Segment sprzedaje w Polsce gaz wydobywany ze złóż krajowych i gaz importowany, a GK PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na rynku krajowym. W dniu 1 sierpnia 2014 r. nastąpiła zmiana organizacyjna GK PGNiG, polegająca na rozdzieleniu sprzedaży hurtowej gazu, która pozostała w PGNiG, od detalicznej i jednoczesnym przeniesieniu handlowej obsługi klienta detalicznego do nowej spółki PGNiG OD.

Sprzedaż gazu ziemnego w Polsce poza GK PGNiG (w tym eksport gazu z Polski) mln m ³	2016		2015		2014		2013		2012	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	20 438	13 527	19 561	12 224	15 543	13 555	13 392			
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	671	207	612	192	514	519	505			
RAZEM (przeliczony na E)	21 109	13 734	20 172	12 415	16 057	14 075	13 897			
w tym:										
PGNiG	13 734		12 415		12 834	13 555	13 392			
PGNiG OD	7 246		7 483		3 209	-	-			
PST	127		272		14	5	32			

Struktura odbiorców gazu GK PGNiG mln m ³	2016		2015	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Odbiorcy domowi	3 913	-	3 630	-
Pozostali odbiorcy przemysłowi	2 468	618	3 097	740
Handel, usługi, hurt	1 475	233	1 520	239
Zakłady azotowe	1 798	1 798	1 757	1 754
Elektrownie i ciepłownie	607	419	598	371
Rafinerie i petrochemia	1 338	1 327	1 238	1 223
Giełda	9 141	8 968	8 332	8 088
Eksport z Polski	370	370	-	-
Razem sprzedaż poza GK PGNiG	21 109	13 734	20 172	12 415

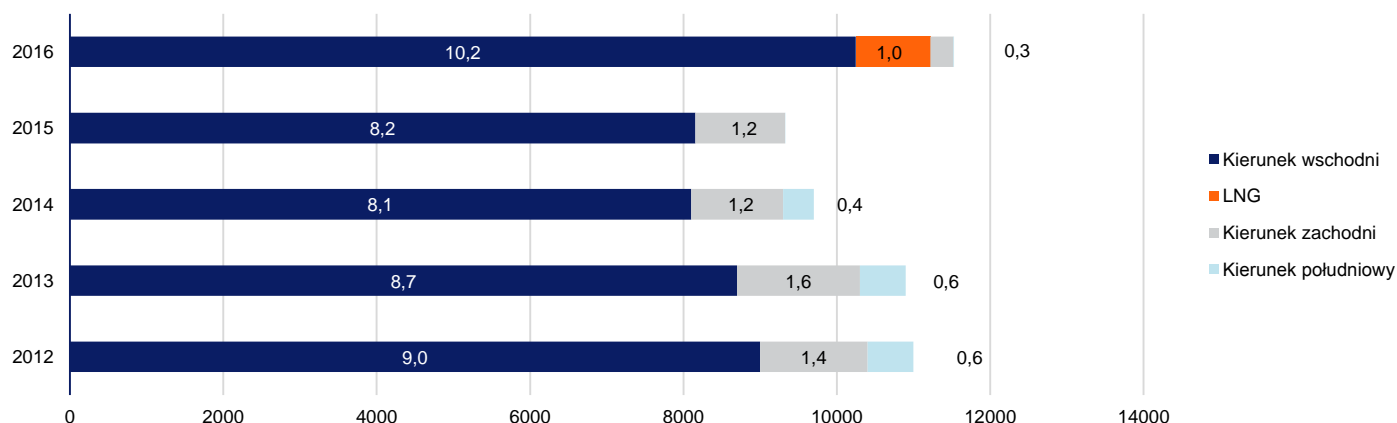
Rynek Hurtowy

Import gazu

W 2016 r. PGNiG kupowało gaz ziemny głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów długoterminowych oraz umów krótkoterminowych z dostawcami europejskimi:

- kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 r. z OOO Gazprom eksport, obowiązującego do 2022 r. (tzw. Kontrakt Jamalski),
- umowy Sprzedaży Skroplonego Gazu Ziemnego z dnia 29 czerwca 2009 r. z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3), obowiązującej do 2034 r. (tzw. Kontrakt Katarski),
- Umowy sprzedaży gazu Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 r. z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2016 r.

Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w 2015 i 2016 r w mld m³



Renegocjacja warunków cenowych w ramach Kontraktu z OOO Gazprom eksport

W 2016 r. PGNiG kontynuowało rozpoczęte formalnie 1 listopada 2014 r. działania na rzecz zmiany warunków cenowych Kontraktu Jamalskiego. Wobec braku uzyskania porozumienia z dostawcą w przewidzianym kontraktem okresie, w dniu 13 maja 2015 r. PGNiG rozpoczęło przewidzianą w kontrakcie procedurę rozstrzygnięcia sporów poprzez postępowanie arbitrażowe. Przedmiotem sporu jest zmiana warunków cenowych dostaw gazu do Polski kontraktu. W ramach prowadzonego postępowania arbitrażowego, w dniu 1 lutego 2016 r. PGNiG złożyło do Trybunału Arbitrażowego pozew przeciwko PAO Gazprom i OOO Gazprom eksport. Przewiduje się, że zakończenie postępowania arbitrażowego może nastąpić w trzecim kwartale 2017 r. Przekazanie sporu do rozstrzygnięcia przez Trybunał Arbitrażowy nie wyklucza możliwości prowadzenia rozmów na poziomie handlowym i osiągnięcia wcześniejszego porozumienia polubownego z dostawcą.

Dostawy gazu LNG

Pierwsze ładunki gazu LNG niezbędne do przeprowadzenia operacji schładzania i rozruchu Terminalu LNG w Świnoujściu zostały dostarczone w grudniu 2015 roku i w lutym 2016 roku. W styczniu 2016 r. PGNiG, OGP GAZ-SYSTEM S.A. i Polskie LNG S.A. rozpoczęły testy odbioru gazu ziemnego z Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu do krajowego systemu przesyłowego. Zgodnie z umową z 28 grudnia 2015 r. zawartej ze spółką Polskie LNG S.A., PGNiG kupiło gaz powstały w procesie rozruchu terminalu LNG i wprowadzało go do systemu przesyłowego.

W związku z opóźnieniem uruchomienia gazoportu PGNiG i Qatargas podpisały w dniu 21 października 2015 r. Umowę Dodatkową, która zmieniła zasady dostarczania LNG w pierwszej połowie 2016 r. Zgodnie z jej zapisami Qatargas ulokował ilości określone umową długoterminową na innych rynkach. PGNiG natomiast był zobowiązany pokrywać ewentualną różnicę pomiędzy ceną LNG określoną w umowie długoterminowej, a jego ceną sprzedaży uzyskaną przez Qatargas.

W dniu 1 czerwca 2016 r. Terminal LNG w Świnoujściu został oddany do użytkowania. Umożliwiło to rozpoczęcie dostaw komercyjnych LNG do Polski – pierwsza z nich, dostarczona w ramach Kontraktu Katarskiego została dostarczona do Terminalu LNG w Świnoujściu w dniu 17 czerwca 2016 r. W ramach kontraktu, PGNiG odebrał w 2016 r. w sumie 7 ładunków LNG.

Ponadto PGNiG kupiło od norweskiej firmy Statoil ASA (w ramach dostaw na rynku spot) 136 tys. m³ gazu LNG, co odpowiada 84 mln m³ gazu sieciowego. Statek z ładunkiem LNG przyplął do Świnoujścia 25 czerwca 2016 r.

Łącznie w 2016 r. PGNiG sprowadziło ok. 1,8 mln m³ LNG (czyli około 1,04 mld m³ gazu po regazyfikacji), z tego 0,85 mld m³ zostało wprowadzone do krajowego systemu przesyłowego.

Zakończenie obowiązywania Umowy z VNG AG

Od 1 stycznia 2016 roku do końca obowiązywania umowy tj. do 1 października 2016 r., sprzedaż gazu ziemnego kupowanego od VNG-Verbundnetz Gas AG realizowana była na rynku niemieckim, w ramach umowy zawartej z PGNiG Supply & Trading GmbH.

Sprzedaż gazu

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego w Polsce w GK PGNiG w 2016 r. byli odbiorcy przemysłowi, których udział w wolumenie sprzedaży stanowił ok. 31%.

W tej grupie do największych odbiorców gazu ziemnego w Polsce należą m. in.: Grupa Azoty S.A., PKN Orlen S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., KGHM Polska Miedź S.A., Grupa Lotos S.A.

Kluczowe umowy sprzedaży gazu ziemnego zawarte w 2016 r.:

Grupa Azoty

13 kwietnia 2016 r. PGNiG zawarło umowę ramową na sprzedaż paliwa gazowego oraz dwustronne kontrakty indywidualne z Grupą Azoty SA i jej spółkami zależnymi: Grupą Azoty Zakłady Azotowe „Puławy” S.A., Grupą Azoty Zakłady Chemiczne „Police” S.A., Grupą Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A. i Grupą Azoty Kopalnie i Zakłady Chemiczne Siarki „Siarkopol” S.A. Umowa ramowa została zawarta na czas nieoznaczony i określa ogólne zasady współpracy pomiędzy stronami. Natomiast kontrakty indywidualne zawarte zostały na różne okresy dostaw (najdłuższy z nich do 30 września 2019 r.) i precyzują warunki handlowe zakupu gazu ziemnego przez każdą ze spółek z Grupy Azoty S.A. Szacunkowa wartość umowy ramowej wraz z kontraktami indywidualnymi wynosi ok. 3,3 mld zł, a maksymalny wolumen dostaw w całym okresie jej obowiązywania wynosi ok. 4,5 mld m³.

EDF Gaz Toruń

22 czerwca 2016 r. PGNiG zawarło z EDF Gaz Toruń Sp. z o.o. oraz EDF Toruń S.A. umowy na dostarczanie paliwa gazowego do nowo wybudowanej elektrociepłowni w Toruniu. Strony podpisały dwie umowy, z których pierwsza obejmuje dostarczanie gazu podczas rozruchu technologicznego inwestycji realizowanej przez EDF. Drugi kontrakt dotyczy dostaw gazu po oddaniu elektrociepłowni do eksploatacji komercyjnej, w terminie do 1 października 2019 r. Łączny wolumen w całym okresie obowiązywania umowy wyniesie około 355 mln m³ gazu.

PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna

PGNiG oraz PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA zawarły 30 sierpnia 2016 r. kontrakty indywidualne na sprzedaż paliwa gazowego, których szacunkowa wartość może wynieść 2 mld zł. Kontrakty obowiązują do 1 października 2019 r. – z opcją przedłużenia do 1 stycznia 2023 r. Gaz ziemny trafi do Elektrociepłowni Lublin-Wrotków i Elektrociepłowni Rzeszów należących do grupy kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Wolumen dostaw może wynieść łącznie ok. 2,2 mld m³.

PKN Orlen

30 września 2016 r. PGNiG zawarła nowy kontrakt gazowy z PKN Orlen S.A. na dostawy do GK PKN ORLEN. Pięcioletni kontrakt obowiązuje od 1 października 2016 r. do 30 września 2021 r. (5 lat gazowych), a jego wartość została oszacowana na kwotę, która może wynieść ponad 7 mld zł.

ERU Trading i NAK Naftogaz Ukrainy

Realizując strategię zwiększenia aktywności PGNiG na rynkach zagranicznych, Spółka zawarła Umowy Ramowe z NAK Naftogaz Ukrainy w dniu 12 lipca 2016 r. oraz z ERU Trading w dniu 21 lipca 2016 r., w ramach których realizowano dostawy gazu ziemnego na granicy Polska/Ukraina. Sumaryczna wielkość zrealizowanych dostaw od lipca do końca 2016 r. to ok. 370 mln m³ paliwa gazowego. W pierwszym półroczu 2017 r. PGNiG planuje dalszy rozwój sprzedaży gazu ziemnego w kierunku ukraińskim.

W 2016 r. największy udział w wolumenie sprzedaży GK PGNiG miała giełda. Wolumen obrotu gazu na TGE w 2016 r. wyniósł 114 TWh i był o 7% większy niż w 2015 r. Znacząco (o 87%), wzrosły wolumeny obrotu na rynku dnia następnego. Wolumeny sprzedaży przez PGNiG w zakresie gazu na TGE w 2016 r. w porównaniu do roku ubiegłego, w podziale na Rynek Terminowy Towarowy gazu oraz Rynek Dnia Następnego i Bieżącego gazu (dane według daty dostawy) przedstawia poniższa tabela:

Wolumen w TWh	2016	2015
Łącznie RTTg	78,7	79,5
Łącznie RDNiBg	19,1	9,3
Giełda RAZEM	97,8	88,8

Wolumen gazu sprzedanego przez PGNiG na TGE z dostawą w 2016 r. wzrósł w porównaniu do 2015 r. o około 9 TWh.

W celu zapewnienia realizacji obowiązku sprzedaży gazu ziemnego przez TGE w wielkości 55% gazu wprowadzanego do krajowego systemu przesyłowego (obligo gazowe) PGNiG realizuje politykę cenową w stosunku do wszystkich oferowanych na TGE instrumentów dotyczących gazu ziemnego, zarówno terminowych, jak i na rynku dnia następnego, która ma na celu

zaoferowanie gazu ziemnego innym uczestnikom rynku po cenach, dla których punktem odniesienia są ceny tego surowca na zliberalizowanych rynkach Europy Północno-Zachodniej w obrocie hurtowym, giełdowym i OTC. W wyniku stosowanej polityki cenowej giełda towarowa stała się atrakcyjną platformą obrotu gazem ziemnym.

Konkurencja

Do głównych konkurentów PGNiG w segmencie odbiorców biznesowych, a działających bezpośrednio na rynku polskim należą przede wszystkim PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., DUON (Fortum Holdings), Hermes Energy Group S.A., RWE Polska S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz PKN ORLEN S.A. Podmioty konkurencyjne intensyfikują działania w zakresie sprzedaży paliwa gazowego wzmacniając zespoły sprzedażowe, wprowadzając większą elastyczność ofert i mechanizmów zabezpieczania ceny oraz łącząc sprzedaż gazu ziemnego i energii elektrycznej.

Wobec działań konkurencji i coraz większej świadomości klientów rośnie presja rynkowa na PGNiG dotycząca rozwoju produktów, obniżania ceny paliwa gazowego oraz indywidualne negocjowanie warunków kontraktowych. W 2016 r., w odpowiedzi na oczekiwania klientów dotyczące powiązania cen w dostawach z cenami na giełdach gazu ziemnego. PGNiG kontynuowało Program Rabatowy „Uwolnienie cen 2015/2016”. Jednocześnie duża część klientów zdecydowała się na podpisanie z PGNiG nowych umów zastępujących obecne. Nowe umowy dają odbiorcom większą elastyczność umożliwiając zakup produktów dostępnych w PGNiG oraz możliwość kontraktowania grup kapitałowych. PGNiG oferuje podpisywanie umów w oparciu o rynkowe mechanizmy zapewniające pozyskiwanie gazu w cenach powiązanych z indeksami giełdowymi. Zawierane umowy mogą mieć charakter otwarty, dzięki czemu – w zależności od potrzeb klienta – możliwe jest zawieranie dodatkowych kontraktów na kolejne wolumeny w przyszłości,

Aktualnie większość klientów PGNiG posiada umowy, w których cena jest wyznaczana na zasadach rynkowych i konkurencyjnych.

Sprzedaż energii elektrycznej

W 2016 r. PGNiG prowadziło obrót hurtowy energią elektryczną i produktami powiązаныmi na rynku polskim i niemieckim. W Polsce obrót realizowany był na rynku pozagiełdowym w ramach transakcji OTC oraz na TGE. Na rynku niemieckim PGNiG uczestniczyło w handlu kontraktami terminowymi na giełdzie European Energy Exchange (EEX). Ponadto realizowano usługi w ramach umowy bilansowania handlowego na rzecz PGNiG OD i PGNiG TERMIKA tj. PGNiG występowało jako podmiot odpowiedzialny za bilansowanie i współpracujący bezpośrednio z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

W skład portfela oprócz energii wchodzi także produkty powiązane, takie jak prawa majątkowe i uprawnienia do emisji CO₂. Oddział Obrotu Hurtowego PGNiG zajmuje się optymalizacją cen pozyskania energii dla odbiorców i na zużycie własne, a także sprzedaży ze źródeł wytwórczych. Całkowity wolumen obrotu w 2016 r. przekroczył 5,8 TWh.

Rynek Detaliczny

PGNiG OD specjalizuje się w sprzedaży gazu ziemnego (wysokometanowego i zaazotowanego), energii elektrycznej, sprężonego gazu ziemnego (CNG) oraz skroplonego gazu ziemnego (LNG).

Zakup gazu

Zakup gazu ziemnego wysokometanowego realizowany jest z trzech podstawowych źródeł:

- zakup gazu na TGE,
- zakup gazu na mocy umowy OTC zawartej z PGNiG z dostawą do punktu wirtualnego w sieci przesyłowej OGP GAZ-SYSTEM S.A. (umowa na potrzeby bilansowania dostaw),
- zakup gazu na mocy umowy OTC zawartej z PGNiG z dostawą do punktu fizycznego Słubice.

Największy udział w całkowitym wolumenie zakupu gazu wysokometanowego stanowią transakcje przeprowadzane na TGE. Dodatkowo w 2016 r. spółka uzyskała zdolność operacyjną do zawierania transakcji na rynku pozagiełdowym, prowadzonym przez platformę handlową InfoEngine S.A., które rozpoczną się na początku 2017 r. Realizacja transakcji będzie uzależniona od atrakcyjności finansowej wystawianych ofert względem rynku regulowanego TGE.

Zakup gazu zaazotowanego i gazu skroplonego LNG realizowany jest na mocy umowy bilateralnej zawartej z PGNiG.

W świetle dynamicznych zmian na rynku detalicznym, PGNiG OD buduje portfel gazu na zasadzie sukcesywnej kontraktacji. Przyjęta polityka kontraktacji uwzględnia m.in. charakterystykę poszczególnych grup odbiorców oraz prawdopodobieństwo zmian w poziomie zapotrzebowania na gaz (w wyznaczonym horyzoncie czasu).

Na bazie prowadzonej polityki zakupu paliw, spółka jest w stanie stworzyć konkurencyjną i elastyczną ofertę produktową.

Sprzedaż gazu

W segmencie klientów biznesowych (moc umowna powyżej 110 kWh/h) PGNiG OD obsługuje klientów, którzy pobierają paliwo gazowe zarówno na cele technologiczne jak i na cele grzewcze. Najliczniejszą część stanowi grupa odbiorców zajmująca się handlem i usługami, natomiast pod względem wolumenu dominują odbiorcy przemysłowi.

Na koniec grudnia 2016 r. z usług PGNiG OD korzystało 25,8 tys klientów (Punkty Poboru Gazu), z grup taryfowych o mocy umownej powyżej 110 kWh/h. Odbiorcy z tej grupy wygenerowali zużycie na poziomie 30,9 TWh, z czego 94% stanowił gaz wysokometanowy (28,5 TWh), zaś pozostałe 6% - gaz zaazotowany (2,3 TWh).

Klienci o niższym poborze (grupy taryfowe 1-4) kupują paliwo gazowe przeznaczone głównie do przygotowywania posiłków, ogrzewania wody oraz pomieszczeń, a w dalszej kolejności także na potrzeby procesów produkcyjnych. Na koniec grudnia 2016 r. spółka obsługiwała 6,79 mln klientów w taryfach z grup 1-4, którzy w całym zeszłym roku zużyli 46,35 TWh, w tym 43,61 TWh stanowił gaz wysokometanowy, zaś 2,74 TWh – gaz zaazotowany.

Konkurencja

W 2016 r. PGNiG OD zaobserwowała intensyfikację działań podmiotów konkurencyjnych w zakresie sprzedaży paliwa gazowego. Zgodnie z danymi Urzędu Regulacji Energetyki 191 firm posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi. Są to zarówno silne podmioty o zasięgu europejskim (korzystające z potencjału finansowego oraz know-how centrali), jak i firmy lokalne. Sprzedawcy lokalni, to zarówno firmy wyspecjalizowane w sprzedaży produktów energetycznych, ale także podmioty dla których gaz jest uzupełnieniem oferty podstawowej (np. z sektora telekomunikacyjnego).

Podstawowym narzędziem walki konkurencyjnej w 2016 r. była agresywna cena sprzedaży – w szczególności w obszarze odbiorców biznesowych. Często spotykaną praktyką było budowanie atrakcyjnych ofert pakietowych – głównie prąd i gaz.

Polityka handlowa w segmencie klientów biznesowych (moc umowna >110 kWh/h)

2016 r. stał pod znakiem agresywnych działań akwizycyjnych ze strony konkurencji oraz rosnącej świadomości rynkowej - ze strony klientów. Wychodząc naprzeciw presji konkurencji, PGNiG OD zmuszony był do prowadzenia aktywnej polityki cenowej, objawiającej się w oferowaniu konkurencyjnych cen oraz indywidualnego analizowania poszczególnych kontraktów.

Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom klientów spółka zdecydowanie poszerzyła swoje portfolio produktowe. Kontynuowane były wprowadzone wcześniej programy promocyjne („Elastyczna Cena” oraz „Stałe oszczędności dla Biznesu”), jednak dla większych klientów wprowadzono nowe produkty - wyceny bazujące na indywidualnych profilach zużycia. W trzecim kwartale 2016 r. wprowadzona została gama produktów dla najbardziej wymagających klientów, w których cena gazu oparta jest o notowania giełdowe. Produkty te umożliwiają klientowi wybór rodzaju indeksów giełdowych, w oparciu o które rozliczany będzie kontrakt. W efekcie, pozwalają na samodzielne kształtowanie ceny względem indywidualnych potrzeb.

W 2016 r. wdrożona została nowoczesna platforma internetowa Biznes24, która ma za zadanie ułatwienie klientom dostępu do informacji o płatnościach i historii poboru paliwa gazowego, czy energii elektrycznej. Jest to także efektywny kanał kontaktu spółki z klientami, umożliwiający atrakcyjną prezentację aktywnej oferty promocyjnej.

Aby skutecznie walczyć o utrzymanie pozycji rynkowej oraz zapewnić odpowiednio wysoki poziom satysfakcji klientów, spółka wdrożyła program reorganizacji procesów wewnętrznych oraz podjęła działania zmierzające do efektywniejszego wdrażania nowych produktów i usług.

Jednym z niezaprzeczalnych atutów PGNiG OD jest wiarygodny, bezpieczny i odpowiedzialny wizerunek. Klienci doceniają zasadniczy cel polityki handlowej spółki, jakim jest konsekwentne budowanie trwałych relacji, opartych na obopólnych korzyściach obydwu stron.

Efektom prowadzonej w 2016 r. polityki handlowej jest m.in. rekordowy kontrakt zawarty z Ceramiką Paradyż, przewidujący sprzedaż 1,3 TWh gazu, w okresie od października 2016 r. do 30 września 2018 r. Innym ważnym kontraktem była umowa zawarta z Philips Lighting o wolumenie 260 GWh (okres kontraktu: październik 2016 r. – wrzesień 2017 r.).

Polityka handlowa w segmencie klientów indywidualnych (moc umowna <110 kWh/h), obsługa klienta i kanały sprzedaży

Wobec intensyfikacji akcji akwizycyjnych ze strony konkurencji, na przełomie marca i kwietnia 2016 r. PGNiG OD uruchomił dla odbiorców gazu w grupie taryfowej W-4 program promocyjny „Oszczędności dla Ciebie i Twojej firmy W4”. Promocja skierowana była zarówno do aktualnych, jak i nowych odbiorców paliwa gazowego. W ramach 12 miesięcznej umowy terminowej, klienci zyskali atrakcyjną cenę oraz gwarancję jej niezmienności do końca okresu obowiązywania oferty. Korzyścią dla spółki była stabilizacja przychodów oraz wyższa efektywność kontraktacji gazu na TGE.

W 2016 r. PGNiG OD intensywnie rozwijał elektroniczne kanały kontaktu z klientami (e-BOK, e-faktura), zaś z myślą o klientach ceniących tradycyjne formy kontaktu otworzyła 5 tzw. BOK Premium zlokalizowanych w Galeriach Handlowych w Krakowie, Katowicach, Poznaniu oraz w dwóch lokalizacjach w Warszawie. Punkty te - przez 7 dni w tygodniu, w wydłużonych godzinach

pracy ułatwiają klientom kontakt ze swoim sprzedawcą, m.in. w zakresie warunków podłączenia do sieci gazowej, taryfach, promocjach, szczegółach rozliczeń, a także służy sprzedaży oferowanych produktów.

Sprzedaż energii elektrycznej

W dniu 1 września 2016 r. PGNiG OD wdrożyła kompleksową ofertę sprzedaży energii elektrycznej dla klientów indywidualnych oraz mniejszych firm – „Pakiet PiG”. Oprócz atrakcyjnej ceny (zagwarantowanej na okres 12 miesięcy), niezaprzeczalnym atutem nowej oferty jest przejrzysta konstrukcja oraz brak kar za rezygnację przed terminem. Oferta ta jest szczególnie atrakcyjna dla klientów posiadających aktywną umowę na sprzedaż gazu. Oprócz braku opłat abonamentowych zyskują oni niższą cenę sprzedaży.

W 2016 r. PGNiG OD rozwijała także sprzedaż energii elektrycznej dla klientów biznesowych. Podstawowy produkt oparty jest na mechanizmie stałej ceny. Więksi klienci zyskali także ofertę bazującą na wycenie indywidualnej. W 4 kwartale 2016 r., dla najbardziej wymagających klientów, spółka wprowadziła do sprzedaży innowacyjne produkty, oparte na zakupach energii elektrycznej na bazie transz i indeksów giełdowych. Produkty te pozwalają klientom na samodzielnie budowanie swojego portfela zakupowego w dogodnych dla siebie momentach.

Według danych URE w 2016 r. na zmianę dotychczasowego sprzedawcy energii elektrycznej zdecydowało się ponad 86 tys. odbiorców (zarówno konsumentów jak i niekonsumentów), w tym ponad 71 tys. odbiorców rozlicznych w grupach taryfowych G.

5.2.4. Działalność handlowa za granicą

GK PGNiG dynamicznie rozwija swoją działalność w Niemczech i Austrii w obszarach sprzedaży hurtowej i sprzedaży dla klientów końcowych, poprzez spółki PGNiG Sales and Trading GmbH (sprzedaż hurtowa) i PST Europe Sales GmbH (sprzedaż detaliczna). Nowym znaczącym rynkiem dla PGNiG w 2016 r. był rynek ukraiński. W ramach rozwoju aktywności na rynkach zagranicznych PGNiG dostarczał gaz do ERU Trading oraz NAK Naftogaz Ukrainy. > [Więcej informacji – pkt 6.2.3](#).

Sprzedaż gazu ziemnego poza GK PGNiG (z wyłączeniem eksportu gazu z Polski) mln m ³	2016		2015		2014		2013		2012	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	2 384	-	2 039	-	1 745	-	1 378	-	-	292
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RAZEM (przeliczony na E), w tym:	2 384	-	2 039	-	1 745	-	1 378	-	-	292
PST	2 384	-	2 039	-	1 745	-	1 378	-	-	292

Struktura odbiorców

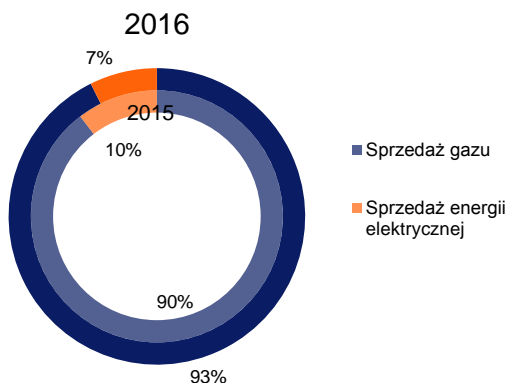
mln m ³	2016		2015	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Odbiorcy domowi	51	-	73	-
Pozostali odbiorcy przemysłowi	57	-	78	-
Handel, usługi, hurt	1 460	-	1 268	-
Giełda	816	-	620	-
Razem sprzedaż poza GK PGNiG	2 384	-	2 039	-

(Trading) Handel Hurtowy na giełdzie oraz w obrocie pozagiełdowym OTC

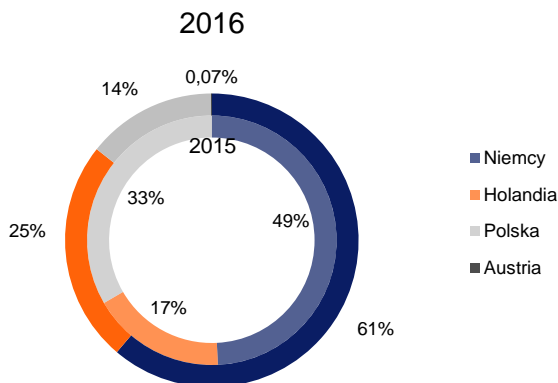
PST aktywnie uczestniczy w handlu na zorganizowanych rynkach (giełdach) oraz w obrocie pozagiełdowym (OTC) współpracując z ponad 50 kontrahentami na bazie kontraktów EFET oraz podobnych standaryzowanych kontraktów. Spółka handluje w Niemczech oraz w krajach sąsiadujących, Austrii i Holandii. PST zarejestrowało działalność handlową na rynku gazowym w Wielkiej Brytanii (NBP) oraz rozpoczęło na tym rynku działalność operacyjną po udanej implementacji rynku w systemie ETRM (Energy Trading and Risk Management) w sierpniu 2016 r. Ponadto, PST ma zarejestrowaną działalność na terenie Republiki Czeskiej oraz w Polsce. PST jest gotowe do działalności handlowej na rynku czeskim, jeśli pojawi się taka potrzeba ze strony klientów lub ze względów płynnościowych. Obecność na rynku czeskim była wykorzystywana w przeszłości i może być wykorzystana obecnie do dostarczania gazu przez obszar tego kraju do Polski. PST jest w pełni gotowe do prowadzenia działalności handlowej na terenie Polski, w przypadku zaistnienia zapotrzebowania ze strony GK PGNiG. Dodatkowo PST jest zarejestrowanym dostawcą na rynku duńskim i słowackim. Obecność na obu rynkach będzie wykorzystywana w przypadku pojawienia się nowych możliwości biznesowych (np. na dostawy gazu ze Słowacji na Ukrainę). PST pełni rolę animatora rynku na giełdzie PEGAS na obszarze rynkowym hubu gazowego GASPOOL.

W zakresie nowych surowców, PST rozpoczęło działalność handlową na światowym rynku LNG, włącznie z analizą potencjalnej działalności dot. small scale LNG, tzn. LNG jako paliwa do samochodów ciężarowych. W celu prowadzenia działalności handlowej na światowym rynku LNG, podjęto decyzję o otwarciu oddziału PST Londynie w Wielkiej Brytanii. Oddział londyński PST został zarejestrowany we wrześniu 2016 r. Gotowość operacyjna oddziału została osiągnięta w lutym 2017 r.

Struktura sprzedaży PST według produktów



Struktura sprzedaży PST poza GK PGNiG według krajów



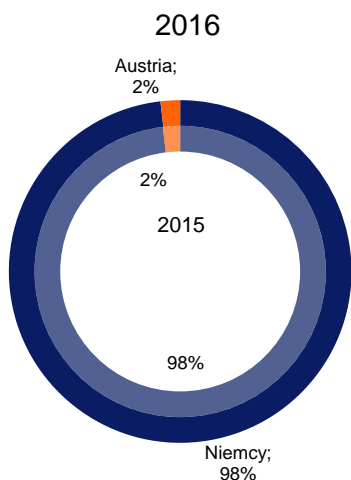
Sprzedaż detaliczna

W 2015 r. PST wydzieliła działalność detaliczną i poprzez nowo utworzoną spółkę córkę - PST Europe Sales GmbH (PSTES) - sprzedaje gaz oraz energię elektryczną do klientów końcowych na terenie Niemiec i Austrii. Docelową grupą klientów są małe i średnie przedsiębiorstwa oraz gospodarstwa domowe ze standardowym profilem odbioru.

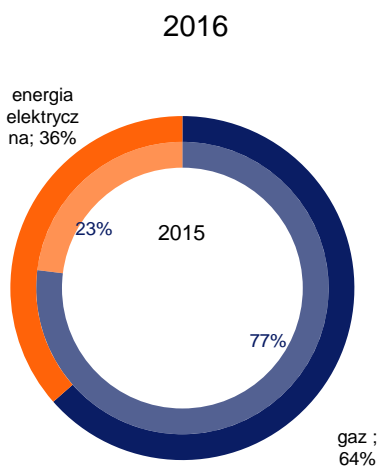
W 2015 r. nastąpiła restrukturyzacja i dostosowanie portfela, co spowodowało znaczne zmniejszenie portfela klientów końcowych (głównie zarządzanie należnościami - monitoring klientów nie płacących miesięcznych rat) oraz znaczną poprawę marży na klienta.

Ogólna wielkość portfela (klienci w dostawie oraz nowo pozyskani klienci) ustabilizowała się na początku roku i rośnie począwszy od drugiego kwartału 2016 r. głównie za sprawą pozyskiwania nowych klientów przez partnera handlowego Premio i prowadzony przez niego telemarketing.

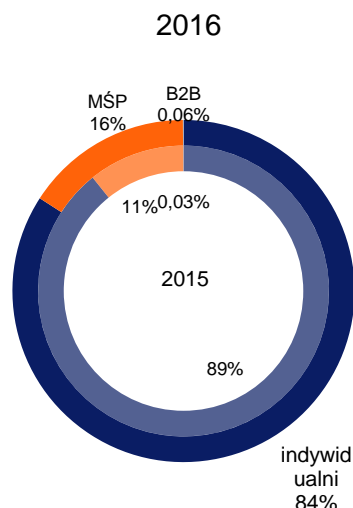
Struktura krajowa odbiorców PST



Struktura produktowa odbiorców PST



Struktura odbiorców PST wg produktów



Liczba nowych, podpisanych umów z klientami końcowymi w 2016 r. przez PST Europe Sales GmbH wyniosła 60,5 tys., przy czym większość klientów, którzy podpisali kontrakt w 2016 r. zostanie ujęta w dostawie w 2017 r. oraz częściowo w 2018 r.

Opis najważniejszych usług świadczonych dla podmiotów z GK PGNiG

Do najistotniejszych umów PST obowiązujących w 2016 r. należy zaliczyć zarządzanie pojemnością handlową na własne potrzeby w magazynach gazu w Holandii (magazyn o pojemności czynnej 250 GWh) i Austrii (magazyn o pojemności czynnej 17 GWh),

w celu optymalizacji rosnącego popytu na gaz od klientów końcowych w okresach zimowych oraz optymalizacji portfela handlowego.

Na podstawie bieżących umów PST świadczy usługi dostaw gazu ziemnego dla PGNiG na granicy polsko - niemieckiej oraz polsko - czeskiej zapewniając dywersyfikację źródeł gazu.

Ponadto PST realizuje umowę z PGNiG UI na zakup gazu pochodzącego ze złoża norweskiego Skarv począwszy od 2013 r. oraz złóż Vale oraz Morvin począwszy od 2015 r. oraz umożliwia m.in. dostęp do rynku dla 100 przemysłowych producentów energii z biogazu (E2M) oraz optymalizację portfela PGNiG obejmującą handel na zachodnioeuropejskich rynkach. PST aktywnie zarządza w czasie rzeczywistym przerwami w dostawie gazu w trybie 24/7, w celu minimalizacji kosztów handlowych dla PUI.

Istotne informacje o działalności obrotowej (bez dostawy fizycznej)

PST kontynuuje działalność w zakresie handlu energią elektryczną (oraz certyfikatami emisji) na giełdzie EEX, a także gazem na giełdzie PEGAS oraz ICE Index. Spółka PST jest w stanie handlować na TGE poprzez umowę z brokerem.

5.2.5. 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.

Zarządzanie zdolnościami instalacji magazynowych prowadzone jest przez spółkę Gas Storage Poland Sp. z o.o.

GSP prowadzi działalność w dwóch podstawowych obszarach:

- działalności regulowanej obejmujący świadczenie usług magazynowania paliwa gazowego w instalacjach magazynowych stanowiących własność PGNiG, a także obsługę eksploatacyjną KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo,
- działalności nieregulowanej obejmujący świadczenie usług w zakresie projektowania, budowy i rozbudowy PMG.

GSP świadczy usługi magazynowania w oparciu o podziemne magazyny gazu wysokometanowego, których właścicielem jest PGNiG. Zgodnie z zawartą Umową powierzającą, przedmiotem działalności GSP są następujące instalacje magazynowe: KPMG Mogilno, KPMG Kosakowo, PMG Wierzchowice, PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica.

KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo są magazynami utworzonymi w kawernach solnych o szczytowym charakterze pracy, wykorzystywane są do niwelowania krótkookresowych zmian zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny. PMG Wierzchowice, PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów oraz PMG Brzeźnica są magazynami o sezonowym charakterze pracy, wykorzystywane do kompensacji nierównomierności zapotrzebowania na gaz ziemny w sezonie letnim i zimowym, jak również realizacji zobowiązań wynikających z kontraktów importowych zawierających klauzulę „take or pay”, zapewnienia ciągłości i bezpieczeństwa dostaw gazu oraz wywiązania się z zawartych z odbiorcami umów sprzedaży.

GSP pełniąc funkcję operatora systemu magazynowania świadczy usługi magazynowania paliw gazowych na rzecz użytkowników instalacji magazynowej w ramach zstandaryzowanych procedur, na zasadzie niedyskryminacji i równoprawnego traktowania zleceniodawców usługi magazynowania, z uwzględnieniem optymalnego i wydajnego wykorzystania instalacji magazynowych. Świadczenie usług magazynowania odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług magazynowania (USUM).

Dla zapewnienia przestrzegania zasad równoprawnego traktowania zamawiających usługi magazynowania, USUM zawierane są w oparciu o opracowany przez GSP Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania oraz Taryfę w zakresie magazynowania paliwa gazowego. GSP świadczy usługi magazynowania z wykorzystaniem Instalacji Magazynowej (IM) i Grup Instalacji Magazynowych (GIM):

- GIM Kawerna (obejmuje utworzone w kawernach solnych KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo),
- GIM Sanok (obejmuje utworzone w częściowo wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów i PMG Brzeźnica),
- Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice.

W okresie sprawozdawczym 2016 r., GSP oferowała następujące rodzaje usług magazynowania paliwa gazowego:

- usługi pakietowe (w formie standardowych lub elastycznych pakietów) oraz usługi rozdzielone (oddzielnie oferowane są pojemność czynna, moc zatłaczania oraz moc odbioru),
- usługi na warunkach ciągłych, jak i przerywanych. W ramach świadczenia usług na warunkach ciągłych GSP gwarantuje możliwość odbioru przechowywanego paliwa gazowego w czasie nie dłuższym niż 40 dni. W ramach świadczenia usług na warunkach przerywanych moc zatłaczania i moc odbioru mogą być ograniczone lub przerwane, gdy uruchomione są usługi oferowane na zasadach ciągłych,

- usługi długoterminowe (od roku do 4 kolejnych lat magazynowych, a w przypadku GIM Kawerna na okres 1, 2, 3 albo 4 kolejnych lat magazynowych albo na okres 12, 24, 36 albo 48 kolejnych miesięcy gazowych, niepokrywających się z latami magazynowymi), usługi krótkoterminowe (7, 14 lub 21 kolejnych dób gazowych, 1-11 kolejnych miesięcy magazynowych) oraz usługi dobowe w postaci mocy zatłaczania lub mocy odbioru na warunkach przerywanych trwające 1-24 godziny,
- rozszerzenie udostępnionych usług/redukcja udostępnionych usług.

Łącznie, na dzień 31 grudnia 2016 r., GSP rozdysponował zdolności magazynowe w ilości 5 757 pakietów, z czego 2 192 pakietów w usługach magazynowania na warunkach ciągłych oraz 3 565 pakietów na warunkach przerywanych.

Na dzień 31 grudnia 2016 r. 97% zdolności magazynowych zarezerwowane zostało przez PGNiG, 2% przez klientów zewnętrznych, pozostały 1% nie został zakontraktowany.

Udostępnione pojemności magazynowe

Na dzień 31 grudnia 2016 r. GK PGNiG posiadała łącznie 2 928,7 mln m³ pojemności magazynowych czynnych instalacji magazynowych. W ramach tych pojemności Grupa udostępniła na zasadach „third-party access” (TPA) oraz na potrzeby OGP GAZ–SYSTEM S.A łącznie 2 888,5 mln m³ pojemności czynnych na zasadach umowy długoterminowej. Na warunkach umowy krótkoterminowej na okres od godziny 6.00 dnia 11 września 2016 r. do godziny 6.00 dnia 1 czerwca 2017 r. udostępniono wolumen 35 mln m³. Pojemność czynna w GIM Kawerna w wolumenie 5,2 mln m³ wykorzystywane jest na pokrycie zużycia własnego KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych

	Pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)		Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)		Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (GWh)*	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
GIM Kawerna	714	581	709	576	7 774	6 314
PMG Wierzchowice	1 200	1 200	1 200,0	1 200	13 166	13 166
GIM Sanok	1 015	1 015	1 015	1 015	11 137	11 137
Razem	2 929	2 796	2 924	2 791	32 077	30 617

* przeliczenie dla paliwa gazowego o cieple spalania 39,5 MJ/m³.

5.2.6. Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne

W 2016 r. w KPMG Kosakowo dodano do eksploatacji nową komorę magazynową K-5, po wydaniu przez Prezesa URE decyzji o zmianie Koncesji pojemność czynna instalacji magazynowej wzrosła do 145,5 mln m³. Po zakończeniu prowadzonej inwestycji budowy KPMG Kosakowo, planowana pojemność czynna wyniesie 250 mln m³. Dodatkowo, prowadzono działania związane z uzyskaniem niezbędnych decyzji administracyjnych zmierzających do budowy KPMG Kosakowo do pojemności 655,7 mln m³ gazu. W 2016 r. uzyskano w imieniu i na rzecz PGNiG, Decyzję Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku z dnia 21 lipca 2016 r. określającą środowiskowe uwarunkowania realizacji przedsięwzięcia pn. „Budowa Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu Kosakowo do pojemności roboczej dla gazu 655,7 mln m³ w zakresie komór magazynowych, instalacji ługowniczej, naziemnej infrastruktury technicznej oraz gazociągów łączących obiekty instalacji magazynowej”. Również w 2016 r. zakończona została rozbudowa pojemności czynnej magazynu PMG Brzeźnica, po wydaniu przez Prezesa URE decyzji o zmianie Koncesji pojemność czynna instalacji magazynowej wzrosła do 100,0 mln m³.

W lutym 2016 r., GSP udostępniła na potrzeby rynku, na zasadach TPA, nowe zdolności magazynowe w GIM Kawerna będące wynikiem rozbudowy KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo oraz procesów geologicznych w wysadzie solnym KPMG Mogilno. Usługi zostały udostępnione w ramach długoterminowej usługi magazynowania lub krótkoterminowej na warunkach przerywanych, w formie pakietów, pakietów elastycznych lub usługi rozdzielonej.

5.2.7. Perspektywy rozwoju

Perspektywy rozwoju w Polsce

Zakup gazu ziemnego

W perspektywie długoterminowej PGNiG kierować się będzie realizacją warunków wynikających z długoterminowych kontraktów z Gazprom eksport i Qatargas w zakresie odbioru minimalnych ilości kontraktowych. W przypadku wystąpienia nieprzewidzianego wzrostu zapotrzebowania na paliwo gazowe Spółka będzie dokonywała zakupów gazu ziemnego w ramach umów krótkoterminowych na rynkach ościennych lub na rynku LNG, w zależności, który z rynków będzie korzystniejszy cenowo.

Rozwój w segmencie CNG i LNG

- Mała Regazyfikacja LNG dla przedsiębiorców: budowa stacji LNG dla klienta biznesowego (w modelu 1:1), przy wolumenie i profilu odbioru zapewniającym opłacalność ekonomiczną inwestycji;
- Bunkrowanie LNG – aktywna działalność na rynku bunkrowania statków paliwem LNG, w tym złożenie wniosku o dofinansowanie ze środków UE w ramach programu Connecting Europe Facility;
- Stacje CNG dla transportu komunalnego – podejście polegające na selektywnym podejściu do klienta, utrzymaniu obecnie funkcjonujących stacji, a także realizację nowych inwestycji pod warunkiem ich opłacalności ekonomicznej.

Przygotowano nowe oferty cenowe dla klientów oparte o elastyczny mechanizm rynkowy oraz rozpoczęto pracę nad możliwością powiązania oferowanej ceny LNG/CNG z ceną paliw ropopochodnych.

Magazynowanie

W zakresie budowy KPMG Kosakowo kontynuowane będą prace związane z budową 5 komór Klastra B oraz ługowaniem kawern K-6, K-8 i K-9. Zgodnie z umową zakończenie wszystkich prac związanych z budową 5 kawern klastra B planowane jest na 2021 r.

Kontynuowane będą prace zmierzające do pozyskania niezbędnych decyzji administracyjnych do budowy KPMG Kosakowo do pojemności 655,7 mln m³.

Perspektywy rozwoju za granicą

PST planuje dalszy rozwój działalności opartej na sprzedaży gazu i energii elektrycznej do klientów końcowych oraz w handlu hurtowym. W obszarze sprzedaży detalicznej, celem spółki jest znaczny rozwój portfolio klientów końcowych. Ponadto PST weszła we współpracę z partnerem handlowym Premio Energie GmbH w ramach której Premio Energie będzie oferowała wyłącznie produkty PST na zasadach „ekskluzywnej sprzedaży”.

W ramach działalności handlowej, oprócz obrotu pozagiełdowego oraz działalności na giełdach, PST zamierza rozwijać biznes oparty na współpracy z jednostkami miejskimi i gminnymi oraz spółkami handlowymi w ramach obrotu gazem i energią elektryczną, oferując standardowe i strukturyzowane produkty handlowe oraz pozostałe usługi związane z działalnością handlową (np. usługi bilansujące).

W 2016 r. PST rozszerzyło swoją obecność handlową na rynek Wielkiej Brytanii w ramach handlu gazem ziemnym na obszarze rynkowym NBP (National Balancing Point – brytyjski odpowiednik Polish VTP). Utworzono londyński oddział PST, który zajmie się międzynarodowym handlem LNG. Oddział w Londynie będzie pełnił funkcję agenta PGNiG w celu zabezpieczenia dostaw LNG do gazoportu w Świnoujściu oraz handlu na globalnym rynku LNG.

W ramach działalności handlowej planowana jest dalsza automatyzacja procesów aby sprostać wymaganiom stawianym przez instytucje zajmujące się wdrażaniem założeń zawartych w Rozporządzeniu REMIT (Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency) oraz EMIR (European Market Infrastructure Regulation).

W ramach sprzedaży detalicznej kluczową kwestię stanowią systemy informatyczne oraz wewnętrzne procesy PST. Jest to niezwykle istotne dla celów sprzedaży detalicznej do klientów końcowych (rynek masowy), gdzie wskaźnik efektywności przyłączania nowych klientów oraz wysokość kosztów obsługi klientów CTS pełnią rolę kluczowych wskaźników efektywności (KPI).

Realizując strategię zwiększenia aktywności PGNiG na rynkach zagranicznych, planuje się kontynuację sprzedaży gazu ziemnego w kierunku ukraińskim. PGNiG śledzi również z dużym zainteresowaniem prowadzone rozmowy międzyoperatorskie między Gaz-Systemem i Ukrtransgaz w zakresie rozbudowy połączeń przesyłowych między Polską a Ukrainą. Ich pomyślna finalizacja zaowocuje zwiększeniem możliwości przesyłu w kierunku Ukrainy, a tym samym umożliwi dalszy rozwój sprzedaży na rynek ukraiński.

5.3. Segment Dystrybucja

Podstawową działalność segmentu stanowi przesyłanie siecią dystrybucyjną gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu koksowniczego do klientów detalicznych i korporacyjnych. Ponadto segment prowadzi prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej oraz dokonuje przyłączeń nowych klientów. Dystrybucją gazu ziemnego zajmuje się Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (PSG) i jako Operator Systemu Dystrybucyjnego prowadzi działalność gospodarczą na terenie wszystkich województw. Spółka ma dominujący udział na rynku, należy do niej 96% krajowej sieci dystrybucyjnej oraz niemal 99% przyłączy.

5.3.1. Segment w liczbach

	2016	2015	2014	2013	2012
	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym	4 915	4 585	4 283	4 250	3 583
- usługa dystrybucji poza GK PGNiG	729	363	67	23	10
- usługa dystrybucji do GK PGNiG	3 657	3 748	3 868	4 045	3 385
EBITDA	2 559	2 339	2 002	1 596	1 697
EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości aktywów	2 563	2 341	1 994	1 597	1 698

Wolumen dystrybucji gazów (gaz wysokometanowy, zaazotowany, propan-butan, koksowniczy)

w jednostkach naturalnych mln m ³	2016	2015	2014	2013	2012
Razem wolumen dystrybucji gazów	10 858	9 823	9 586	10 128	9 924
- w tym gaz wysokometanowy	9 301	8 646	8 495	8 922	8 816
- w tym gaz zaazotowany	836	643	568	610	578
w tym poza GK PGNiG	3 081	1 793	804	641	556

Stopecień pokrycia geograficznego pod kątem liczby gazyfikowanych gmin lub powierzchni gazyfikowanych gmin - 59,78%.

Liczba gmin w Polsce - 2 479, w tym zgazyfikowanych - 1 482.

5.3.2. Strategia w segmencie

Maksymalizacja przepływów z obszaru infrastruktury

PSG wypełniając misję Narodowego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Gazu, również w obszarze rozwoju konstruuje portfel inicjatyw tak, aby wspierał dedykowane mu wartości akcentowane w strategii PSG na lata 2016 – 2022:

1. Budowę wartości;
2. Ciągłą poprawę efektywności działań;
3. Poszukiwanie i wdrażanie innowacyjnych rozwiązań i technologii;
4. Podejmowanie nowych wyzwań rynkowych.

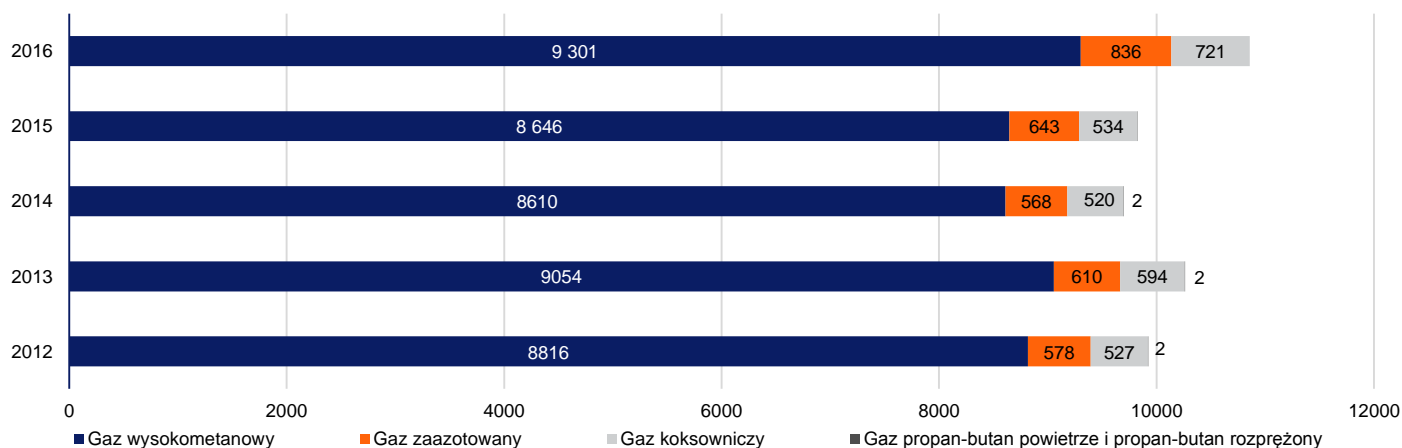
Nowa strategia PSG zakłada przede wszystkim zwiększenie ilości dystrybuowanego gazu, zwiększenie liczby nowych odbiorców oraz istotny przyrost gazyfikacji nowych gmin w Polsce.

Nadrzędnym celem PSG jest dążenie do likwidacji tzw. „białych plam” na gazowej mapie Polski. PSG do 2022 r. chce zrealizować plan gazyfikacji 74 nowych gmin oraz przyłączyć do sieci około 350 tys. nowych odbiorców. W latach 2016-2022, planowany skumulowany wzrost wartości zysku EBITDA wyniesie 15,98 mld zł przy skumulowanym wolumenie dystrybuowanego gazu 79,06 mld m³.

5.3.3. Działalność w 2016

W 2016 r. w rozliczeniach z odbiorcami PSG obowiązywała „Taryfa nr 3 dla usług dystrybucji paliwa gazowego i usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego” zmieniona przez Prezesa URE w dniu 16 grudnia 2015 r. a następnie w dniu 9 czerwca 2016 r. W efekcie zmian okres obowiązywania został przedłużony do 31 grudnia 2016 r. Stawki opłat za usługę dystrybucji i usługę regazyfikacji nie uległy zmianie.

Ilość gazu przesyłanego systemem dystrybucyjnym w mln m³

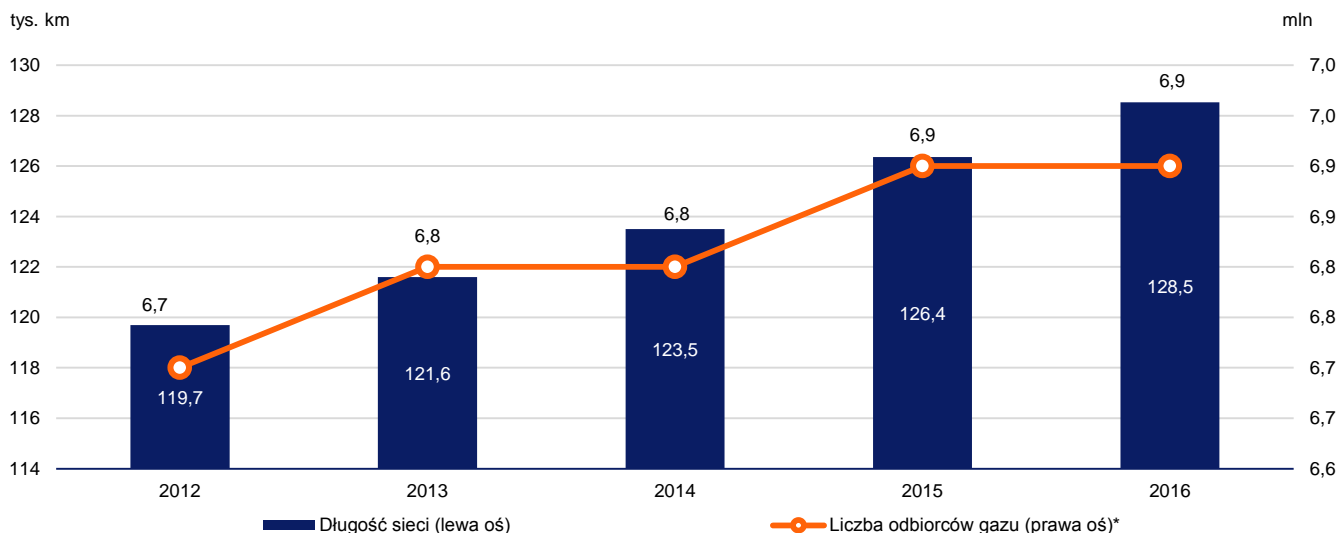


Od 1 stycznia 2017 r. została wprowadzona nowa trójstopniowa struktura organizacyjna, w której wydzielono Centralę, 17 Zakładów Gazowniczych oraz 167 Gazowni i 67 punktów gazowniczych. Struktura organizacyjna PSG odpowiada podziałowi administracyjnemu kraju, co pozwoli na uproszczenie współpracy z władzami samorządowymi oraz ułatwi dostęp do usług dla klientów PSG.

PSG zobowiązana jest zapewnić wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego na zasadach i w zakresie określonym w ustawie - Prawo energetyczne. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie stosownych umów dystrybucyjnych. W 2016 r. PSG zawarła łącznie 21 umów dystrybucyjnych oraz dwie Międzyoperatorskie Umowy Dystrybucyjne. W tym samym okresie miało miejsce około 62 tys. zmian sprzedawcy. Głównymi konkurentami PSG są EWE Energia Sp. z o.o., DUON Dystrybucja S.A., G.EN. Gaz Energia Sp. z o.o.

PSG w 2016 r. w ramach obsługi klientów w procesie przyłączenia wydała ok. 127 tys. warunków przyłączenia do sieci gazowej (wzrost o ok. 20 % w odniesieniu do 2015 r.) oraz zawarła ponad 64 tys. umów o przyłączenie do sieci gazowej (wzrost o ok. 30 % w odniesieniu do 2015 r.).

Długość sieci własnych bez przyłączy (tys. km) oraz liczba odbiorców (mln)



* Odbiorca - każdy, kto otrzymuje lub pobiera paliwa gazowe na podstawie umowy ze sprzedawcą

5.3.4. Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne

Łączne wydatki na realizację inwestycji w PSG w 2016 r. ukształtowały się na poziomie 1,1 mld zł. Najistotniejsze kierunki inwestowania, a jednocześnie kierunki o największym udziale w wydatkowanych środkach, to:

- inwestycje związane ze wzrostem sprzedaży paliwa gazowego, poprzez rozbudowę sieci i budowę przyłączy (551 mln zł),
- inwestycje związane z modernizacją sieci gazowej z uwagi na stan techniczny sieci gazowej, stopień zamortyzowania istniejących zasobów sieciowych, jak również stopień zagrożenia bezpieczeństwa dostaw gazu (305 mln zł),
- zakup nowych urządzeń pomiarowych (gazomierzy) w celu ich instalacji u nowych odbiorców paliwa gazowego, bądź w celu wymiany dotychczas zainstalowanych, po upływie okresu legalizacji (108 mln zł).

Realizowano również inicjatywy takie jak: wdrożenie nowej struktury organizacyjnej PSG, optymalizacja procesów, opracowanie koncepcji Systemu Informacji Zarządczej, szereg projektów z obszaru IT i projektów związanych z wykorzystaniem technologii LNG w dystrybucji paliwa gazowego - w tym projekt budowy Zakładu wytwarzania urządzeń stosowanych w budowie stacji regazyfikacji LNG.

Ponadto PSG realizuje projekty m.in.: benchmarkingu regulacyjno-kosztowego realizowanego przy współudziale wybranych europejskich operatorów sieci dystrybucyjnych, projekty z obszaru transportu gazu, projekty o charakterze infrastrukturalnym, mające na celu wdrożenie wytycznych podnoszących bezpieczeństwo prac i jakość sieci gazowej.

PSG kładzie znaczący nacisk na przyłączanie nowych odbiorców do sieci gazowej oraz modernizację sieci gazowej w celu zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności dostawy gazu, co w przyszłości przełoży się na zapewnienie stałych źródeł przychodów z tytułu świadczonej usługi dystrybucji gazu. Na rozbudowę sieci gazowej i przyłączanie odbiorców przeznaczana jest około połowa środków finansowych wydatkowanych wskutek realizacji planu inwestycyjnego. Drugą najważniejszą pozycję w planie inwestycyjnym, po rozbudowie i przyłączaniu, stanowią środki przeznaczane na modernizację sieci gazowej. Inwestycje modernizacyjne mają na celu zapewnienie bezpiecznego i niezawodnego transportu gazu do klientów. Uwzględniając wyżej wskazane nakłady, jak również wysokość nakładów poniesionych na zakup gazomierzy, około 87% środków finansowych przeznaczonych na inwestycje zostało wydatkowanych na inwestycje o charakterze sieciowym.

Dzięki dokonywanym inwestycjom liczba nowych odbiorców biorąc pod uwagę ilość układów pomiarowych wzrosła o ponad 6 tys. w 2016 r. Długość własnych sieci gazowej w 2016 r. wyniosła 128,5 tys km co wskazuje na wzrost o ponad 2 tys. km w porównaniu do 2015 r.

5.3.5. Perspektywy rozwoju

W obszarze rozwoju dystrybucji gazu ziemnego i nowych usług PSG planuje realizację strategii rozwoju sieci dystrybucyjnej PSG na lata 2017-2026 oraz m.in. opracowanie Projektu Planu Rozwoju na lata 2018-2022, rozszerzenie funkcjonalności dystrybucyjnego systemu gazowego z wykorzystaniem technologii Power to Gas (P2G). Polega ona na konwersji nadmiarowej energii elektrycznej na gaz - wodór (H₂), a po metanizacji na syntetyczny gaz ziemny (SNG). Pośrednie (niskoemisyjne) nośniki energii mogą zostać zmagazynowane w sieci gazowej, posiadającej duże zdolności akumulacyjne oraz wysoką elastyczność, a następnie zgodnie z potrzebami biznesowymi odbiorców wykorzystane np. do produkcji energii za pomocą ogniw paliwowych lub wysokosprawnych silowni gazowych. Sieć gazowa stanie się podsystemem przyszłej, zintegrowanej i konwergentnej Inteligentnej Sieci Energetycznej.

Opis planowanych inwestycji:

Kategoria zadań inwestycyjnych	Nakłady w 2017 r. (w mln zł)
Rozbudowa sieci i przyłączy	774
Modernizacja sieci	463
Inne	432
Razem	1 669

W oparciu o przygotowywaną strategię rozwoju sieci dystrybucyjnej PSG na lata 2017- 2026 PSG kontynuować będzie realizację projektów w zakresie budowy i rozbudowy sieci gazowych, w tym także z szerokim wykorzystaniem technologii LNG. W kolejnych latach spółka planuje wdrożyć model inwestycyjny promujący przyrost wolumenu transportowanego gazu oraz przyspieszyć realizację kluczowych projektów inwestycyjnych. Do ich wykonania PSG zamierza maksymalnie wykorzystać dofinansowanie zewnętrzne, pochodzące z programów zaplanowanych w perspektywie budżetowej Unii Europejskiej na lata 2014-2020. Szczególny nacisk Spółka położy na aktywizację procesów pozyskiwania nowych odbiorców, wzrost niezawodności sieci gazowej i bezpieczeństwo dostaw gazu.

PSG na bieżąco obserwuje pojawiające się technologie o znaczeniu przełomowym dla sektora energetycznego oraz wprowadzane zachęty administracyjne wspierające rozwój energetyki niskoemisyjnej opartej na ekologicznych źródłach. Przykładem zachęty administracyjnej jest chociażby Pakiet na Rzecz Czystego Transportu na który składają się trzy dokumenty: Plan Rozwoju Elektromobilności, Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych oraz ustawa powołującą Fundusz

Niskoemisyjnego Transportu. W oczekiwaniu na jego wdrożenie, PSG angażuje się we współpracę pomiędzy GK PGNiG a podmiotami z sektora paliwowego mającą na celu rozwój infrastruktury paliw alternatywnych i stworzy warunki dające możliwość zaoferowania użytkownikom pojazdów odpowiedniej oferty tankowania paliwa CNG i LNG. Inicjatywy te mają szansę przełożyć się na wzrost wolumenu transportowanych gazów, a tym samym przychodów ze sprzedaży usługi dystrybucji oraz nowych usług.

Ponadto, PSG kontynuuje działania mające na celu pozyskanie finansowania ze źródeł zewnętrznych do projektów rozwojowych PSG z funduszy unijnych oraz innych źródeł finansowania na wsparcie inwestycji w zakresie budowy i przebudowy sieci dystrybucyjnych gazu ziemnego i projekty badawczo-rozwojowe.

5.4. Segment Wytwarzanie

Podstawową działalnością segmentu jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej oraz realizacja dużych przedsięwzięć elektroenergetycznych wykorzystujących gaz ziemny, jako paliwo.

Centrum kompetencyjnym GK PGNiG w dziedzinach wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz realizacji projektów z zakresu elektroenergetyki i ciepłownictwa jest PGNiG TERMIKA.

Głównymi źródłami przychodów spółki są sprzedaż ciepła, energii elektrycznej i usług systemowych oraz certyfikatów pochodzenia energii. Spółka dysponuje 4,6 GW mocy cieplnej oraz 1 GW mocy elektrycznej osiąganych w źródłach wytwórczych spółki i zaspokaja 70% potrzeb cieplnych rynku warszawskiego. PGNiG TERMIKA jest także wytwórcą i dostawcą ciepła oraz jednocześnie właścicielem źródła i sieci cieplnej na terenie Pruszkowa, Komorowa i Piastowa.

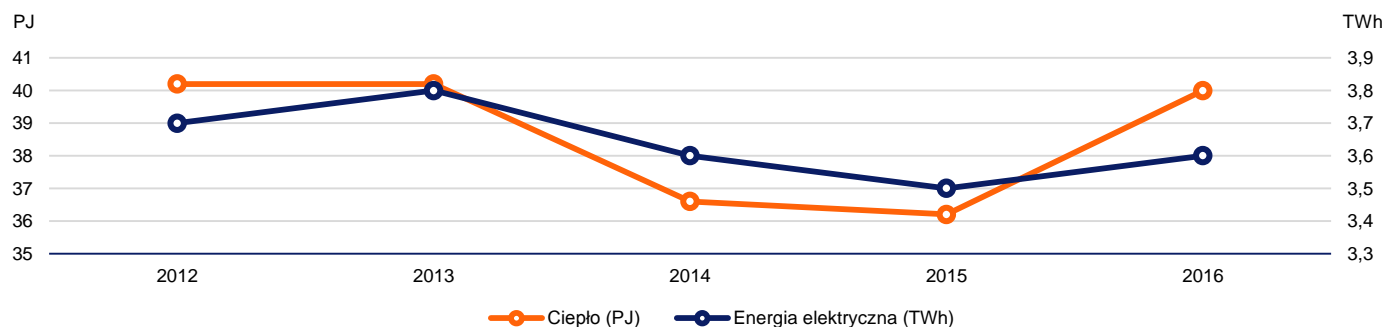
PGNiG TERMIKA jest również największym w Polsce producentem energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji, 9. co do wielkości producentem energii elektrycznej w kraju oraz posiada około 11% udziału w produkcji ciepła wytwarzanego przez przedsiębiorstwa koncesjonowane w Polsce.

W 2016 r. do segmentu Wytwarzanie dołączyła spółka Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. z siedzibą w Jastrzębiu Zdroju (PEC) oraz Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A.(SEJ).

5.4.1. Segment w liczbach

	2016	2015	2014	2013	2012
	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Przychody ze sprzedaży ogółem	2 195	1 887	1 943	2 063	1 957
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG, w tym:	1 472	1 215	1 149	1 658	1 893
- ciepło	1 262	1 126	1 079	1 069	978
- energia elektryczna	36	8	7	514	739
Przychody ze sprzedaży między segmentami	723	672	794	405	64
EBITDA	759	679	463	503	471
EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości aktywów	775	710	463	503	473

Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej z produkcji



Moce osiągalne wg koncesji/zakładu produkcyjnego/oddziału

Jednostka wytwórcza	Ciepło [MW]	Energia Elektryczna [MW]	Energia Chłodnicza [MW]	Zdolności wytwórcze w sprężonym powietrzu [tys.m ³ /h]
PGNiG TERMIKA	4 648	1 015	-	-
Ec Siekierki	2 068	620	-	-
Ec Żerań	1 580	386	-	-
Ec Pruszków	186	9	-	-
C Kawęczyn	465	-	-	-
C Wola*	349	-	-	-
PEC	255	2	-	-
Zakład Ciepłny Żory	87	-	-	-
Zakład Ciepłny Wodzisław Śląski	57	2	-	-
Zakład Ciepłny Racibórz	91	-	-	-
Zakład Ciepłny Knurów	16	-	-	-
Zakład Ciepłny Jastrzębie	0,5	-	-	-
Zakład Ciepłny Rybnik**	4	-	-	-
SEJ	505	130	15	423
Oddział Zofiówka	235	64	-	135
Oddział Moszczenica	156	38	-	-
Oddział Pniówek	72	14	15	191
Oddział Suszec lokalizacja Suszec	39	11	-	97
Oddział Suszec lokalizacja Częstochowa	2	3	-	-

* bez K1-Koncesja C Wola zawiera K1

** Kociołnia w Rybniku przy ul. Karłowicza została wygaszona we wrześniu 2016 r. Zainstalowana moc cieplna ZC Rybnik - stan na grudzień 2016 - stanowi sumę mocy kotłowni przy ul. Obywatelskiej 5 oraz Mościckiego 5D.

5.4.2. Strategia w segmencie

Maksymalizacja przepływów z obszaru wytwarzania

W segmencie Wytwarzanie GK PGNiG realizuje strategię ukierunkowaną na zwiększenie udziałów w rynku produkcji i dystrybucji ciepła. W dniu 28 kwietnia 2016 r. PGNiG TERMIKA kupiła 100% akcji PEC w Jastrzębiu Zdroju, a także 11 sierpnia 2016 r. nabyła akcje SEJ od Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. Dzięki tym przejściom GK PGNiG otworzyła swoją działalność na zupełnie nowe rejony Polski. PEC oraz SEJ działają na perspektywicznych rynkach ciepła Górnego Śląska. Poprzez spółkę zależną PGNiG TERMIKA, GK PGNiG buduje grupę prężnie funkcjonujących spółek o dużym potencjale wzrostu, który pozytywnie przełoży się na wartość całej GK PGNiG.

Strategia PGNiG TERMIKA jest naturalną konsekwencją strategii przyjętej na lata 2014 – 2022 w GK PGNiG oraz odpowiedzią na wyzwania i ryzyka rynkowe w perspektywie 2022 r.



Aspiracje PGNiG TERMIKA do 2022 r:

- osiągnięcie 1 mld EBITDA w 2020 r.,
- realizacja Planu Inwestycyjnego zapewniającego dostosowanie majątku wytwórczego do obecnych i przyszłych wymagań środowiskowych,
- wiodące miejsce w Polsce wśród przedsiębiorstw ciepłowniczych pod względem posiadanej infrastruktury sieciowej,
- pełnienie funkcji moderatora zmian regulacyjnych i rynkowych w sektorze,

- osiągnięcie benchmark'ów rynkowych efektywności organizacji w Polsce.

W związku z istotnymi zmianami otoczenia regulacyjnego spółki, założeń realizacji kluczowych inwestycji, a także nabyciem istotnych aktywów oraz aktualizacją Strategii GK PGNiG na lata 2014-22 wystąpiła potrzeba przeprowadzenia przeglądu i aktualizacji dotychczas realizowanej Strategii poprzez modyfikację części dotychczasowych inicjatyw oraz dodanie nowych. Rozpoczęto proces aktualizacji Strategii PGNiG TERMIKA do 2022.

5.4.3. Działalność w 2016 r.

PGNiG TERMIKA

Konkurencja w segmencie na lokalnych rynkach ciepła istnieje przede wszystkim pomiędzy systemowymi przedsiębiorstwami ciepłowniczymi a indywidualnymi źródłami ciepła lub małymi kotłowniami obsługującymi ograniczoną liczbę odbiorców. Znaczna część zapotrzebowania na ciepło w Polsce ciągle zaspokajana jest przez małe źródła, nieprzyłączone do systemów ciepłowniczych. Nawet w dużych aglomeracjach, z dobrze rozwiniętymi systemami ciepłowniczymi, jest wielu odbiorców ciepła obsługiwanych przez źródła indywidualne lub małe lokalne kotłownie.

Największym odbiorcą sprzedanego ciepła jest Veolia Energia Warszawa S.A., która zakupiła 93,9% wytworzonego ciepła. Sprzedaż energii elektrycznej realizowana jest przede wszystkim do PGNiG (98,4%). Długości sieci ciepłowniczej PGNiG TERMIKA wynosi 74 km w Pruszkowie i 6,1 km w Warszawie.

W 2016 r. PGNiG TERMIKA zrealizowała szereg przedsięwzięć, kluczowych dla osiągnięcia celów strategicznych, w tym m.in. utrzymania konkurencyjności ciepła sieciowego w Warszawie jako najtańszego sposobu ogrzewania budynków. Moc ciepła w PGNiG TERMIKA odpowiada wymaganiom zawartym w uzgodnieniu rocznym z Veolia Energia Warszawa S.A., operatorem sieci ciepłowniczych, gwarantując bezpieczeństwo dostaw ciepła dla mieszkańców Warszawy. Od września 2016 r. weszło w życie nowe uzgodnienie roczne pomiędzy podmiotami na podstawie którego zapotrzebowanie systemu ciepłowniczego wzrosło o 59 MW (o 9 MW więcej niż planowano). Spółka aktywnie uczestniczy m.in. we współtworzeniu regulacji dotyczących wdrożenia mechanizmów „rynku mocy” w Polsce i konsultacjach regulacji dotyczących odnawialnych źródeł energii.

PGNiG TERMIKA kontroluje utrzymanie dyscypliny budżetowej w ramach jednostek organizacyjnych. Proces sprzedaży nieruchomości odbywa się zgodnie z planem. Ponadto, w celu optymalizacji kosztów przeprowadzono dywersyfikację usług remontowych zwiększając konkurencję wśród dostawców, wprowadzono standardy utrzymania i metody zarządzania cyklem życia majątku oraz ograniczono zużycie energii na potrzeby własne.

PGNiG TERMIKA realizuje plan ekspansji geograficznej w obszarze systemów ciepłowniczych i wytwarzania, stając się właścicielem PEC oraz SEJ.

Ponadto PGNiG TERMIKA wspólnie z PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A. i ENERGA S.A., złożyła w dniu 16 września 2016 r. wstępną ofertę zakupu aktywów należących do EDF Polska, która na dzień Sprawozdania jest przedmiotem dalszych negocjacji.

PEC

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. (PEC) prowadzi działalność w zakresie eksploatacji systemów ciepłowniczych (głównie sieci ciepłownicze oraz kilka lokalnych źródeł ciepła) w 9 gminach: Jastrzębie-Zdrój, Czerwionka-Leszczyny, Knurów, Kuźnia Raciborska, Pawłowice, Rybnik, Wodzisław-Śląski i Żory. PEC podzielony jest na 6 zakładów ciepłowniczych operujących lokalnymi systemami ciepłowniczymi. Eksploatuje sieci o długości ok. 288 km. Całkowita moc zamówiona przez odbiorców we wszystkich zakładach PEC wynosi ok. 445 MWt. PEC posiada również 14 ciepłowni i 1 elektrociepłownię o łącznej mocy ok. 255 MWt i 2MWe. Udział produkcji ze źródeł własnych w sprzedaży ciepła wynosi 41%.

W strukturach GK PGNiG TERMIKA, PEC jest pierwszym dużym przedsiębiorstwem zajmującym się eksploatacją sieci ciepłowniczych. Ogólna liczba odbiorców PEC wynosi 2 150. Głównymi odbiorcami są spółdzielnie mieszkaniowe w Jastrzębiu Zdroju, Rybniku, Żorach, Raciborzu, Wodzisławiu Śląskim i w Knurowie, które zużywają łącznie 1,4 PJ ciepła. Przedsiębiorstwo kieruje swoją ofertą zarówno do dużych podmiotów gospodarczych, jak i drobnych odbiorców indywidualnych.

SEJ

Działalność Spółki Energetycznej „Jastrzębie” S.A. (SEJ) skupia się na produkcji energii elektrycznej, ciepła, chłodu i sprężonego powietrza na potrzeby kopalń JSW S.A.. Elektrociepłownie położone są w bezpośrednim sąsiedztwie poszczególnych zakładów górniczych. SEJ w ramach swojej działalności prowadzi produkcję w 5 zakładach o łącznej mocy wytwórczej: 130,1 MWe, 504,66 MWt, 422,5 tys. m³/h sprężonego powietrza oraz 14,8MWch. SEJ jest liderem w zakresie energetycznego zagospodarowania metanu z odmetanowania kopalń w procesie produkcji ciepła i chłodu do klimatyzacji wyrobisk górniczych w trójgeneracji. Z tego względu w strukturach GK PGNiG TERMIKA, SEJ odpowiada za budowę sektora energetyki przemysłowej oraz w późniejszym okresie za nadzór nad jego eksploatacją.

SEJ swoją sprzedaż kieruje do 186 klientów, wśród których głównymi odbiorcami są: JSW S.A. (sprzedaż energii elektrycznej, ciepła, chłodu oraz sprężonego powietrza), PEC (sprzedaż ciepła), TAURON Polska Energia S.A. (sprzedaż energii elektrycznej), Koksownia Częstochowa NOWA Sp. z o. o. (sprzedaż energii elektrycznej oraz ciepła) oraz Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A. (sprzedaż ciepła).

Na rynku, na którym działa SEJ - w zakresie wytwarzania ciepła nie posiada konkurencji. Na rynku energii elektrycznej konkurencją są operatorzy systemowi oraz wytwórcy, spośród których najbardziej znaczącą jest PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Dla chłodu oraz sprężonego powietrza ze względu na lokalny charakter dostawy SEJ nie posiada konkurencji. Długość sieci ciepłowniczych, których właścicielem jest SEJ wynosi 28,8 km.

Sprzedaż dodatkowych mediów produkowanych w zakładach SEJ w 2016 r. przedstawia się następująco:

- sprzedaż chłodu do podmiotów zewnętrznych: 55 ,8 GWh.
- sprzedaż sprężonego powietrza do podmiotów zewnętrznych: 769,5 mln m³.

5.4.4. Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne

PGNiG TERMIKA

W celu sprostania zaostżonym wymaganiom emisyjnym, PGNiG TERMIKA sukcesywnie modernizuje swoje jednostki wytwórcze. Nakłady inwestycyjne segmentu wytwarzanie w 2016 r. wyniosły 273,7 mln zł, z czego ok 41,5 mln zł stanowiły nakłady na ochronę środowiska.

Do najważniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych w 2016 r. należały:

- Budowa bloku gazowo-parowego o mocy ok. 450 MW w Ec Żerań (BGP Żerań) - zrealizowano jeden z czterech etapów przebudowy układu wody chłodzącej. Wykonano także projekty dla inwestycji dostosowania i przełączenia istniejących urządzeń EC Żerań do nowej rozdzielni PSE i uzyskano pozwolenie na budowę dla tego zadania. Po ogłoszeniu powtórnego przetargu na dostawę i montaż BGP Żerań, zgodnie z przyjętym harmonogramem, w dniu 16 lutego 2017 r. otwarto oferty na dostawę i montaż bloku gazowo - parowego w Ec Żerań. Oferty złożyły konsorcja: GE Power Sp. z o.o. i General Electric International, Inc. oraz Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH, Mitsubishi Hitachi Power Systems Ltd, Mitsubishi Hitachi Power System Europe Ltd i Polimex Mostostal S.A. Rozstrzygnięcie przetargu nastąpi po sprawdzeniu i ocenie ofert.
- Przebudowa kotła K1 na kocioł biomasowy w Ec Siekierki - uzyskano koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej oraz ciepła w oparciu o spalanie biomasy w układzie hybrydowym.
- Budowa kotłowni szczytowej w Ec Żerań - przygotowano materiały przetargowe dla ograniczonego zakresu prac dla kotłowni gazowej w Ec Żerań. W październiku ogłoszono powtórny przetarg. Trwa procedura przetargowa.
- Budowa gazowej elektrociepłowni w Przemyślu (Ec Przemyśl) - kontynuowano prace związane z projektem budowy gazowej elektrociepłowni o mocy 5 MWe /8 MWt w Przemyślu. Uzyskano pozwolenie na budowę gazowej elektrociepłowni i uzyskano warunki przyłączenia. Rozpoczęto prace projektowe gazociągu doprowadzającego paliwo z lokalnych kopalni gazu ziemnego należących do PGNiG. Uruchomienie elektrociepłowni planowane jest na trzeci kwartał 2018 r.
- Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli (dalej: ECSW) - budowa bloku gazowo-parowego nie zakończyła się w zakładanym terminie, wobec powyższego spółki PGNiG oraz TAURON Polska Energia S.A. podjęły decyzję o konieczności restrukturyzacji Projektu ECSW, w szczególności poprzez:
 - zmianę formuły finansowania Projektu polegającej na przejściu na formułę finansowania korporacyjnego, w którym stroną kredytu będzie ECSW a Sponsorzy będą stroną gwarancji, bądź będą zleceniodawcą gwarancji bankowych wystawianych na rzecz Podmiotów finansujących Projekt;
 - zmianę zasad sprzedaży przez ECSW energii elektrycznej skutkującą urynkowaniem formuły cenowej sprzedawanej energii elektrycznej poprzez jej indeksowanie do TGE oraz zmianę zasad ustalania wolumenu sprzedaży energii elektrycznej;
 - zmianę zasad nabywania paliwa gazowego poprzez ECSW od PGNiG skutkującą urynkowaniem formuły cenowej nabywanego paliwa gazowego poprzez jej indeksowanie do TGE oraz zmianę zasad ustalenia zapotrzebowania na paliwo gazowe.

W październiku 2016 r. zostało podpisane Porozumienie w sprawie ustalenia podstawowych warunków brzegowych restrukturyzacji projektu budowy bloku gazowo-parowego w ECSW, które dostosowuje obecne umowy handlowe ECSW do oczekiwanego terminu oddania bloku do eksploatacji oraz do istniejącego otoczenia rynkowego. W związku z zawieszeniem przez Banki Finansujące kredytowania budowy bloku zaistniała konieczność renegotjacji warunków finansowania kredytowego Projektu. Strony projektu zawarły w drugiej połowie września 2016 r. umowę Standstill Deed. Umowa ta gwarantuje, że instytucje finansujące projekt powstrzymają się od postawienia udzielonych kredytów w stan natychmiastowej wymagalności oraz zaspokojenia swoich wierzytelności z ustanowionych zabezpieczeń.

Ponadto w 2016 r. zakończyła się inwentaryzacja obiektu. Inwestycja będzie kontynuowana z wykorzystaniem wyspecjalizowanej firmy wspierającej koordynację przedsięwzięcia w formule EPCM (Engineering, Procurement and Construction Management). Aktualnie trwają przygotowania do ogłoszenia postępowania na wybór EPCM. W 2016 r.

sponsorzy inwestycji (PGNiG i TAURON Polska Energia S.A.) udzielili kredytu w wysokości ok. 25 mln PLN celem zabezpieczenia środków na bieżącą działalność ECSW.

PEC

Łączne nakłady inwestycyjne w rzeczowy majątek trwały w 2016 r. wyniosły 10,2 mln zł. Najważniejsze zadania inwestycyjne dotyczyły m.in. budowy sieci i przyłączy ciepłowniczych (4,3 mln zł) oraz ich modernizacji i przebudowy (3,0 mln zł).

SEJ

Łączne nakłady inwestycyjne w rzeczowy majątek trwały od momentu nabycia do końca 2016 r. wyniosły 59 mln zł, które zostały przeznaczone głównie na kontynuację budowy kogeneracyjnego bloku fluidalnego CFB o mocy zainstalowanej brutto około 75MWe w Ec „Zofiówka”.

5.4.5. Perspektywy rozwoju

Największe projekty/inwestycje zaplanowane do realizacji w 2017 r. przez PGNiG TERMIKA to: budowa bloku gazowego 450 MWe w Ec Żerań oraz budowa kotłowni szczytowej w Ec Żerań. Zadania te mają na celu realizację założeń strategii tj. utrzymanie pozycji wiodącego producenta ciepła na warszawskim rynku oraz realizacja planu inwestycyjnego w celu poprawy rentowności aktywów i dywersyfikacji portfela paliwowego (węgiel / gaz / biomasa / paliwo alternatywne z odpadów). W kontekście krajowego rynku rozważane będą projekty akwizycji systemów ciepłowniczych, wdrażania technologii gazowych w ciepłownictwie, energetyce przemysłowej oraz rozproszonej opartej na gazie kopalnianym i dla sektora uzdrowiskowego/użyteczności publicznej.

Działania realizowane w przyszłości przez PEC mają na celu realizację podstawowych założeń: zapewnienie pewności dostaw ciepła dla wszystkich odbiorców PEC oraz rozwój lokalnego rynku ciepłowniczego.

Największe projekty i inwestycje planowane do realizacji w 2017 r. przez SEJ to kontynuacja budowy kogeneracyjnego bloku fluidalnego CFB o mocy zainstalowanej brutto około 75MWe w Ec „Zofiówka”, przeniesienie dwóch silników gazowych z Ec „Suszec” do Ec „Zofiówka”, modernizacja sprężarkowni w Ec „Zofiówka” - poprawa efektywności wytwarzania sprężonego powietrza, wymiana chłodziarek absorpcyjnych w Ec „Pniówek” - poprawa efektywności wytwarzania chłodu.

Podstawowy obszar strategiczny SEJ zorientowany jest na współpracę i dostawę mediów energetycznych do odbiorców przemysłowych, w tym m.in. zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego grupy kapitałowej JSW S.A., zwiększenie wykorzystania produktów ubocznych grupy kapitałowej JSW S.A. w procesie wydobywania węgla, do których należą m.in. gaz z odmetanowania kopalń, rozwój i maksymalizacja produkcji w systemach kogeneracyjnych i wykorzystanie efektów renty geograficznej poprzez lokalizowanie urządzeń w bliskim położeniu przemysłowych odbiorców energii.

5.5. Pozostałe segmenty

5.5.1. Segment w liczbach

Wybrane dane finansowe segmentu	2016		2015	2014	2013	2012
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Przychody ze sprzedaży	240	4	325	4	325	542
EBITDA	(61)	(4)	12	(2)	(49)	(2)

5.5.2. Działalność w 2016 r.

Oddział PGNiG - Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze (CLPB)

CLPB realizowało w 2016 r. m.in. usługi z zakresu badania urządzeń i systemów pomiarowych stosowanych w gazownictwie, wzorcowania urządzeń pomiarowych w zakresie ciśnień, objętości, temperatur, pomiarów geometrycznych, wielkości elektrycznych, właściwości chemicznych (w tym składu gazu), nadzoru nad systemami pomiarowymi w punktach wejścia na Białorusi i Ukrainie oraz na terminalu LNG w Świnoujściu, analiz technicznych itp.

Główni nabywcy usług Oddziału CLPB to EuRoPol Gaz S.A. (ok. 33%), OGP GAZ-SYSTEM S.A. (ok. 15%), GK PGNiG (ok. 20%), pozostałe (ok. 32%).

PGNiG Technologie

Zasadniczym przedmiotem działalności PGNiG Technologie jest kompleksowe wykonywanie inwestycji w zakresie budowy kopalń ropy naftowej i gazu ziemnego oraz obiektów przesyłu gazu ziemnego, budowa i modernizacja instalacji technologicznych na obiektach związanych z magazynowaniem gazu, produkcja i remonty urządzeń wiertniczych i eksploatacyjnych do ropy naftowej

i gazu ziemnego oraz produkcja zbiorników ciśnieniowych i magazynowych, konstrukcji stalowych oraz remonty silników wysokoprężnych.

PGNiG Technologie funkcjonuje przede wszystkim na rynku krajowym, natomiast eksport w 2016 r. dotyczył wyrobów gotowych do Norwegii oraz Pakistanu.

PGNiG Serwis

Podstawową działalnością PGNiG Serwis jest świadczenie kompleksowych usług finansowo-księgowych, kadrowo-płacowych, teleinformatycznych, wsparcia w zakresie zarządzania projektami, zarządzania nieruchomościami, zarządzania flotą samochodową, obsługi portiersko-recepcyjnej, usługi bezpośredniej ochrony fizycznej dla spółek z GK PGNiG.

PGNiG Serwis realizuje usługi tylko dla PGNiG oraz dla podmiotów z GK PGNiG. PGNiG Serwis nie realizuje żadnych usług na rzecz podmiotów zewnętrznych.

Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa Gazoprojekt (Gazoprojekt)

Gazoprojekt świadczy usługi konsultingowe i projektowe na wszystkich etapach procedur administracyjnych: formułowania założeń techniczno - ekonomicznych, opracowywania dokumentacji oraz realizacji zamierzenia inwestycyjnego. Wykonuje m.in. analizy przedprojektowe, opracowania środowiskowe, dokumentację formalno-prawną, projektową i powykonawczą oraz wizualizacje 3D. W 2016 r. Gazoprojekt wygrał przetargi na łączną kwotę 15,9 mln zł.

Geovita

Geovita prowadzi działalność o profilu wypoczynkowym, odnowy biologicznej, profilaktyki leczniczej, rehabilitacji leczniczej i konferencyjno-szkoleniowym. Obiekty spółki Geovita położone są w Dąbkach, Mrzeżynie, Dźwirzynie, Jadwisinie koło Serocka, Płotkach koło Piły oraz Jugowicach, Łądku Zdroju, Zakopanem, Wiśle, Złockiem koło Muszyny i w Krynicy-Zdroju. Geovita dzierżawi i zarządza również trzema Hotelami: Orient w Krakowie, Bukowy Dworek w Gronowie k/Łagowa oraz Perła Bieszczadów k/Ustrzyk Dolnych. Zgodnie z decyzją Zarządu PGNiG. z 17 maja 2016 r., obiekty te zostaną wniesione aportem do spółki Geovita.

5.5.3. Perspektywy rozwoju

CLBP

Celem CLBP jest utrzymanie pozycji wiodącego laboratorium badawczego i punku legalizacyjnego w zakresie urządzeń i systemów pomiarowych stosowanych w przemyśle gazu ziemnego. Do zadań operacyjnych należy m.in. zwiększenie liczby procesowych analizatorów jakości gazu, nadzór nad rozliczeniami LNG w skali dużej (terminal morski) i małej (transport na cysternach) oraz utrzymanie pozycji wiodącej jednostki szkoleniowej w zakresie współpracy z międzynarodowymi jednostkami inspekcyjnymi oraz w obszarze szkoleń branżowych i technicznych.

PGNiG Technologie

Zadania stawiane przed PGNiG Technologie w 2017 r. to przede wszystkim aktywne poszukiwanie i realizacja satysfakcjonujących marżowo kontraktów (zarówno na rynku polskim jak i zagranicznym) jak i nowych obszarów działalności w ramach segmentów budowlanego i produkcyjnego (ze szczególnym uwzględnieniem obszaru energetyki). Pod kątem optymalizacji kosztowej PGNiG Technologie będzie prowadzić rozpoczęte w 2014 r. procesy restrukturyzacji majątkowej, dalsze optymalizowanie wykorzystania zasobów ludzkich, sprzętowych oraz majątkowych i ograniczanie kosztów stałych funkcjonowania.

PGNiG Serwis

W 2017 r. PGNiG Serwis planuje rozszerzenie działalności na inne spółki GK PGNiG oraz zwiększanie zakresu usług dla obecnych klientów.

Gazoprojekt

Głównymi zleceniami w ramach portfela zleceń Gazoprojektu na 2017 r. są opracowanie dokumentacji projektowej oraz nadzór autorski realizacji Inwestycji budowy gazociągu relacji Rembelszczyzna – Mory oraz Mory II - Wola Karczewska wraz z infrastrukturą towarzyszącą, a także dla zadania budowy międzysystemowego gazociągu stanowiącego połączenie systemów Rzeczypospolitej Polskiej i Rep. Słowackiej - gazociąg Strachocina - Granica RP (Polska - Słowacja).

Geovita

Do największych projektów, których realizacja została zaplanowana na 2017 r. należy zaliczyć zakończenie działań restrukturyzacyjnych, wniesienie aportem do majątku spółki trzech dzierżawionych obiektów: Hotel Orient, Hotel Bukowy Dworek, Hotel Perła Bieszczadów oraz pozyskanie nowych i realizacja kontraktów dla podmiotów GK PGNiG oraz zewnętrznych klientów.

6. Informacje uzupełniające dotyczące Grupy Kapitałowej PGNiG

6.1. Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG

Według stanu na dzień 31 grudnia 2016 r. w skład GK PGNiG wchodziły PGNiG jako podmiot dominujący, 33 spółki o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym oraz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych, w tym:

- 20 podmiotów bezpośrednio zależnych od PGNiG
- 14 podmiotów pośrednio zależnych od PGNiG

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2016 r. został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek GK PGNiG wg stanu na dzień 31 grudnia 2016 r.

Lp.	Firma spółki	Kapitał zakładowy	Udział kapitałowy PGNiG	% kapitału PGNiG (bezpośrednio)	% kapitału GK PGNiG (bezpośrednio i pośrednio)
<i>Spółki zależne - I stopnia</i>					
1	BSiPG "Gazoprojekt" S.A.	4 000 000	900 000	22,50%	75% ¹⁾
2	Exalo Drilling S.A.	981 500 000	981 500 000	100%	100%
3	GEOFIZYKA Kraków S.A. w likwidacji	64 400 000	64 400 000	100%	100%
4	GEOFIZYKA Toruń S.A.	66 000 000	66 000 000	100%	100%
5	Geovita S.A.	86 139 000	86 139 000	100%	100%
6	Gas Storage Poland Sp. z o.o.	15 290 000	15 290 000	100%	100%
7	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	600 050 000	600 050 000	100%	100%
8	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000	9 995 000	100%	100%
9	PGNiG Technologie S.A.	182 127 240	182 127 240	100%	100%
10	PGNiG TERMIKA S.A.	1 440 324 950	1 440 324 950	100%	100%
11	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	10 454 206 550	10 454 206 550	100%	100%
12	PGNiG Finance AB	500 000 SEK	500 000 SEK	100%	100%
13	PGNiG Supply & Trading GmbH	10 000 000 EUR	10 000 000 EUR	100%	100%
14	PGNiG Upstream International AS	1 100 000 000 NOK	1 100 000 000 NOK	100%	100%
15	Polish Oil And Gas Company – Libya B.V.	20 000 EUR	20 000 EUR	100%	100%
16	GAS - TRADING S.A.	2 975 000	1 291 350	43,41%	79,58% ²⁾
17	PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100%	100%
18	PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.	51 381 000	51 381 000	100%	100%
19	PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100%	100%
20	Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych	20 000 000	20 000 000	100%	100%
<i>Spółki zależne - II stopnia</i>					
21	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A.	85 000 000	85 000 000	-	100% ³⁾
22	Spółka Energetyczna "Jastrzębie" S.A.	288 233 300	288 233 300	-	100% ³⁾
23	GAZ Sp. z o.o.	300 000	300 000	-	100% ³⁾
24	Powisłe Park Sp. z o.o.	81 131 000	81 131 000	-	100% ³⁾
25	Oil Tech International F.Z.E.	20 000 USD	20 000 USD	-	100% ⁴⁾
26	Poltava Services LLC	20 000 EUR	20 000 EUR	-	100,00% ⁴⁾
27	PST Europe Sales GmbH	1 000 000 EUR	1 000 000 EUR	-	100% ⁵⁾
28	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000	2 565 350	-	85,51% ⁶⁾
29	Gas Assets Management Sp. z o.o.	1 360 000	1 360 000	-	100% ⁷⁾
30	Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o.	6 670 627	5 257 524	-	78,82% ⁸⁾
31	"NYSAGAZ Sp. z o.o."	9 881 000	9 881 000	-	100% ⁹⁾
32	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 500	1 806 500	-	100% ⁴⁾
<i>Spółki zależne - III stopnia</i>					
33	XOOL GmbH	500 000 EUR	500 000 EUR	-	100% ¹⁰⁾
34	"SEJ-Serwis" Sp. z o.o.	200 000	200 000	-	100% ¹¹⁾

1) Udział bezpośredni PGNiG S.A. w spółce wynosi 22,5%, udział pośredni poprzez spółkę PGNiG Technologie S.A. wynosi 52,5%. PGNiG S.A. ma prawo do powoływania większości członków Rady Nadzorczej spółki.

2) Udział bezpośredni PGNiG S.A. w spółce wynosi 43,41%, udział pośredni poprzez spółkę PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. wynosi 36,17%.

3) Udział pośredni PGNiG przez spółkę Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

4) Udział pośredni PGNiG przez spółkę Exalo Drilling

5) Udział pośredni PGNiG przez spółkę PGNiG Supply & Trading GmbH.

6) Udział pośredni PGNiG poprzez spółkę Gas Storage Poland Sp. z o.o.

7) Udział pośredni PGNiG w spółce wynosi 100%: 99,98% przez spółkę PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. oraz 0,02% przez spółkę PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.

8) Udział pośredni PGNiG przez spółkę GAS TRADING S.A.

9) Udział pośredni PGNiG przez spółkę PGNiG TERMIKA

10) Udział pośredni PGNiG przez spółkę PGNiG Supply & Trading GmbH oraz przez spółkę PST Europe Sales GmbH

11) Udział pośredni PGNiG przez spółkę PGNiG TERMIKA oraz przez spółki: Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. (45%) i Spółkę Energetyczną "Jastrzębie" S.A. (55%)

W 2016 r. zaszyły następujące zmiany w strukturze GK PGNiG:

- w dniu 4 stycznia 2016 r. zostało zarejestrowane w KRS obniżenie kapitału zakładowego spółki PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. o 490,95 mln zł do poziomu 600,05 mln zł, przez zmniejszenie wartości nominalnej 10 910 000 udziałów (ze 100 zł każdy do 55 zł każdy);
- w dniu 14 stycznia 2016 r. zostało zarejestrowane w KRS podwyższenie kapitału zakładowego spółki Gas Assets Management Sp. z o.o. o kwotę 1,34 mln zł do poziomu 1,36 mln zł; uchwała NZW została podjęta w dniu 28 października 2015 r.; udziały w podwyższonym kapitale zakładowym w ilości 6 700 objęła spółka PGNiG SPV 6 sp. z o.o. w ramach konwersji wierzytelności (pożyczki od PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.) na kapitał zakładowy spółki;
- w dniu 9 lutego 2016 r. została zarejestrowana w KRS zmiana umowy spółki GAZ Sp. z o.o.; 26 października 2015 r. ZW GAZ Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie zmiany umowy spółki obejmującą zwiększenie wartości nominalnej udziałów, tak aby suma wartości nominalnej równała się kapitałowi zakładowemu; na skutek tej zmiany kapitał zakładowy w wysokości 300 tys. zł dzieli się na 160 udziałów o wartości nominalnej 1 875 zł każdy;
- w dniu 31 marca 2016 r. WZ spółki Poltava Services LLC podjęło uchwałę w sprawie wyłączenia ze składu udziałowców Poltava Services LLC Huberta Leszka Praskiego-Ćwiok; w konsekwencji tej uchwały Exalo Drilling S.A. objęła posiadany przez niego 1% udziału w kapitale statutowym spółki Poltava Services LLC, a jej udział w kapitale zwiększył się do 229,2 tys. hrywien (tj. o 2 292 hrywien czyli równowartość 200 EUR); Exalo Drilling posiada 100% udziałów w kapitale statutowym Poltava Services LLC; zmiana została zarejestrowana 19 kwietnia 2016 r. w państwowym rejestrze na Ukrainie;
- w dniu 19 kwietnia 2016 r. NWZ spółki PGNiG TERMIKA podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego tej spółki z kwoty 670,32 mln zł do kwoty 1 240,32 mln zł, tj. o kwotę 570 mln zł; podwyższenie kapitału nastąpiło w drodze emisji 57 000 000 akcji imiennych zwykłych (nieuprzywilejowanych) serii „F” o wartości nominalnej po 10 zł każda; wszystkie nowo utworzone akcje objęte zostały przez PGNiG i pokryte wkładem pieniężnym w kwocie 570 mln zł; podwyższenie kapitału zostało zarejestrowane w KRS 17 maja 2016 r.;
- w dniu 28 kwietnia 2016 r. PGNiG TERMIKA na mocy umowy zawartej ze Spółką Energetyczną „Jastrzębie” SA nabyła za kwotę 190,4 mln zł 85 000 000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda, stanowiących 100% kapitału zakładowego spółki Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej;
- w dniu 29 lipca 2016 r. NZW PGNiG Upstream International AS z siedzibą w Sandnes, Norwegia, podjęło uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego spółki o kwotę 8 mln NOK, poprzez emisję 8 000 nowych udziałów, każdy o wartości nominalnej 1 000 NOK i wartości subskrypcyjnej 37 500 NOK, tj. o łącznej wartości subskrypcyjnej 300 mln NOK. Podwyższenie zostało zarejestrowane 13 września 2016 r.;
- w dniu 1 sierpnia 2016 r. NWZ spółki Geofizyka Kraków podjęło uchwałę o rozwiązaniu - otwarto proces likwidacji;
- w dniu 11 sierpnia 2016 r. PGNiG TERMIKA nabyła od Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. 2 882 333 akcji o wartości nominalnej 100 zł, stanowiących 100% kapitału zakładowego Spółki Energetycznej "Jastrzębie" S.A., która to posiada 110 udziałów, tj. 55% w spółce SEJ – SERWIS Sp. z o.o. W związku z powyższym, pośredni łączny udział PGNiG TERMIKA w spółce "SEJ-Serwis" Sp. z o.o. wynosi 100%;
- w dniu 14 września 2016 r. PGNiG zawiązało Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych pod firmą Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych. Zostało ono zarejestrowane w KRS w dniu 22 października 2016 r. Kapitał towarzystwa wynosi 20 mln zł i dzieli się na 1 000 000,00 udziałów o wartości nominalnej 20 zł każdy. PGNiG, będąc jedynym założycielem towarzystwa objęło wszystkie udziały w kapitale;
- w dniu 20 września 2016 r. uchwałą NZW dokonano zmiany nazwy spółki z Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. na Gas Storage Poland Sp. z o.o. Rejestracja zmiany nazwy w KRS nastąpiła w dniu 4 października 2016 r.;
- w dniu 21 września 2016 r. NWZ PGNiG TERMIKA podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 1 240 324 950 zł do kwoty 1 440 324 950 zł, tj. o kwotę 200 mln zł. Podwyższenie kapitału nastąpiło w drodze emisji 20 000 000 akcji imiennych zwykłych (nieuprzywilejowanych) serii „G” o wartości nominalnej po 10 zł każda. Wszystkie nowoutworzone akcje objęte zostały przez PGNiG i pokryte wkładem pieniężnym w kwocie 200 mln zł. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 24 listopada 2016 r.

Do dnia Sprawozdania zaszyły następujące zmiany w pozostałych powiązaniach kapitałowych GK PGNiG:

- W dniu 27 stycznia 2017 r. zostało zarejestrowane w KRS podwyższenie kapitału zakładowego Polskiej Grupy Górniczej Sp. z o.o. (PGG), dokonane uchwałą ZW tej spółki z dnia 3 listopada 2016 r. Po rejestracji podwyższenia, kapitał zakładowy wynosi 2 672 274 200 zł. PGNiG TERMIKA posiada 4 444 444 udziałów spółki PGG o wartości nominalnej 100 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 444 444 400 zł, co odpowiada udziałowi 16,63% w kapitale zakładowym i głosach na ZW PGG.
- W dniu 1 lutego 2017 r. odbyło się NZW spółki PGG, na którym podjęto kolejną uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego tej Spółki o kwotę 244 444 000 zł, tj. do kwoty 2 916 718 200 zł, poprzez utworzenie 2 444 440 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy. PGNiG TERMIKA objęła w podwyższonym kapitale zakładowym PGG 555 556 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy, tj. o łącznej wartości nominalnej 55 555 600 zł, pokrywając je wkładem pieniężnym w wysokości 55 555 600 zł. Podwyższenie kapitału zakładowego nie zostało jeszcze zarejestrowane w KRS.
Po rejestracji podwyższenia w KRS, PGNiG TERMIKA będzie posiadać łącznie 5 000 000 udziałów PGG o wartości nominalnej 100 zł każdy, tj. o łącznej wartości nominalnej 500mln zł, co odpowiada udziałowi 17,14% w kapitale zakładowym i głosach na ZW PGG.

- W dniu 18 stycznia 2017 r. NWZ spółki PGNiG Technologie podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego tej Spółki z kwoty 182 127 240 zł do kwoty 272 727 240 zł, tj. o kwotę 90 600 000 zł. Podwyższenie kapitału nastąpiło w drodze emisji 90 600 000 akcji imiennych zwykłych (nieuprzywilejowanych) serii „C”, o wartości nominalnej po 1 zł każda. Wszystkie nowoutworzone akcje objęte zostały przez PGNiG i pokryte wkładem pieniężnym w kwocie 90 600 000 zł. Podwyższenie kapitału zakładowego nie zostało jeszcze zarejestrowane w KRS (proces rejestracji w trakcie).
- W dniu 18 stycznia 2017 r. PGNiG Technologie objęło 37 500 000 nowoutworzonych akcji Polimex – Mostostal S.A. po cenie nominalnej 2 zł za 1 akcję, za łączną kwotę 75 mln zł. Podwyższenie kapitału zostało zarejestrowane w KRS w dniu 21 lutego 2017 r. Zarejestrowany kapitał zakładowy spółki Polimex – Mostostal S.A. wynosi 473 237 604 zł. Ponadto, w wykonaniu umowy zawartej z SPV Operator Sp. z o.o. PGNiG Technologie nabyło 1 500 000 akcji spółki Polimex – Mostostal S.A. za łączną kwotę 5 640 tys. zł, tj. 3,76 zł za 1 akcję. W efekcie, udział PGNiG Technologie w spółce Polimex – Mostostal S.A. wynosi 16,48% akcji.

6.2. Pozostałe powiązania organizacyjne lub kapitałowe

Wykaz spółek powiązanych z GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2016 r. został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek GK PGNiG wg stanu na dzień 31 grudnia 2016 r.

Lp.	Firma spółki	Kapitał zakładowy	Udział kapitałowy PGNiG	% kapitału PGNiG (bezpośrednio)	% kapitału GK PGNiG (bezpośrednio i pośrednio)
<i>Spółki współzależne i stowarzyszone - I stopnia</i>					
1	Sahara Petroleum Technology Llc w likwidacji	150 000 RO	73 500 RO	49,00%	49,00%
2	SGT EUROPOL GAZ S.A.	80 000 000	38 400 000	48,00%	51,18% ¹⁾
3	PFK GASKON S.A.	13 061 325	6 000 000	45,94%	45,94%
4	ZWUG "INTERGAZ" Sp. z o.o.	4 700 000	1 800 000	38,30%	38,30%
5	"Dewon" ZSA	11 146 800 UAH	4 055 205,84 UAH	36,38%	36,38%
<i>Spółki współzależne i stowarzyszone - II stopnia</i>					
6	Zakład Separacji Popiołów Siekierki Sp. z o.o.	10 000 000	7 000 000	-	70% ²⁾
7	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	28 200 000	14 100 000	-	50%
8	Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.	2 305 607 200	361 111 100	-	15,66%

1) Udział bezpośredni PGNiG S.A. w spółce wynosi 48,00%, udział pośredni poprzez spółkę GAS-TRADING S.A. wynosi 3,18%.

2) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG TERMIKA

W 2016 r. zaszły następujące zmiany w pozostałych powiązaniach kapitałowych GK PGNiG:

- W dniu 29 kwietnia 2016 r. NZW spółki Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. (PGG) podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 500 050 000 zł do kwoty 2 305 607 200 zł poprzez utworzenie 18 055 572 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy. W ramach tego podwyższenia, w tym samym dniu PGNiG TERMIKA objęła udziały o łącznej wartości nominalnej 361 111 100,00 zł, co odpowiada udziałowi 15,66% w kapitale zakładowym i głosach na ZW PGG. Podwyższenie kapitału zakładowego zarejestrowane zostało w KRS w dniu 25 lipca 2016 r.
- W dniu 3 listopada 2016 r. odbyło się NZW spółki PGG, na którym podjęto uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego o kwotę 366 667 000 zł, tj. do kwoty 2 672 274 200 zł, poprzez utworzenie 3 666 670 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy. Spółka PGNiG TERMIKA objęła w podwyższonym kapitale zakładowym PGG 833 333 nowych udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy, tj. o łącznej wartości nominalnej 83 333 300 zł, pokrywając je wkładem pieniężnym w wysokości 83 333 300 zł. Po powyższym podwyższeniu PGNiG TERMIKA posiada 4 444 444 udziałów spółki PGG o wartości nominalnej 100 zł każdy i łącznej wartości nominalnej 444 444 400 zł, co odpowiada udziałowi 16,63% w kapitale zakładowym i głosach na zgromadzeniu Wspólników PGG.

Investycje poza grupą jednostek powiązanych:

W 2016 r. GK PGNiG nie dokonywała istotnych inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych. Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego PGNiG poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2016 r. wyniosła 22,8 mln zł.

Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego GK PGNiG poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2016 r. wyniosła 66,4 mln zł.

6.3. Podstawowe zasady zarządzania w Grupie Kapitałowej PGNiG oraz zmiany w 2016 r.

W 2016 r. realizowano działania optymalizujące obszar zarządzania Grupą Kapitałową. W ramach projektu trwają prace nad zmianą zasad nadzoru właścicielskiego celem zapewnienie całościowej, jednolitej procedury regulującej ogół zasad nadzoru

właścicielskiego w GK PGNiG z uwzględnieniem uregulowań wprowadzonych w zawartym z wybranymi spółkami GK PGNiG „Porozumieniem holdingowym”.

Ponadto, celem niniejszych działań jest ustalenie jednolitych zasad komunikowania się PGNiG ze spółkami, pozyskiwania i przekazywania autoryzowanych informacji zarówno cyklicznych jak i pozyskiwanych w innym trybie, jasnego przypisania odpowiedzialności za dany obszar współpracy.

Realizacja Strategii GK PGNiG zapewniona jest poprzez rozbudowany system wynagradzania członków zarządów spółek GK PGNiG. > [Więcej informacji – pkt 10.3.](#)

6.4. Postępowania sądowe

6.4.1. Prowadzone postępowania sądowe

Postępowania w związku z obowiązkiem publicznej sprzedaży gazu ziemnego

Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r., poz. 984) nałożyła na przedsiębiorstwa energetyczne spełniające określone wymagania obowiązek publicznej sprzedaży nie mniej niż 55% gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej:

- w punktach wejścia do krajowego systemu przesyłowego na połączeniach z systemami przesyłowymi innych państw, lub
- siecią gazociągów kopalnianych, lub
- terminalami skroplonego gazu ziemnego.

Zgodnie z przepisami przejściowymi obowiązek ten dla okresu od dnia wejścia w życie nowelizacji do dnia 31 grudnia 2013 r. wynosił 30%; w okresie od dnia 1 stycznia 2014 r. do dnia 31 grudnia 2014 r. wynosił 40% oraz po dniu 1 stycznia 2015 r. wynosi 55%.

W dniu 13 stycznia 2015 r. Prezes URE wszczął postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG za brak realizacji obliwa giełdowego w 2013 r. PGNiG wniosła zażalenie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na jedno z rozstrzygnięć incydentalnych Prezesa URE, które zapadło w postępowaniu. W dniu 15 kwietnia 2016 r. Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów oddalił zażalenie PGNiG. W dniu 25 maja 2016 r. Prezes URE podjął z urzędu postępowanie w sprawie wymierzenia PGNiG kary pieniężnej w związku z niewykonaniem obliwa giełdowego w 2013 r. W dniu 17 czerwca 2016 r. Spółka złożyła (na podstawie art. 56 ust. 6a ustawy Prawo energetyczne) wniosek o odstąpienie od wymierzenia kary. Do dnia Sprawozdania Prezes URE nie zakończył postępowania.

W dniu 28 października 2015 r. Prezes URE wszczął postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG za brak realizacji obliwa giełdowego w 2014 r. W dniu 20 kwietnia 2016 r. PGNiG po zapoznaniu się z materiałem dowodowym, złożyła (na podstawie art. 56 ust. 6a ustawy Prawo energetyczne) wniosek o odstąpienie od wymierzenia kary. Decyzją z dnia 9 maja 2016 r. Prezes URE wymierzył karę w wysokości 15 mln zł za niewykonanie obliwa giełdowego w 2014 r. PGNiG odwołała się od przedmiotowej decyzji Prezesa URE. Do dnia Sprawozdania Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów nie zawiadomił PGNiG o wyznaczeniu terminu rozprawy.

6.4.2. Postępowania przed Prezesem UOKiK

Postępowanie antymonopolowe rozpoczęte w dniu 28 grudnia 2010 r.

W dniu 28 grudnia 2010 r. Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) wszczął z urzędu postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG 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 r. uznał powyższe działania PGNiG za praktykę ograniczającą konkurencję, stwierdził zaniechanie przez PGNiG stosowania tych praktyk z dniem 30 listopada 2010 r. i nałożył na PGNiG karę pieniężną w wysokości 60 mln zł. W dniu 24 lipca 2012 r. PGNiG odwołało 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 r. oddalił odwołanie PGNiG. 4 czerwca 2014 r. PGNiG złożyła apelację do Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Wyrokiem z 29 maja 2015 r. Sąd Apelacyjny zmienił decyzję Prezesa UOKiK w punkcie odnoszącym się do wysokości kary obniżając ją do kwoty 5,5 mln zł. Orzeczenie w tej sprawie jest prawomocne. PGNiG w dniu 12 czerwca 2015 r. uiszczyła karę orzeczoną wyrokiem Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Zarówno PGNiG jak i Prezes UOKiK wnieśli skargę kasacyjną od wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie do Sądu Najwyższego. Skarga kasacyjna PGNiG zmierza do zakwestionowania stwierdzenia naruszenia prawa konkurencji, podczas gdy skarga kasacyjna Prezesa UOKiK zmierza do zakwestionowania decyzji Sądu Apelacyjnego o obniżeniu kary nałożonej na PGNiG.

Wyrokiem z dnia 10 stycznia 2017 r. (sygn. akt III SK 61/15) Sąd Najwyższy uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie skargi kasacyjnej PGNiG i przekazał Sądowi Apelacyjnemu sprawę do ponownego rozpoznania i orzeczenia o kosztach postępowania kasacyjnego, jednocześnie oddalił skargę kasacyjną Prezesa UOKiK i zasądził od Prezesa UOKiK na rzecz PGNiG zwrot kosztów postępowania kasacyjnego.

Postępowanie antymonopolowe rozpoczęte w dniu 3 kwietnia 2013 r.

W dniu 3 kwietnia 2013 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej i detalicznej sprzedaży paliwa gazowego, polegającej na przeciwdziałaniu ukształtowaniu 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 kupowanego paliwa gazowego przeznaczonego przez nich do dalszej odsprzedaży,
- nieprzyznanie odbiorcom hurtowym prawa do częściowej zmiany sprzedawcy.

W trakcie postępowania PGNiG złożyła do Prezesa UOKiK wnioski o wydanie decyzji zobowiązującej, w którym dobrowolnie zobowiązała się do zmiany niektórych postanowień w umowach z odbiorcami niebędącymi gospodarstwami domowymi. Prezes UOKiK decyzją nr DOK-8/2013 z dnia 31 grudnia 2013 r. odstąpił od nałożenia na PGNiG kary finansowej i zobowiązał Spółkę do realizacji złożonego zobowiązania. PGNiG, w terminach przewidzianych decyzją zobowiązującą Prezesa UOKiK, wykonała obowiązki przewidziane przedmiotową decyzją.

W dniu 1 sierpnia 2014 r. PGNiG OD przejęła dotychczasową działalność PGNiG w obszarze obrotu detalicznego gazem, przejmując tym samym wszelkie prawa i obowiązki wynikające z decyzji wydanych przez Prezesa UOKiK na podstawie Ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów w zakresie umów, których stała się stroną. PGNiG OD jest w trakcie wykonywania zobowiązania, w części przypadającej na jej zakres działania, wynikającego z decyzji Prezesa UOKiK z dnia 31 grudnia 2013 r.

W dniu 17 października 2014 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie administracyjne w sprawie nałożenia na PGNiG oraz PGNiG OD kary pieniężnej, o której mowa w art. 107 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. nr 50, poz. 331 ze zm.), w związku z podejrzeniem pozostawania w zwłoce w wykonaniu decyzji Prezesa UOKiK z dnia 31 grudnia 2013 r. w zakresie dotyczącym możliwości zmniejszania przez odbiorców biznesowych zamawianych na kolejne lata ilości paliwa gazowego oraz mocy umownych. W odpowiedzi na wezwanie PGNiG oraz PGNiG OD przedstawiły uzasadnienie podjętych działań oraz stanowisko, że działania te stanowią prawidłowe wykonanie ww. decyzji. W dniu 24 września 2015 r. Prezes UOKiK wydał decyzję nr DOK-3/2015 o nałożeniu na PGNiG kary pieniężnej w wysokości 10,4 mln zł za zwłokę w wykonaniu przedmiotowej decyzji. Jednocześnie Prezes UOKiK podjął decyzję w sprawie umorzenia postępowania wobec PGNiG OD. Według Prezesa UOKiK PGNiG OD wykonała ciężące na niej zobowiązania, wynikające z decyzji z dnia 31 grudnia 2013 r.

W dniu 2 listopada 2015 r. PGNiG złożyła odwołanie od decyzji Prezesa UOKiK do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Pierwsza rozprawa w sprawie została wyznaczona na dzień 14 marca 2017 r.

6.4.3. Postępowanie w sprawie gazociągu OPAL

W sprawie gazociągu OPAL prowadzone są postępowania:

- przed Sądem Unii Europejskiej, przed którym skargę oraz wniosek o zastosowanie środka tymczasowego w dniu 3 grudnia 2016 r. wniosło PST,
- przed Wyższym Sądem Krajowym w Düsseldorfie (Oberlandesgericht Düsseldorf), przed którym skargę oraz wniosek o wydanie zarządzenia tymczasowego (zastosowanie środka tymczasowego) wniosły w dniu 15 grudnia 2016 r., a następnie rozszerzyły w dniu 20 stycznia 2017 r., PGNiG oraz PST.

Skarga oraz wniosek o zastosowanie środka tymczasowego do Sądu Unii Europejskiej skierowane są przeciwko decyzji Komisji Europejskiej z dnia 28 października 2016 r., w której Komisja zezwoliła na dokonanie zmian w zasadach zwolnienia gazociągu OPAL spod regulacji wspólnego rynku gazu (zwłaszcza zasady dostępu stron trzecich -TPA), zgodnie z treścią krajowego aktu stosowania prawa przedstawionego przez niemieckiego regulatora – Federalną Agencję Sieciową (Bundesnetzagentur), z zastrzeżeniem modyfikacji wskazanych w decyzji Komisji. Skargę oraz wniosek o zastosowanie środka tymczasowego złożyła spółka PST. Postanowieniem z dnia 23 grudnia 2016 r. Prezes Sądu Unii Europejskiej wstrzymał wykonanie zaskarżonej decyzji Komisji Europejskiej, tymczasowo uwzględniając żądanie udzielenia tymczasowej ochrony prawnej zgłoszone przez PST. W sprawie nastąpiła wymiana pism procesowych. Dalsze rozstrzygnięcia w sprawie nie zapadły.

Skarga oraz wniosek o zastosowanie środka tymczasowego do Wyższego Sądu Krajowego w Düsseldorfie skierowane są przede wszystkim przeciwko ugodzie administracyjnej zawartej pomiędzy niemieckim regulatorem, OPAL Gastransport GmbH & Co. KG, OAO Gazprom, OOO Gazprom Export, określającej zmienione warunki zwolnienia gazociągu OPAL spod regulacji wspólnego rynku gazu. W dniu 30 grudnia 2016 r. Wyższy Sąd Krajowy w Düsseldorfie wydał tymczasowe rozstrzygnięcie, w którym zobowiązał niemieckiego regulatora do zawieszenia skutków spornej ugody administracyjnej w ten sposób, że zakaże on spółce

OPAL Gastransport GmbH & Co. KG przeprowadzania dalszych aukcji przepustowości dziennych, tygodniowych, miesięcznych i rocznych na gazociągu OPAL. W ślad za postanowieniem Sądu, tego samego dnia niemiecki regulator wydał natychmiast wykonalną decyzję, w której zakazał spółce OPAL Gastransport GmbH & Co. KG przeprowadzania tego rodzaju aukcji.

W dniu 20 stycznia 2017 r. PGNiG i PST rozszerzyły wcześniejszą skargę poprzez wniesienie skargi na decyzję niemieckiego regulatora – Federalnej Agencji Sieciowej (Bundesnetzagentur) z dnia 20 grudnia 2016 r., na podstawie której niemiecki regulator odmówił wszczęcia formalnego postępowania administracyjnego w sprawie zmiany zasad zwolnienia spod regulacji wspólnego rynku gazu oraz przyłączenia do takiego postępowania wnioskujących o to spółek PGNiG i PST. W swoim piśmie procesowym spółki rozszerzyły również wcześniejszą argumentację.

Dalsze rozstrzygnięcia w sprawie nie zapadły, postanowienie Sądu z 30 grudnia 2016 r. pozostaje w mocy.

6.4.4. Inne postępowania

Postępowania w sprawach o wartości co najmniej 10% kapitałów własnych

W 2016 r. PGNiG 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 PGNiG.

Postępowania dot. uchwał Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy

Spółka otrzymała informację o wniesieniu przez akcjonariusza powództwa o uchylenie uchwały nr 7/VI/2016 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy PGNiG z dnia 28 czerwca 2016 r. w sprawie nieudzielenia Panu Jarosławowi Baucowi, członkowi Zarządu PGNiG, absolutorium z wykonania obowiązków w roku obrotowym 2015.

7. Sytuacja finansowa Grupy Kapitałowej PGNiG w 2016 roku

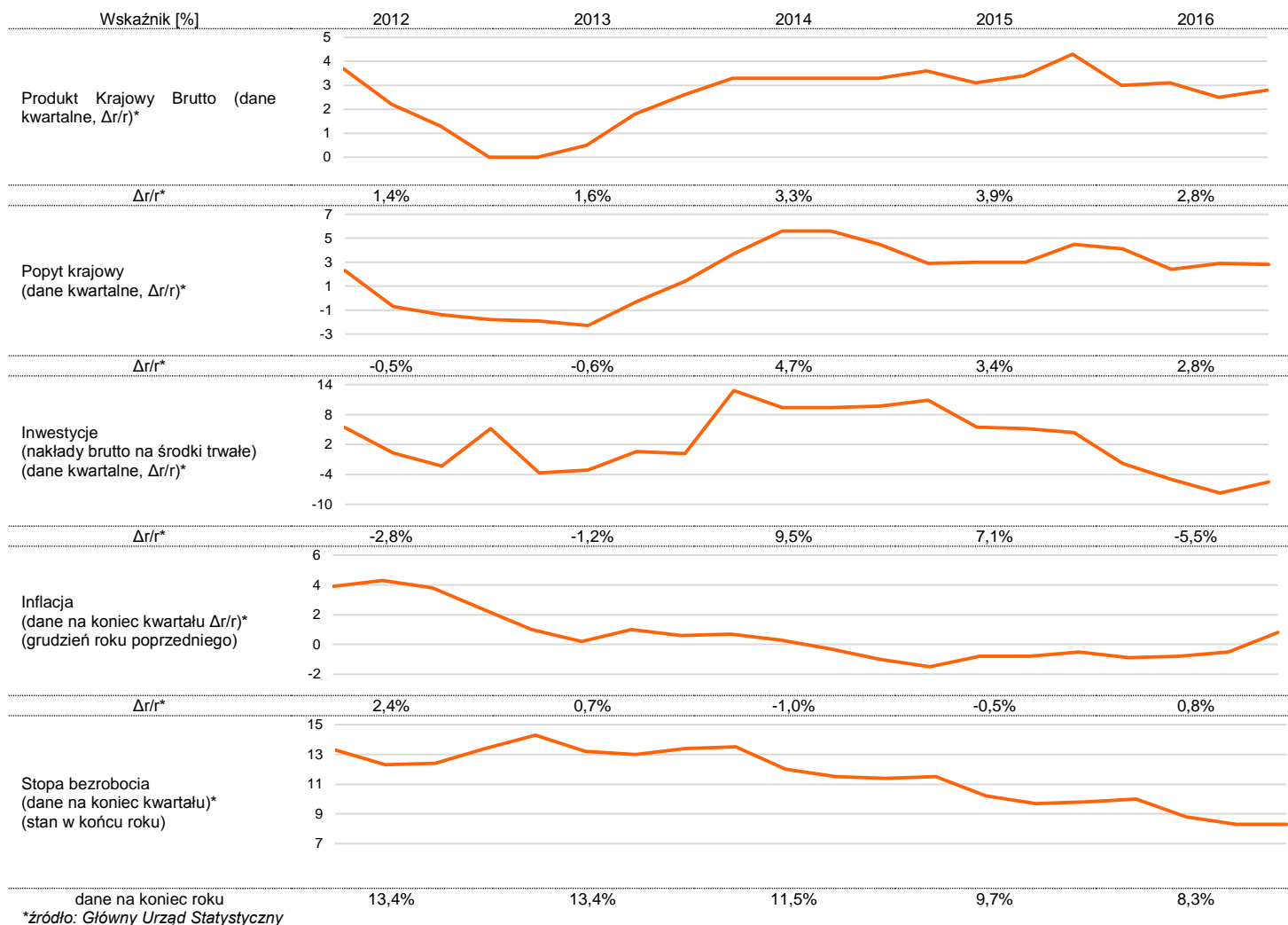
7.1. Ceny paliw i kursy walut

7.1.1. Otoczenie makroekonomiczne

W 2016 r. globalny wzrost gospodarczy wyniósł 3%, o 0,1 pkt proc. więcej niż 2015 r. Natomiast dynamika wzrostu PKB we wszystkich państwach UE, utrzymała się na umiarkowanym poziomie 1,9% r/r, zgodnie ze wstępnymi szacunkami podanymi przez Eurostat. W porównaniu do 2015 r. tempo aktywności gospodarczej nie uległo zmianie, pomimo wystąpienia istotnego prawdopodobieństwa zmniejszenia liczby członków UE wskutek wyniku referendalnego w Wielkiej Brytanii. Na pozytywny sentyment ekonomiczny wpłynęło kilka czynników, w tym m.in. polityka luzowania ilościowego prowadzona przez Europejski Bank Centralny, zwiększone nakłady inwestycyjne oraz systematyczne podwyżki cen surowców. W rezultacie na Starym Kontynencie zaobserwowano wzrost poziomu cen (1,1% r/r), a projekcje inflacyjne wskazują na utrzymanie się dodatniej tendencji. Dobre nastroje panują także na europejskim rynku pracy, gdzie ponownie spadła liczba osób pozostających bez zatrudnienia, a stopa bezrobocia (8,2%) jest najniższa od ponad 8 lat.

Polska gospodarka w 2016 r. osiągnęła wzrost gospodarczy, mierzony Produktem Krajowym Brutto, na poziomie 2,8% r/r, zgodnie z wstępnymi szacunkami podanymi przez Główny Urząd Statystyczny. Względem 2015 r. odczyt ten jest niższy o 1,1 pkt proc. Na lekkie spowolnienie aktywności gospodarczej w Polsce wpływa przejściowy spadek wydatków inwestycyjnych (5,5% r/r w czwartym kwartale) zarówno w sektorze publicznym, jak i prywatnym. Słabszy sentyment inwestycyjny wynika w głównej mierze z opóźnień w realizowaniu projektów infrastrukturalnych współfinansowanych ze środków pochodzących z UE. Z drugiej strony warto odnotować fakt rosnącej dynamiki popytu krajowego (2,8% r/r w czwartym kwartale) uzyskanej przez zwiększoną konsumpcję prywatną, bardzo dobrą sytuację na rynku pracy oraz wprowadzenie rządowych programów socjalnych. Według Głównego Urzędu Statystycznego stopa bezrobocia na koniec 2016 r. wyniosła 8,3% r/r (spadek o +1,4 pkt proc. r/r), co jest jedną z najniższych wartości od ponad 25 lat. W grudniu 2016 r. opublikowano dane dotyczące ogólnego poziomu wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych, które potwierdziły powrót inflacji w ujęciu m/m po 2,5-roczej przerwie, do czego przyczyniły się m.in. rosnące ceny surowców. Ponadto, dobrą kondycję potwierdził sektor przemysłowy. Wskaźnik PMI, który jest miernikiem stanu aktywności przemysłowej w Polsce, pod koniec 2016 r. wyniósł 54,3 pkt, co było najlepszym rezultatem od ponad 18 miesięcy.

Wybrane wskaźniki makroekonomiczne w latach 2012-2016.

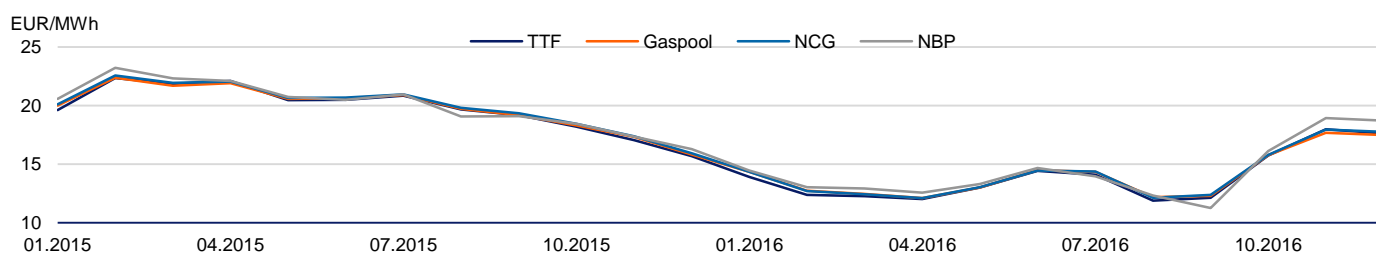


7.1.2. Tendencje na rynku gazu ziemnego.

W 2016 r. ceny kontraktów terminowych na gaz ziemny, notowane na giełdzie TTF, spadły o 29% w porównaniu do roku poprzedniego. Kurs obniżył się na skutek niskich cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych, które służą do ustalenia warunków cenowych dla części kontraktów importowych dotyczących gazu ziemnego. Na rynek europejski trafiły znaczące wolumeny surowca pochodzące z elastycznych kontraktów importowych, doprowadzając do jego nadmiernej podaży i spadku wartości. Ceny na rynku spot były o ponad 30% niższe niż w 2015 r. Średnie stawki na rynku dnia następnego TTF wyniosły 13,97 EUR/MWh w porównaniu do 19,77 EUR/MWh rok wcześniej. Najniższe ceny gazu ziemnego zaobserwowano w okresach lutego-września, natomiast najwyższe – w czwartym kwartale.

Średni poziom cen na głównych europejskich rynkach był do siebie zbliżony. Różnice w notowaniach (spread) zaobserwowano pomiędzy giełdami zlokalizowanymi w Europie Kontynentalnej a hubem brytyjskim. Dla przykładu, niższe ceny gazu w Wielkiej Brytanii we wrześniu wynikały ze zwiększonych dostaw surowca z Europy Kontynentalnej oraz Norwegii, a także wysokiego poziomu regazyfikacji. Dodatkowo w tym samym czasie nastąpiła awaria największego brytyjskiego magazynu Rough, która uniemożliwiła zatłaczanie nadwyżek gazu. Funkcjonowanie magazynu Rough zostało częściowo przywrócone pod koniec roku, jednak zdolności wytlaczania były niestabilne, co w połączeniu ze zwiększonym zapotrzebowaniem (czynniki pogodowe) spowodowało wzrost spreadu względem Europy Kontynentalnej.

Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego na wybranych hubach Europejskich w latach 2015-2016. GPL i NCG – Niemcy; NBP – Wielka Brytania; TTF – Holandia.

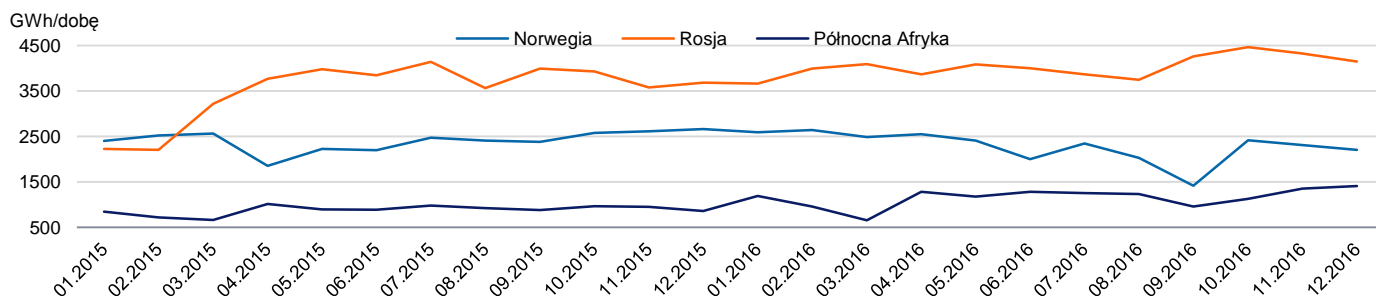


źródło: ICE - Intercontinental Exchange, EEX – European Energy Exchange

Trzeci rok z rzędu odnotowano zwiększone zapotrzebowanie na gaz ziemny w Europie. Ogólny popyt wyniósł 493 mld m³ i był wyższy o 17 mld m³ niż w roku poprzednim. O 13 mld m³ wzrosło zapotrzebowanie elektrowni i elektrociepłowni, które łącznie pozyskały 147 mld m³. Większy popyt zarejestrowały gospodarstwa domowe i małe przedsiębiorstwa, wśród których zagregowana konsumpcja wyniosła 192 mld m³ i była o 2% wyższa r/r. W sektorze przemysłowym nie zaobserwowano zmian. Zapotrzebowanie na gaz najbardziej wzrosło w Wielkiej Brytanii (o 6 mld m³) oraz w Niemczech (o 5 mld m³).

Ponad 1447 TWh (135 mld m³), czyli 54% ubiegłorocznego wolumenu gazu ziemnego sprowadzanego gazociągami do Europy, pochodziło z Rosji. Udział rosyjskiego importu wzrósł o 15% w porównaniu z rokiem poprzednim. Drugim największym dostawcą gazu do Europy została Norwegia, która dostarczyła 835 TWh (76 mld m³), co odpowiadało za 31% dostaw. Import paliwa gazowego ze złóż norweskich spadł o 5%, w porównaniu do 2015 r. Z Afryki Północnej wyeksportowano 423 TWh (39 mld m³). Głównym czynnikiem, który doprowadził do silnego wzrostu importu z Rosji były niskie ceny ropy naftowej. Elastyczna konstrukcja kontraktów zakupowych, powiązanych z ceną ropy naftowej, umożliwiła europejskim importerom zwiększyć odbiór surowca ze wschodu w okresie niskich cen ropy i ograniczyć zakupy z innych kierunków.

Główne kierunki importu gazu do Europy.



źródło: Thomson Reuters

W 2016 r. na europejskim rynku gazu skroplonego LNG również zaszły zmiany. Średni dobowy poziom regazyfikacji wyniósł ok. 1,1 TWh/dzień i był niższy o średnio 8% w porównaniu do 2015 r. Wielka Brytania zmniejszyła zapotrzebowanie o 25% r/r, jednak w dalszym ciągu pozostaje niekwestionowanym liderem z ponad 27% udziałem w ogólnym imporcie LNG do Europy. Import do pozostałych krajów europejskich był na porównywalnym poziomie r/r.

Na koniec 2016 r. poziom wypełnienia europejskich magazynów gazu obniżył się do 65%. W analogicznym okresie w 2015 r. stan magazynów oscylował w granicach 70%. Wskaźnik wypełnienia dostępnych pojemności magazynowych w Polsce wyniósł 77% i był jednym z najwyższych wśród analizowanych państw.

Stan magazynów gazu w poszczególnych krajach europejskich na dzień 30 grudnia 2016 r.

Kraj	Stan [GWh]	Wypełnienie [%]
Austria	60 439	64%
Belgia	7 108	79%
Czechy	24 273	70%
Niemcy	166 482	70%
Hiszpania	19 360	62%
Francja	86 102	64%
Włochy	148 965	79%
Holandia	85 055	61%
Polska	24 935	77%
Słowacja	21 591	60%
Europa	676 950	65%

źródło: GIE - Gas Infrastructure Europe

Postępy w realizacji projektów infrastrukturalnych na europejskim rynku gazu

Na początku września 2015 r. przedstawiciele Gazpromu, niemieckich E.On i BASF-Wintershall, brytyjsko-holenderskiego Royal Dutch Shell, francuskiego Engie (dawniej GdF Suez) i OMV podpisali prawnie obowiązujące porozumienie akcjonariuszy w sprawie budowy gazociągu Nord Stream 2. W wyniku realizacji umowy miała powstać spółka zajmująca się budową i późniejszą eksploatacją gazociągu, w której Gazprom miał posiadać 51% udziałów, a pozostali udziałowcy pakiety mniejszościowe sumujące się do 49%. Do niemieckiego oraz polskiego organu antymonopolowego złożony został wniosek o zgodę na zarejestrowanie konsorcjum odpowiedzialnego za budowę magistrali. W połowie sierpnia 2016 r. polski Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów stwierdził, że koncentracja dostaw gazu tym gazociągiem zagrazi konkurencji na rynku gazu w Polsce i innych krajach Europy Środkowo – Wschodniej. W efekcie konsorcjum nie mogło zostać powołane, a Rosja stanęła przed dylematem wyboru sposobu finansowania budowy gazociągu. Pomimo tych problemów, w grudniu 2016 r. prezes rosyjskiego koncernu Gazprom Aleksiej Miller poinformował, że realizacja projektu gazociągu Nord Stream 2 odbywa się zgodnie z planem, a druga nitka gazociągu zostanie oddana do użytku do końca 2019 r.

Projekt Turkish Stream został wstrzymany pod koniec 2015 r. w reakcji na zestrzelenie przez tureckie siły powietrzne rosyjskiego bombowca Su-24. Po okresie gorszych relacji na linii Moskwa-Ankara stosunki rosyjsko-tureckie uległy poprawie. W dniu 10 października 2016 r. Rosja i Turcja wznowiły prace w ramach projektu i podpisały międzynarodową umowę dotyczącą budowy dwóch nitek gazociągu, które planowo mają być oddane do eksploatacji w grudniu 2019 r., czyli w momencie wygaśnięcia umowy tranzytowej pomiędzy Rosją a Ukrainą. Przepustowość rury ma wynieść ok. 28 - 30 mld m³, czyli dwukrotnie mniej, niż pierwotnie planowano. Turcja już w grudniu 2016 r. ratyfikowała umowę w sprawie gazociągu. W dniu 15 grudnia projekt ustawy o ratyfikacji Turkish Stream przyjął rząd rosyjski. W dniu 20 stycznia 2017 r. ustawę ratyfikowała Duma Państwowa, a na początku lutego Rada Federacji. Ustawa o budowie gazociągu została następnie podpisana przez Władimira Putina, co było ostatnią formalną zgodą potrzebną do rozpoczęcia budowy gazociągu. W obecnej chwili szanse na budowę Turkish Stream są wyższe niż na realizację projektu Nord Stream 2. Rurociąg nie podlega jurysdykcji Komisji Europejskiej w związku z tym nie może zostać zablokowany jak jego poprzednik South Stream.

7.1.3. Tendencje na rynku ropy naftowej.

Początek 2016 r. przyniósł kontynuację trendu spadkowego na rynku ropy naftowej. W styczniu ceny ropy Brent spadły do ok. 28 USD/bbl, co było najniższym poziomem od 13 lat. Po osiągnięciu minimum, notowania ropy zaczęły sukcesywnie rosnąć, a silny trend wzrostowy utrzymał się do czerwca 2016 r., windując cenę do poziomu ok. 52 USD/bbl. Przez kolejne miesiące cena surowca poruszała się w trendzie bocznym. W listopadzie państwa OPEC oraz niektórzy producenci spoza kartelu porozumieli się w sprawie cięć produkcyjnych, które miały doprowadzić do ograniczenia utrzymującej się nadpodaży, ograniczyć wysokie stany magazynowe i zneutralizować skutki napływu ropy z Iranu. Na koniec roku cena za baryłek ropy naftowej osiągnęła wartość ok. 57 USD.

Cena ropy Brent



źródło: ICE - Intercontinental Exchange

Średnie światowe zapotrzebowanie na ropę naftową w 2016 r. wzrosło w porównaniu do 2015 r. o 1,4 mln bbl/d i wyniosło 95,4 mln baryłek dziennie. Popyt na ropę w grupie największych światowych konsumentów spoza OECD wzrósł najsilniej w Indiach (o prawie 7%) oraz w Chinach (o 3,5%). Niższą konsumpcję ropy odnotowano jedynie w regionie Oceanii oraz w niektórych państwach Ameryki Łacińskiej. Wzrost zapotrzebowania na surowiec to efekt m.in. bardzo niskiej ceny bazowej ropy.

Podaż ropy w 2016 r. wzrosła r/r o 0,4 mln bbl/d i wyniosła 96,1 mln baryłek dziennie. W 2016 r. producenci nienależący do OPEC obniżyli wydobycie ropy naftowej, natomiast średnia dobowa produkcja ropy w krajach OPEC wzrosła i wyniosła 32,5 mln baryłek, o 0,8 mln baryłek więcej niż w 2015 r.

Nadpodaż na rynku ropy w 2016 r. wyniosła 0,7 mln bbl dziennie i była o 1 mln bbl/d niższa niż w 2015 r. Prognozuje się dalszą redukcję nadpodaży w 2017 r. do poziomu ok. 0,4 mln baryłek na dobę. Scenariusze zakładające utrzymanie ograniczenia wydobycia przez OPEC wskazują nawet na osiągnięcie równowagi rynkowej. Globalna nadpodaż ropy znajdowała

odzwierciedlenie w wysokim poziomie zapasów surowca, co wywierało dodatkową presję na spadki cen. Zapasy w państwach OECD wynosiły ok. 3 mld baryłek na koniec 2016 r.

Popyt oraz podaż ropy na świecie

mld bbl	Popyt			
	2015	2016	2015	2016
OECD	46,42	46,62	26,82	26,41
w tym USA	19,53	19,66	15,12	14,8
poza OECD	47,66	48,81	68,96	69,72
w tym Chiny	11,28	11,66	4,72	4,46
w tym kraje byłego ZSRR	-	-	14,1	14,3
w tym OPEC	-	-	38,3	39,29
Świat	94,08	94,53	95,78	96,14

źródło: Thomson Reuters

Decydujący wpływ na rynek ropy w 2016 r. miały ustalenia grupy OPEC odnośnie ograniczenia globalnej podaży surowca. Po licznych deklaracjach i przeciągających się negocjacjach, członkowie zdecydowali się ograniczyć wydobycie o 1,8 mln baryłek dziennie w pierwszej połowie 2017 r. Według danych z początku 2017 r., państwa z grupy OPEC dotrzymywały ustaleń, a niektóre kraje, takie jak Arabia Saudyjska i Katar, deklarowały głębszą redukcję produkcji. Dowodem na determinację grupy było powołanie specjalnego komitetu mającego na celu monitorowanie realizacji podjętych zobowiązań.

Ponadto, 10 grudnia 2016 r. osiągnięte zostało porozumienie z producentami ropy nienależącymi do OPEC. Rosja, wraz z Meksykiem i 9 mniejszymi producentami ropy ustaliły zmniejszenie dziennego wydobycia o 558 tys. baryłek. Jest to pierwsze od 15 lat tego typu porozumienie państw spoza kartelu. W planie ograniczenia globalnej podaży biorą udział kraje odpowiadające łącznie za 60% światowej produkcji ropy. Należy jednak pamiętać, że program nie obejmuje takich kluczowych producentów jak USA, Chiny, Kanada czy Brazylia, które w sytuacji odbicia się cen surowca mogą stosunkowo szybko zwiększyć swoją produkcję.

W styczniu 2016 r. UE zdecydowała o zniesieniu sankcji gospodarczych zakazujących importu ropy z Iranu przez kraje członkowskie. Zniesienie sankcji wywarło presję na obniżki cen ropy. Iran ma drugie, co do wielkości złoża ropy na świecie, a także czwarte największe złoża gazu ziemnego.

7.1.4. Perspektywy rynku ropy naftowej i gazu ziemnego

Ograniczenie globalnej podaży ropy naftowej powinno w istotny sposób wpłynąć na kształtowanie się cen surowca w 2017 r. Solidarna realizacja założeń umowy powinna sprzyjać wzrostom ceny ropy naftowej. Jednocześnie należy pamiętać, że szereg znaczących producentów ropy (w tym USA, Chiny, Kanada, Brazylia, Libia i Nigeria) nie zobowiązały się do ograniczenia produkcji w 2017 r. W ich przypadku (w szczególności w USA) wzrost cen ropy może prowadzić do istotnego wzrostu produkcji, co z kolei może przynajmniej częściowo zniwelować opisany wcześniej efekt ograniczenia podaży. Warto również zaznaczyć, że poziom zapasów surowca jest bardzo wysoki. Niedobór podaży względem popytu musiałby się utrzymywać przez dłuższy czas, żeby zapasy uległy istotnemu zmniejszeniu.

W świetle powyższych informacji, cena ropy w 2017 r. może być istotnie wyższa niż w 2016 r., ale jednocześnie powinna utrzymywać się w granicach 50-60 USD/bbl. Ankiety agencji informacyjnych przeprowadzone wśród kluczowych globalnych inwestorów prezentują podobne oczekiwania.

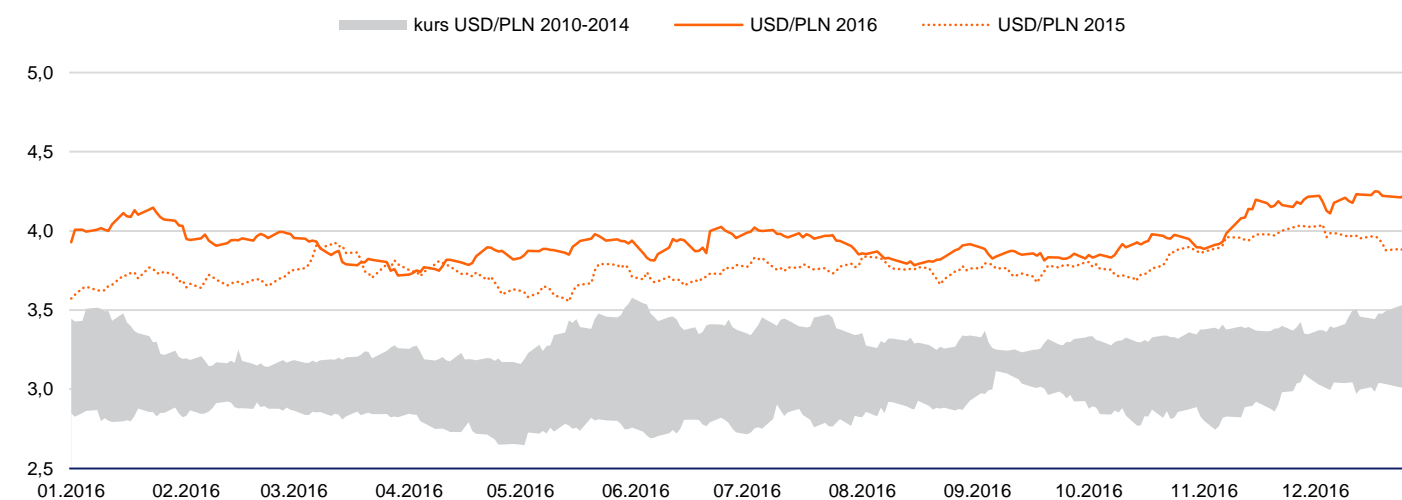
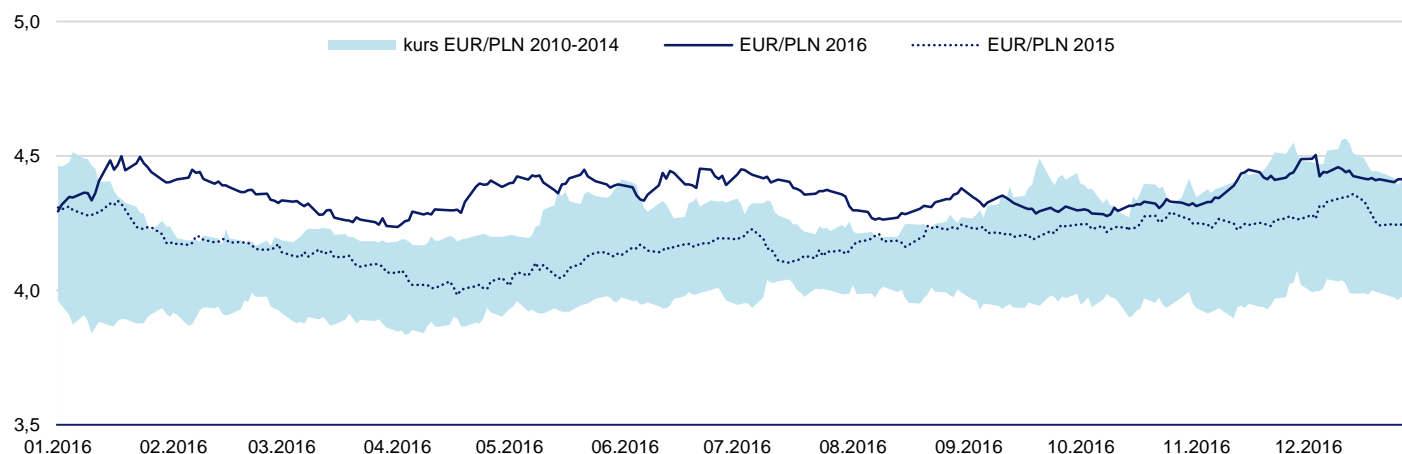
W 2016 r. poziom cen gazu w Europie był niski i jego utrzymanie w 2017 r. jest mało prawdopodobne. W drugim półroczu zaobserwowano wzrost kursu ropy, który przyczynił się do podwyżki cen indeksowanych kontraktów importowych gazu ziemnego w Europie. Prognozy wskazują, że tendencja ta może zostać utrzymana w nadchodzącym roku.

Podobne przesłanki windują cenę kontraktów importowych na rynku LNG. Z drugiej strony, oczekiwany wzrost mocy skraplających w Australii i USA może ograniczyć wzrost cen LNG oraz wpłynąć pośrednio na obniżkę ceny gazu ziemnego. Prognozy wskazują, że w najbliższych latach na rynku LNG będzie występowała nadwyżka podaży nad popytem, co może wywołać mocny trend spadkowy.

Powyższe czynniki wskazują, że cena gazu w 2017 r. może być wyższa niż w roku poprzednim. Prognozowane wzrosty może ograniczać konkurencja cenowa pomiędzy tradycyjnymi dostawcami (Rosja, Norwegia), a wchodzącymi na rynek europejski dostawcami LNG. W rezultacie ceny gazu na rynku zachodnioeuropejskim mogą kształtować się pomiędzy poziomem z 2016 r. (ok. 14 EUR/MWh), a obserwowanym na początku 2017 r. poziomem cen w kontraktach terminowych (ok. 18 EUR/MWh).

7.1.5. Kursy walut EUR/PLN, USD/PLN

Rynek walutowy w 2016 r. charakteryzował się dużą zmiennością. Już w styczniu kurs polskiej waluty uległ znacznemu osłabieniu w relacji do euro i dolara w wyniku wzrostu obaw o sytuację gospodarczą w Chinach. Deprecjacja złotówki nie trwała jednak długo i kurs powrócił do trendu spadkowego. Na początku kwietnia zanotowano najniższy ubiegłoroczny kurs walutowy w relacji do euro (4,2355) i dolara (3,7193). Wzrost oczekiwań co do podwyżki stóp procentowych w Stanach Zjednoczonych wybiło notowania z dotychczasowego kanału cenowego. Rynkowy sentyment osłabił się na skutek referendum dotyczącego wyjścia Wielkiej Brytanii z UE. Wbrew obawom inwestorów, trzeci kwartał przyniósł uspokojenie na rynku forex, a polska waluta ponownie umocniła się względem pozostałych. Wygrana Donalda Trumpa w wyborach prezydenckich w USA diametralnie zmieniła nastroje rynkowe. W rezultacie kurs dolara został wywindowany do najwyższego poziomu od 2002 r. (4,2493), natomiast kurs euro zanotował roczne maksima (4,5035). Spadkowy trend polskiej waluty potwierdziły podwyżki stóp procentowych w USA i zapowiedź stopniowego zacieśniania polityki pieniężnej przez amerykańskiego regulatora (FED).



7.2. Wyniki finansowe

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej GK PGNiG oraz jednostki dominującej w 2016 r. zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej zestawieniach.

7.2.1. Wybrane dane finansowe PGNiG

Wybrane dane finansowe PGNiG (w mln zł)

	2016	2015	Zmiana r/r
Przychody ze sprzedaży:	17 183	18 646	(1 463)
Koszty operacyjne razem, w tym	(15 902)	(17 852)	1950
Amortyzacja	(767)	(799)	32
Zysk z działalności operacyjnej	1 281	793	488
Zysk przed opodatkowaniem	2 851	1 617	1 234
Zysk netto	2 576	1 472	1 104
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 502	2 487	15
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(200)	2 222	(2 422)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(2 001)	(1 530)	(471)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	301	3 179	(2 878)
	2016	2015	Zmiana r/r
Aktywa razem	35 769	34 489	1 280
Aktywa trwałe (długoterminowe)	25 759	25 816	(57)
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym	10 010	8 673	1 337
Zapasy	1 942	1 638	304
Zobowiązania i kapitał własny razem	35 769	34 489	1 280
Kapitał własny razem	25 228	23 738	1 490
Zobowiązania długoterminowe razem	2 144	6 667	(4 523)
Zobowiązania krótkoterminowe razem	8 397	4 084	4 313
Zobowiązania razem	10 541	10 751	(210)

Rentowność

	2016	2015
EBIT		
zysk operacyjny	1 281	793
EBITDA		
zysk operacyjny + amortyzacja	2 048	1 592
ROE		
zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	10,2%	6,2%
Rentowność sprzedaży netto		
zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	15,0%	7,9%
ROA		
zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	7,2%	4,3%

Płynność

	31 grudnia 2016	31 grudnia 2015
Wskaźnik bieżącej płynności		
aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,3	2,4
Wskaźnik szybki płynności		
aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,0	2,0

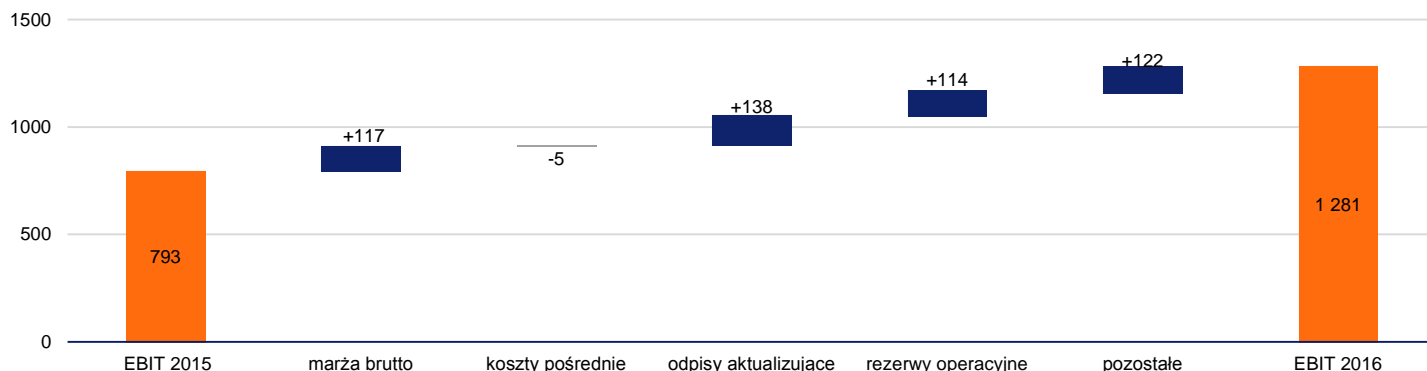
Zadłużenie

	31 grudnia 2016	31 grudnia 2015
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem		
suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	29,5%	31,2%
Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem		
suma zobowiązań do kapitału własnego	41,8%	45,3%

Omówienie wyników finansowych PGNiG

W 2016 r. PGNiG odnotowało zysk z działalności operacyjnej (EBIT) na poziomie 1 281 mln zł, a więc wyższy o 488 mln zł niż w roku ubiegłym. Zmiany w EBIT pomiędzy wynikami za lata 2015 i 2016 zostały zaprezentowane na poniższym wykresie.

Zmiany w EBIT pomiędzy latami 2015-2016



Na wzrost marży brutto (różnica pomiędzy przychodami ze sprzedaży a kosztami bezpośrednimi) o 117 mln zł w stosunku do 2015 r. wpływ miała przede wszystkim:

- wyższa marża na sprzedaży gazu wysokometanowego, spowodowana przede wszystkim niższą ceną zakupu surowca importowanego.

Powyższy wzrost został częściowo zniwelowany przez następujące czynniki:

- niższa marża na sprzedaży gazów zaazotowanych, głównie ze względu na spadek średnich cen sprzedaży, spowodowanych przede wszystkim trzykrotnym obniżeniem taryfy na sprzedaż paliwa gazowego.
- spadek marży brutto na sprzedaży ropy naftowej w wyniku niższych średnich cen sprzedaży tego surowca; różnica średnich notowań giełdowych ropy naftowej Brent pomiędzy 2015 i 2016 r. wyniosła -18%;
- niższa marża na świadczeniu usług, w szczególności powierzenia pełnienia obowiązków operatora systemu magazynowania, spowodowana głównie obniżeniem stopy zwrotu z wartości regulacyjnej aktywów.

Marża na sprzedaży pozostałych produktów, w tym: energii elektrycznej, helu, LPG, siarki zanotowała nieznaczny spadek w relacji do 2015 r.

Wynik na poziomie zysku z działalności operacyjnej (EBIT) został dodatkowo poprawiony przez następujące czynniki:

- niższy poziom odpisów aktualizujących, w szczególności dotyczących zapasu gazu,
- niższy poziom rezerw operacyjnych,
- wyższy wynik na transakcjach terminowych.

Wynik na działalności finansowej w relacji do 2015 r. wzrósł o 747 mln zł w rezultacie otrzymania wyższych o 795 mln zł dywidend od spółek zależnych.

Sytuacja finansowa PGNiG odzwierciedlona została w podstawowych wskaźnikach charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej. Wskaźniki rentowności kapitałów własnych (ROE), aktywów ogółem (ROA) i sprzedaży netto wzrosły odpowiednio z 6,2% do 10,2%, z 4,3% do 7,2% i z 7,9% do 15%.

7.2.2. Wybrane dane finansowe GK PGNiG

Wybrane dane finansowe GK PGNiG (w mln zł)

	2016	2015	Zmiana r/r
Przychody ze sprzedaży	33 196	36 464	(3 268)
Koszty operacyjne razem, w tym	(29 836)	(33 174)	3 338
Amortyzacja	(2 614)	(2 790)	176
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	3 360	3 290	70
Zysk przed opodatkowaniem	3 210	3 014	197
Zysk netto	2 349	2 136	213
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	5 922	7 271	(1 349)
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(3 842)	(3 147)	(695)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(2 269)	(829)	(1 440)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	(189)	3 282	(3 471)
	2016	2015	
Aktywa razem	49 672	48 292	1 380
Aktywa trwale (długoterminowe)	36 236	35 643	593
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym	13 436	12 649	787
Zapasy	2 510	2 229	281
Zobowiązania i kapitał własny razem	49 672	48 292	1 380
Kapitał własny razem	32 016	30 741	1 274
Zobowiązania długoterminowe razem	7 303	11 262	(3 959)
Zobowiązania krótkoterminowe razem	10 353	6 289	4 064
Zobowiązania razem	17 656	17 551	105

Rentowność

	2016	2015
EBIT		
zysk operacyjny	3 360	3 290
EBITDA		
zysk operacyjny + amortyzacja	5 974	6 080
ROE		
zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	7,3%	6,9%
Rentowność sprzedaży netto		
zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	7,1%	5,9%
ROA		
zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	4,7%	4,4%

Płynność

	2016	2015
Wskaźnik bieżącej płynności		
aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,5	2,5
Wskaźnik szybki płynności		
aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,2	2,0

Zadłużenie

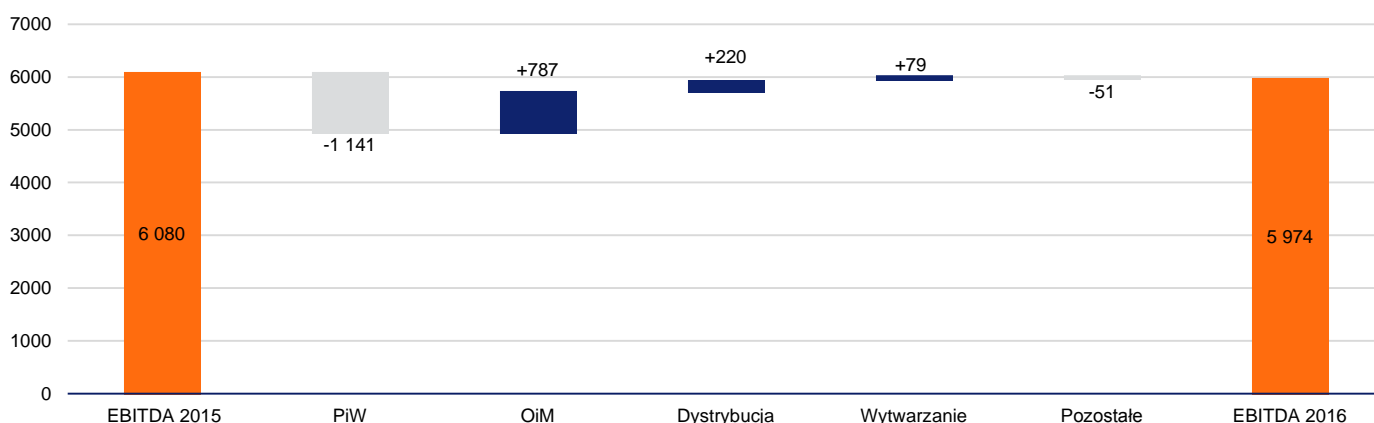
	2016	2015
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem		
suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	35,5%	36,3%
Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem		
suma zobowiązań do kapitału własnego	55,1%	57,1%

Omówienie wyników finansowych GK PGNiG

W 2016 r. przychody GK PGNiG wyniosły 33 196 mln zł, i były o 3 268 mln zł (9%) niższe niż w roku poprzednim, w którym osiągnęły poziom 36 464 mln zł. Przy niższych o 10% kosztach operacyjnych wynoszących 29 836 mln zł, GK PGNiG wypracowała skonsolidowany wynik na działalności operacyjnej (EBIT) w wysokości 3 360 mln zł (wzrost o 2% r/r). Wynik z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA) wyniósł 5 974 mln zł, i był nieznacznie, bo o 105 mln zł (2%) niższy w stosunku do roku poprzedniego. Wynik ten osiągnięto w warunkach niskich ceny ropy naftowej na rynkach światowych oraz gazu w regionie Europy Środkowej przy jednocześnie postępującej liberalizacji rynku gazu w Polsce.

W rezultacie prowadzonych działań sprzedażowych i wpływu niższych temperatur o 6% zwiększył się wolumen gazu sprzedanego przez GK PGNiG z 23 mld m³ w 2015 r. do poziomu 24,3 mld m³ w 2016 r.

Zmiany w EBITDA pomiędzy latami 2015-2016



Poszukiwanie i Wydobywanie (PiW)

Segment Poszukiwanie i Wydobywanie na koniec 2016 r. zanotował zysk na działalności operacyjnej w wysokości 219 mln zł. Wynik ten był o 875 mln zł niższy niż osiągnięty w poprzednim roku. Na poziomie EBITDA wypracowano zysk w wysokości 1 285 mln zł, co jest wynikiem niższym od wyniku roku poprzedniego o 1 140 mln zł (47%). Przychody segmentu spadły o 564 mln zł, do poziomu 4 290 mln zł (spadek o 12%), w relacji do przychodów uzyskanych w 2015 r. Obniżenie przychodów w segmencie jest skutkiem 3% spadku wolumenu sprzedaży ropy naftowej oraz spadkiem cen ropy naftowej (średnia kwartalna cena ropy Brent wyrażona w zł w 2016 r. była niższa o ok. 12% w stosunku do wartości z analogicznego okresu roku poprzedniego). Spadek wolumenu sprzedaży ropy naftowej w 2016 r. spowodowany był głównie dłuższymi planowanymi przestojami w Norwegii (trzeci kwartał) i nieplanowanymi przestojami remontowymi (czwarty kwartał). Wzrost o 311 mln zł (8%) kosztów operacyjnych w segmencie był efektem zwiększenia kosztów odpisów aktualizujących na trwałą utratę wartości majątku trwałego, które w 2016 r. obciążyły wynik segmentu kwotą 771 mln zł, w stosunku do 555 mln zł w 2015 r. Na poziomie kosztów segmentu miało również wpływ zmniejszenie amortyzacji, z 1 331 mln zł w 2015 r., do 1 066 mln zł. Spadek ten wynika głównie z przeszacowania wielkości zasobów na norweskim szelfie kontynentalnym, które wpłynęło na obniżenie stawek amortyzacji aktywów produkcyjnych.

Obrót i Magazynowanie (OiM)

Zysk operacyjny segmentu Obrót i Magazynowanie wyniósł w 2016 r. 1 158 mln zł, będąc o 776 mln zł, czyli ponad dwukrotnie wyższy niż w 2015 r. Na poziomie EBITDA wypracowano zysk w wysokości 1 410, co jest wynikiem wyższym o 787 mln zł w porównaniu do 2015 r. Przychody segmentu ukształtowały się na poziomie 28 179 mln zł, o 3 564 mln zł (11%) niższym w stosunku do poprzedniego roku. Jednocześnie ograniczenie kosztów operacyjnych segmentu o 4 339 mln zł (14%) do łącznej wartości 27 022 mln zł przelożyło się na poprawę wyniku segmentu.

Wynik segmentu jest efektem wpływu niskich cen ropy naftowej na koszt pozyskania gazu w ramach głównego kontraktu długoterminowego PGNiG i w efekcie przelożyło się na poprawę marżowości. Za sprawą prowadzonych działań w obszarze uelastyczniania cen, zysk operacyjny został podwojony pomimo kilkukrotnego obniżania poziomu obowiązujących taryf.

Stan zapasów gazu w podziemnych magazynach gazu na koniec 2016 r. wynosił ok. 2,2 mld m³ i osiągnął poziom o ok. 24% wyższy w stosunku do roku poprzedniego.

Dystrybucja

Wynik operacyjny segmentu Dystrybucja w 2016 r. zwiększył się o 13% wobec 2015 r. i osiągnął poziom 1 635 mln zł, natomiast powiększony o amortyzację wyniósł 2 559 mln zł, czyli o 221 mln zł więcej niż rok wcześniej. Wyższy wynik operacyjny segmentu

to skutek głównie wyższych r/r o 7% przychodów ze sprzedaży usługi dystrybucyjnej przy wolumenie dystrybucji sięgającym 10,9 mld m³ (wyższym o 11% r/r). Koszty poniesione w 2016 r. były wyższe o 145 mln zł (5%) w stosunku do roku poprzedniego. Na zwiększenie kosztów w segmencie wpływ miało przede wszystkim znaczący wzrost zmiany stanu rezerw i stanu produktów (180 mln zł w 2016 r. vs. 42 mln zł w 2015 r.). W przypadku zmiany stanu rezerw w 2015 r. została rozwiązana rezerwa na bezumowne korzystanie z gruntów na kwotę 41 mln zł, w porównaniu z kwotą 1 mln zł w 2016 r.

Wytwarzanie

Wynik operacyjny segmentu w 2016 r. wyniósł 400 mln zł i był wyższy o 33 mln zł w 2015 r. Na poziomie EBITDA osiągnięto wynik w wysokości 759 mln zł, o 80 mln zł i 12% wyższy r/r. Przychody segmentu wyniosły 2 195 mln zł – o 308 mln zł więcej, niż w 2015 r., przy czym nabycie aktywów PEC oraz SEJ przełożyło się na dodatkowe 181 mln zł przychodów w 2016 r.

Na wynik segmentu wpływ miało zwiększenie przychodów przy wzroście wolumenu sprzedaży ciepła o 10,4% i wyższej taryfie oraz nieznacznym zwiększeniu ilości sprzedanej energii elektrycznej (o 3,3%) i jednoczesnym spadku cen energii elektrycznej. Dodatkowo wynik wsparły niższe ceny węgla z transportem oraz zmiana struktury zużycia paliw poprzez spalanie biomasy. W 2016 r. ograniczono również zużycie węgla i oleju opałowego.

Wahania wyników finansowych

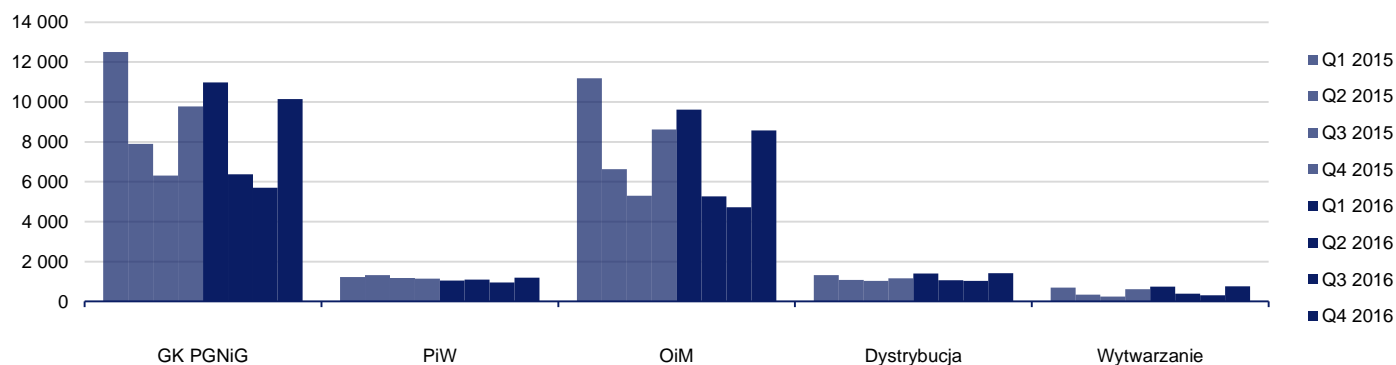
Obrót, dystrybucja i magazynowanie paliw gazowych, jak również wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji, stanowiące oprócz poszukiwań i wydobywania węglowodorów, podstawowy przedmiot działalności Grupy Kapitałowej, w dużym stopniu podlegają wahaniom sezonowym.

W przypadku sprzedaży gazu ziemnego i ciepła, przychody w miesiącach zimowych (I i IV kwartał roku) znacznie przewyższają wartości osiągane w miesiącach letnich (II i III kwartał roku). Sezonowość jest przede wszystkim skutkiem zmiennych warunków klimatycznych w Polsce, a zakres wahań wyznaczają wartości temperatur – niskie zimą i wyższe latem. Sezonowość tej części przychodów w znacznie większym stopniu dotyczy odbiorców indywidualnych, kupujących powyższe produkty na cele grzewcze, aniżeli odbiorców z sektora produkcyjnego.

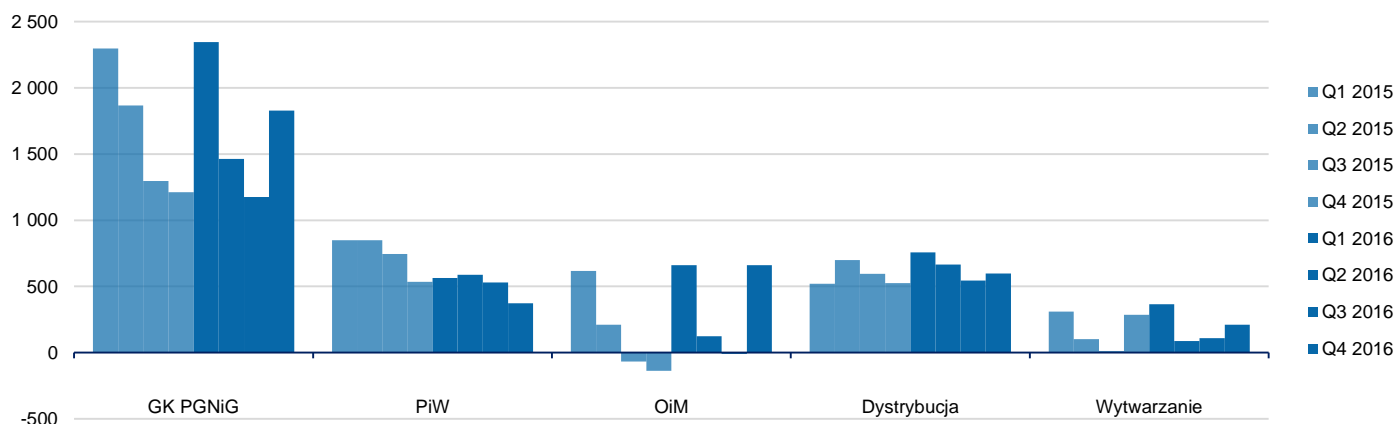
Z uwagi na konieczność zapewnienia nieprzerwanych dostaw w okresie szczytowego zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny oraz ze względu na utrzymanie bezpieczeństwa dostaw gazu, konieczne jest zapełnienie podziemnych magazynów gazu w okresie letnim oraz zwiększenie zamówień na moce w systemie przesyłowym oraz dystrybucyjnym w okresie zimowym.

Wyniki segmentów podlegają również znaczącym wahaniom spowodowanym zmianami cen produktów. Ponadto wyniki segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie odzwierciedlają zmienność profili produkcji ze złóż węglowodorów.

Wahania przychodów ze sprzedaży GK PGNiG w latach 2015-2016



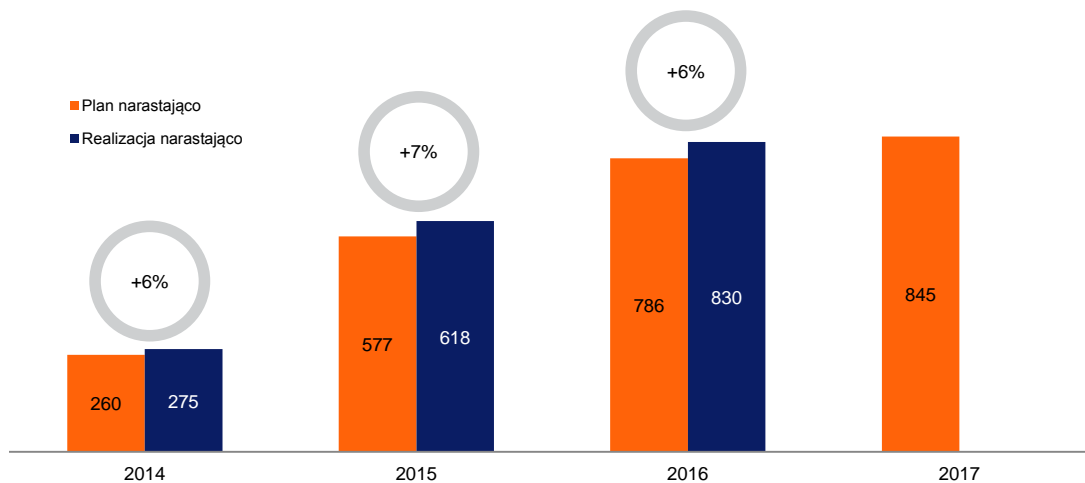
Wahania EBITDA GK PGNiG (skorygowanej o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych) w latach 2015-2016



Program Poprawy Efektywności

Redukcja kosztów w ramach Programu Poprawy Efektywności umożliwia poprawę wyników finansowych GK PGNiG oraz generuje niezbędne środki na realizację strategicznych inwestycji zwłaszcza w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie. Dodatkowo, w ramach PPE zrealizowane zostały dwie inicjatywy poprawiające efektywności wydatkowania środków inwestycyjnych. Inicjatywy te dotyczyły optymalizacji procesów i narzędzi związanych z oceną, priorytetyzacją oraz wyborem projektów inwestycyjnych do realizacji przez GK PGNiG. Nadrzędnym celem tych inicjatyw było uszczelnienie obecnego systemu planowania i wydatkowania środków inwestycyjnych – tak aby wolne środki pieniężne kierować na zadania cechujące się najwyższą rentownością (stopą zwrotu z inwestycji).

W 2016 r. uczestnicy Programu wygenerowali narastająco od 2014 r. 830 mln zł trwałych oszczędności. Jest to wartość o ok. 5% wyższa od planowanej pierwotnie (plan - ok. 786 mln zł). Wymierne oszczędności przynoszą działania związane z lepszą organizacją obsługi klientów, optymalizacją zatrudnienia oraz ograniczeniem zakresu usług wewnętrznych.



W wyniku identyfikacji nowych obszarów, redukcja kosztów wzrosła z zaplanowanych pierwotnie 800 mln zł do blisko 850 mln zł w perspektywie lat 2014-2017. Aktualnie trwają prace, nad poszerzeniem portfolio projektów objętych Programem na 2017 r. w celu zidentyfikowania w organizacji nowych przedsięwzięć przynoszących oszczędności o charakterze ilościowym i jakościowym.

Sprawozdanie z sytuacji finansowej

Bilans na dzień 31 grudnia 2016 r. wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 49 672 mln zł, która jest wyższa od wartości na koniec 2015 roku o 1 380 mln zł (0,3%).

Aktywa

Największą pozycję aktywów GK PGNiG stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których wartość na koniec 2016 r. wyniosła 33 149 mln zł i była o 182 mln zł (0,6%) niższa od stanu na dzień 31 grudnia 2015 r. Saldo odpisów aktualizujących te aktywa w stosunku do końca poprzedniego roku wzrosło o 816 mln zł.

Pozycja inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności, w stosunku do końca poprzedniego roku, wzrosła o 389 mln (46%), co jest wynikiem zakupu udziałów w spółce Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.

Aktywa obrotowe GK PGNiG na koniec 2016 r. wynosiły 13 436 mln i były o 787 mln (6%) wyższe niż na koniec 2015 r. Największy wpływ na wzrost aktywów obrotowych miał wzrost należności o 909 mln zł (27%) i zapasów o 281 mln zł (13%); jest to skutek sezonowości sprzedaży paliwa gazowego, którego największy wolumen sprzedaży odnotowuje się na przełomie roku kalendarzowego, kiedy to w ślad za większą sprzedażą odnotowuje się wyższe wartości należności.

Kapitał własny i zobowiązania

Podstawowym źródłem finansowania aktywów GK PGNiG jest kapitał własny, którego wartość na koniec 2016 r. wynosiła 32 016 mln zł, co oznacza wzrost o 1 275 mln zł (4%) w relacji do 2015 r. Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim osiągnięty w bieżącym okresie zysk netto, w wysokości 2 349 mln zł, skorygowany o uchwaloną do wypłaty dywidendę za rok poprzedni w wysokości 1 062 mln zł.

Stan zobowiązań długoterminowych na koniec 2016 r. wyniósł 7 303 mln zł i był niższy od poziomu z końca grudnia 2015 r. o 3 959 mln zł (35%). Tak duży spadek wynika z reklasyfikacji do części krótkoterminowej zobowiązań z tytułu papierów dłużnych (4 607 mln zł), których termin zapadalności przypada na 2017 r.

Na dzień 31 grudnia 2016 r. GK PGNiG posiadała zobowiązania krótkoterminowe na poziomie 10 353 mln zł, co oznacza wzrost o 4 064 mln zł (65%) w relacji do końca 2015 r. Na wzrost zobowiązań krótkoterminowych wpłynęła reklasyfikacja części zadłużenia z tytułu papierów dłużnych z części długoterminowej do części krótkoterminowej, o której mowa powyżej.

W związku ze wzrostem kapitałów własnych poprawie uległy wskaźniki obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem i obciążenia zobowiązaniami ogółem. Wskaźniki obniżyły się odpowiednio z 45,3% do 41,8% i z 36,3% do 35,5%.

Na skutek reklasyfikacji zobowiązań z tytułu papierów dłużnych do części krótkoterminowej, obniżeniu uległy wskaźniki płynności: wskaźnik bieżącej płynności osiągnął wartość 1,4 wobec poziomu 2,4 z końca grudnia 2015 r., natomiast wskaźnik szybki płynności wyniósł w bieżącym okresie 1,2 w stosunku do poziomu 2,0 z końca poprzedniego roku.

Istotne transakcje zawarte z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż rynkowe

W 2016 r. PGNiG oraz spółki od niej zależne nie zawierały żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż rynkowe.

7.2.3. Wybrane dane finansowe kluczowych spółek zależnych

PGNiG UI (mln NOK)	2016	2015	PGNiG OD (mln zł)	2016	2015
Przychody ze sprzedaży	2 227	3 000	Przychody ze sprzedaży	11 560	13 445
EBITDA	1 348	2 119	EBITDA	(36)	254
EBIT	455	859	EBIT	(42)	248
Zysk/strata netto	(55)	(217)	Zysk/strata netto	(30)	199
Aktywa ogółem	8 433	8 650	Aktywa ogółem	2 459	2 586
Kapitał własny	573	327	Kapitał własny	714	1 290

PST (mln EUR)	2016	2015	PSG (mln zł)	2016	2015
Przychody ze sprzedaży	571	881	Przychody ze sprzedaży	4 757	4 584
EBITDA	5	1	EBITDA	2 460	2 292
EBIT	5	0	EBIT	1 525	1 393
Zysk/strata netto	2	(1)	Zysk/strata netto	1 246	1 133
Aktywa ogółem	160	180	Aktywa ogółem	14 746	14 625
Kapitał własny	9	7	Kapitał własny	11 858	11 676

PGNiG TERMIKA (mln zł)	2016	2015
Przychody ze sprzedaży	2 033	1 888
EBITDA	731	680
EBIT	385	367
Zysk/strata netto	241	231
Aktywa ogółem	5 281	4 333
Kapitał własny	2 892	1 874

7.3. Przewidywana sytuacja finansowa

Na sytuację finansową GK PGNiG w przyszłych okresach będą w istotnym stopniu oddziaływać zmiany cen węglowodorów na rynkach surowców oraz zmiany kursów walut. Powyższe czynniki będą szczególnie istotne dla wyników generowanych przez GK PGNiG w segmentach Poszukiwanie i Wydobycie oraz Obrót i Magazynowanie.

Zmiana notowań cen ropy naftowej przekłada się na przychody ze sprzedaży realizowane przez podmioty GK PGNiG zajmujące się wydobyciem i sprzedażą ropy naftowej oraz ma wpływ na poziom popytu na usługi sejsmiczne i poszukiwawcze świadczone przez spółki GK PGNiG. Wzrost cen ropy naftowej wpływa pozytywnie na wyniki w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie. Długoterminowe prognozy cen ropy naftowej mają znaczący wpływ na prognozowane przepływy pieniężne z majątku produkcyjnego i w konsekwencji na konieczność aktualizacji wartości aktywów trwałych.

Z uwagi na powiązanie cen ropy naftowej z ceną gazu w ramach Kontraktu Jamalskiego i Kontraktu Katarskiego, cena ropy naftowej ma przeciwne do obserwowanego w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie oddziaływanie na wyniki segmentu Obrót i Magazynowanie. Wzrost cen ropy naftowej przekłada się na wzrost kosztów zakupu gazu ziemnego przez PGNiG.

Na wyniki realizowane przez GK PGNiG istotny wpływ będzie miała także sytuacja na krajowym rynku walutowym. Umacnianie się złotego względem walut obcych (głównie względem dolara amerykańskiego) będzie oddziaływać pozytywnie na wyniki segmentu Obrót i Magazynowanie, obniżając koszt importu gazu ziemnego przez PGNiG, przy czym należy zaznaczyć, iż w wyniku prowadzonej przez spółki GK PGNiG polityki zabezpieczeń, wpływ zmian kursów walutowych na wyniki jest optymalizowany.

Na sytuację finansową GK PGNiG wpłynie także stanowisko Prezesa URE odnośnie poziomu taryf sprzedaży i dystrybucji paliw gazowych oraz sprzedaży ciepła. Dodatkowo, postępująca liberalizacja rynku gazu w Polsce będzie w dalszym ciągu wywoływać presję na wyniki realizowane przez spółki GK PGNiG świadczące usługi sprzedaży gazu działające w segmencie Obrót i Magazynowanie. Efektem konkurencyjnej walki o klienta są m.in. programy rabatowe kierowane do klientów oraz zmiany warunków cenowych na rynkowe. Powyższe czynniki mogą wpłynąć na obniżenie rentowności segmentu Obrót i Magazynowanie poprzez zmniejszenie uzyskiwanych marż na sprzedaży.

Należy jednak dodać, iż spółki GK PGNiG realizują inicjatywy poprawiające efektywność ich funkcjonowania. Podjęte inicjatywy dotyczą m.in. optymalizacji kosztów działalności, co w pozytywny sposób przełoży się na wyniki realizowane przez GK PGNiG.

W przypadku segmentu Wytwarzanie ważnym z punktu widzenia działalności GK PGNiG będzie kształt programów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz ze źródeł odnawialnych. Zmiany legislacyjne w omawianym zakresie oraz zmiany rynkowe cen czerwonych i zielonych certyfikatów (świadczeń pochodzenia energii elektrycznej) będą

wpływać na sytuację finansową GK PGNiG w tym segmencie. Istotnym elementem kształtującym wyniki segmentu Wytwarzanie będzie poziom cen paliw produkcyjnych wykorzystywanych na potrzeby produkcji ciepła i energii elektrycznej.

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

Planowane nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w 2017 r.

		w mln zł	2017
I.	Poszukiwanie* i Wydobywanie, w tym:		2 225
1	Norwegia		269
2	Pakistan		127
3	Libia		7
II.	Obrót i Magazynowanie		356
III.	Dystrybucja		1 669
IV.	Wytwarzanie		872
V.	Pozostałe segmenty		19
VI.	Nakłady inwestycyjne łącznie (I-V)		5 140
	w tym PGNiG		2 126

* nakłady inwestycyjne obejmują nakłady poniesione na badania geofizyczne i wiercenia oraz skapitalizowane koszty finansowania zewnętrznego

Powyższe wartości nie obejmują potencjalnych wydatków na akwizycje złóż węglowodorów lub akwizycje w sektorze elektroenergetycznym.

GK PGNiG dokonując analiz zamierzeń inwestycyjnych na 2017 r. i lata następne wzięła pod uwagę możliwości finansowe w tym zakresie. W analizie uwzględniono dostępne źródła finansowania zewnętrznego oraz środki własne z uwzględnieniem przepływów generowanych w ramach bieżącej działalności. Tym samym można stwierdzić, że GK PGNiG posiada wystarczające środki finansowe na realizację planowanych zamierzeń inwestycyjnych.

7.4. Kredyty i pożyczki

Umowy kredytów zawarte w 2016 r.

W 2016 r. GK PGNiG nie zawarła istotnych umów kredytów. Łączna kwota zaciągniętych zobowiązań z tytułu zawartych w 2016 r. kredytów wyniosła 28,5 mln zł.

Najistotniejsze umowy kredytów zawarte przez GK PGNiG

Bank	Wartość zaciągniętego kredytu w mln	Waluta	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
Konsorcjum 8 banków	400	USD	LIBOR USD/EURIBOR ⁺ +1,55%**	obrotowy/ inwestycyjny	13.08.2022
Deutsche Bank	35	EUR	EONIA+0,0085%	obrotowy	-

* kredyt wielowalutowy, może być zaciągany w USD i w EUR; okresy odsetkowe mogą być różne – 1M, 3M lub 6M

** w latach 2016 i 2017 oprocentowanie wyniesie LIBOR USD/EURIBOR+1,80%

Umowy kredytów wypowiedziane w 2016 r.

W trakcie 2016 r. GK PGNiG nie wypowiedziała istotnych umów kredytowych.

Umowy pożyczek zawarte w 2016 r.

W trakcie 2016 r. GK PGNiG nie udzieliła istotnych pożyczek. Szczegółowe informacje na temat pożyczek udzielonych przez PGNiG spółkom zależnym i innym spółkom powiązanym zaprezentowane zostały w nocie 7.4 Sprawozdania jednostkowego.

7.5. Programy emisji papierów wartościowych

W 2016 r. GK PGNiG mogła emitować obligacje w ramach następujących programów:

- programu emisji obligacji z 10 czerwca 2010 r.,
- programu emisji obligacji z 22 maja 2012 r.,
- programu emisji obligacji z 2 października 2014 r.,
- programu emisji obligacji z 4 lipca 2012 r. emitowanych przez PGNiG TERMIKA,
- program emisji obligacji z 4 lipca 2012 r. emitowanych przez SEJ,

- programu emisji euroobligacji z 25 sierpnia 2011 r. emitowanych przez PGNiG Finance AB,
- programu emisji obligacji z 1 grudnia 2010 r. skierowanego do spółek GK PGNiG.

Szczegółowe informacje dot. terminów obowiązywania, stopnia wykorzystania programów oraz zadłużenia z tytułu emisji znajdują się w nocie 5.2 Sprawozdania skonsolidowanego.

Środki z emisji obligacji GK PGNiG przeznaczyła na zaspokojenie bieżących potrzeb finansowych związanych z realizacją strategii GK PGNiG. Środki były przeznaczane także m.in. na poszukiwanie konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, zagospodarowanie złóż, budowę i rozbudowę podziemnych magazynów gazu i sieci dystrybucyjnej, w tym nowych przyłączy oraz na projekty energetyczne.

Ponadto w 2016 r. PGNiG kontynuowała program emisji krótkoterminowych obligacji dyskontowych skierowanych do spółek GK PGNiG na podstawie umowy z 1 grudnia 2010 r. (zmienionej aneksami w 2011 i 2014 r.). Aneks z 7 sierpnia 2015 r. zwiększono kwotę programu z 3 mld zł do 5 mld zł. Dla PGNiG limit emitowanych obligacji pozostał w wysokości 1 mld zł, a pozostała kwota programu przeznaczona została dla spółek GK PGNiG. Program ten umożliwia przepływ środków pieniężnych pomiędzy spółkami i usprawnia proces zarządzania płynnością w ramach GK PGNiG.

Na dzień 31 grudnia 2016 r. zadłużenie PGNiG z tytułu emisji powyższych obligacji wyniosło 200 mln zł, GEOFIZYKI Kraków – 40 mln zł, a PGNiG OD – 100 mln zł.

7.6. Należności i zobowiązania warunkowe

Na dzień 31 grudnia 2016 r. najistotniejszą pozycję pozabilansową GK PGNiG stanowiły zobowiązania warunkowe, których łączna wartość ujawniona w skonsolidowanym sprawozdaniu wynosiła 8,7 mld zł (na dzień 31 grudnia 2015 r. 9,2 mld zł). Głównymi pozycjami zobowiązań warunkowych były:

- gwarancja wykonania zobowiązań PGNiG Finance AB (spółki zależnej PGNiG) wobec obligatariuszy z tytułu ustanowienia programu emisji euroobligacji (6,6 mld zł),
- gwarancja wykonania zobowiązań PGNiG Upstream International AS (spółki zależnej PGNiG), wynikających z koncesji lub z mocy prawa wobec państwa norweskiego (2,8 mld zł).

8. Ryzyko

Legenda: Poziom istotności ryzyka: niski ●○○ ; średni ●●○ ; wysoki ●●●

Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka: niskie ○○○ ; średnie ●○○ ; wysokie ●●●

Zmiana poziomu ryzyka względem poprzedniego roku: wzrost ↗ ; spadek ↘ ; bez zmian →

8.1. Ryzyko operacyjne

8.1.1. Ryzyka segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie

Odkrycia i szacowanie zasobów ●●● ●○○ ↗ Polska ●○○ ●●● → Norwegia

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

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

Zarządzanie ryzykiem następuje poprzez uwzględnienie w ocenach ekonomicznych projektów poszukiwawczych prawdopodobieństwa sukcesu poszukiwawczego oraz szacowania zasobów w różnych wariantach wielkościowych (P90, P50 i P10) reprezentujących oczekiwany rozkład prawdopodobieństwa wielkości zasobów.

Poszukiwanie niekonwencjonalnych złóż gazu ●○○ ●●● ↘

Ryzykiem związanym z poszukiwaniem niekonwencjonalnych złóż gazu w Polsce jest brak potwierdzonych zasobów gazu z formacji łupkowych (shale gas) oraz gazu zaciśniętego (tight gas). Poszukiwania gazu z formacji łupkowych zostały zakończone, a zdobyte doświadczenia pozwolą na minimalizację ryzyk związanych z poszukiwaniem złóż gazu zaciśniętego. W przypadku potwierdzenia występowania zasobów geologicznych tego rodzaju gazu istnieje ryzyko, że eksploatacja będzie nieopłacalna z powodu niewystarczającego poziomu wydobywania gazu oraz wysokich nakładów inwestycyjnych na wiercenia otworów i budowę kopalni. Ponadto istotnym czynnikiem jest utrudniony dostęp do obszarów występowania niekonwencjonalnych złóż gazu, ze względu na przepisy prawa w zakresie ochrony środowiska oraz możliwości uzyskania zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

Konkurencja ●●● ●○○ ↘ Polska ●○○ ●●● → Norwegia

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

Opóźnienia prac ●●● ●●● ↗ Polska ●●○ ●●● → Norwegia

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 koncesję może trwać nawet dwa lata. Ponadto przed rozpoczęciem prac terenowych jest wymóg 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.

Ponadto obowiązek stosowania przez PGNiG 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.

Ryzyko zarządzane jest poprzez stały monitoring statusu projektu oraz podejmowanie przez Operatora koncesji niezbędnych działań zaradczych.

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 r. PGNiG wprowadziła system daily rate przy wyborze i rozliczaniu wykonawców tych prac.

Przepisy w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia ●●●●○○○ ↘ Polska ●●●●○○○ → Norwegia

Dostosowanie do regulacji ochrony środowiska w Polsce i za granicą może znacząco zwiększyć koszty działalność GK PGNiG. Aktualnie PGNiG 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 r. o zmianie ustawy Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 113, poz. 954 z dnia 27 czerwca 2005 r.) spowodowała zaostrzenie przepisów ograniczających realizację przedsięwzięcia mogącego mieć wpływ na obszar Natura 2000. Zwiększyła wymagania w dziedzinie ochrony środowiska naturalnego w zakresie wchodzenia na tereny występowania chronionych gatunków roślin oraz siedlisk chronionych zwierząt. Również w krajach, gdzie PGNiG prowadzi działalność poszukiwawczą, widoczna jest tendencja do zaostrzania przepisów związanych z ochroną środowiska.

W przypadku działalności wydobywczej prowadzonej na morzu istotnym ryzykiem jest zanieczyszczenia środowiska na skutek wycieku ropy do morza. Ryzyko jest na bieżąco monitorowane i operatorzy złóż wprowadzają szereg barier i rozwiązań technicznych, mających zminimalizować takie ryzyko.

Nieprzewidziane zdarzenia ●●○○○○○ ↘

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

Inne zmiany prawne ●●●●○○○ ↗

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

Sytuacja polityczno-gospodarcza – GK PGNiG ●●○○○○○ ↘

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

W rejonach działalności GK PGNiG istnieje także ryzyko destabilizacji społecznej i politycznej. Zmiany ekip rządzących mogą doprowadzić do wstrzymywania wydawania zezwoleń przez administrację rządową odnośnie działalności naftowej. Ponadto w krajach tych istnieje ryzyko wybuchu konfliktów wewnętrznych i niepokoїв społecznych spowodowane złą sytuacją socjalną i demograficzną ludności zamieszkującej te państwa.

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

8.1.2. Ryzyka segmentu Obrót i Magazynowanie

Administracyjne ustalanie cen gazu ziemnego i liberalizacja rynku gazu w Polsce ●●● ●●● →

Obrót gazem ziemnym prowadzony na giełdowym rynku gazu ziemnego zwolniony jest z obowiązku taryfowania. W związku z postępującym procesem liberalizacji rynku gazu w Polsce oczekiwane jest stopniowe uwolnienie cen gazu dla odbiorców. W pierwszej kolejności mają być zwolnieni odbiorcy hurtowi oraz najwięksi odbiorcy biznesowi. W przypadku sprzedaży paliwa gazowego za pośrednictwem TGE lub bezpośrednio do odbiorców po cenach zbliżonych do notowań na TGE, 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. Ryzyko to jest wzmacniane obowiązywaniem taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE w zakresie obrotu paliwem gazowym. Ich poziom decyduje o możliwości uzyskania przychodów pokrywających ponoszone koszty uzasadnione wraz ze zwrotem z zaangażowanego kapitału. W związku z powyższym przychody obciążone są ryzykiem prognozowania. Nietrafność oszacowania wysokości kosztów (w szczególności kosztów zakupu paliwa gazowego) może skutkować ryzykiem nieprawidłowego skalkulowania poziomu cen sprzedaży i opłat, co może niekorzystnie wpłynąć na wyniki finansowe.

Konkurencja ●●● ●●● →

Podmioty konkurencyjne intensyfikują działania w zakresie sprzedaży paliwa gazowego - konkurują ceną paliwa gazowego bądź łączą w swej ofercie sprzedaż gazu ziemnego i energii elektrycznej. W reakcji na zachodzące zmiany na rynku gazu ziemnego w Polsce GK PGNiG wprowadziła szereg programów rabatowych.

Kontrakty na dostawę gazu na zasadach *take or pay* ●●● ●●● →

PGNiG jest stroną 2 kontraktów długoterminowych na dostawę paliwa gazowego do Polski posiadających tzw. klauzulę *take or pay* - Kontrakt Jamalski i Kontrakt Katarski. Przy założeniu utrzymania portfela klientów PGNiG 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 istnieje ryzyko konieczności szukania nowych możliwości zagospodarowania nadwyżek gazu w portfelu.

Zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego ●●● ●●● →

W związku z utrzymującą się niestabilną sytuacją na Ukrainie oraz na bazie doświadczeń przełomu okresów 2014 i 2015 istnieje ryzyko wystąpienia ograniczeń w dostawach gazu ziemnego dostarczanego przez OOO „Gazprom eksport”.

8.1.3. Ryzyka segmentu Dystrybucja

Ryzyko braku długoterminowej polityki regulacyjnej ●●● ●●● →

Brak polityki taryfowej dla przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją gazu ziemnego zawierająca szczegółowe zasady oraz metodykę wyznaczania akceptowanego przez regulatora poziomu przychodu regulowanego. Stosowana jest krótkoterminowa praktyka taryfowania oparta na corocznych negocjacjach z Prezesem URE. Rozwiązanie takie daje Prezesowi URE szerokie pole do uznaniowości w procesie oceny zasadności ponoszonych przez OSD kosztów, nakładów inwestycyjnych czy wartości regulacyjnej aktywów co generuje niepewność co do wysokości osiągniętych przychodów i uzyskiwanego wyniku finansowego.

Ryzyko przełączeń dużych odbiorców PSG do sieci przesyłowej OGP GAZ-SYSTEM S.A. ●●● ●●● →

W związku z nasilającą się konkurencją w sektorze, istnieje ryzyko przełączania dużych klientów PSG bezpośrednio do sieci przesyłowej OGP GAZ-SYSTEM S.A. Chęć przełączenia klienci argumentują obniżeniem kosztów. Spowodować to może utratę części wolumenu przesyłanego gazu, a tym samym przychodów z tytułu sprzedaży usług dystrybucyjnych i w konsekwencji konieczność skompensowania nadwyżki niepokrytych kosztów nad przychodami np. przez podwyższenie stawek taryfowych.

Roszczenia właścicieli nieruchomości ●●● ●●● →

PSG spotyka się z wygórowanymi roszczeniami finansowymi właścicieli terenów, na których dawniej zlokalizowano sieć gazową. Służebność przesyłu stanowi podstawowy sposób ustalenia zakresu korzystania z cudzej nieruchomości przez przedsiębiorstwo przesyłowe, za co właścicielowi przysługuje odpowiednie wynagrodzenie. Roszczenia te generują dodatkowe, często wysokie koszty i mogą negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe segmentu.

Źródła zasilania systemu dystrybucyjnego ●●● ●●● →

Sieć dystrybucyjna PSG połączona jest z systemem przesyłowym OGP GAZ-SYSTEM S.A. i głównie z niego zasilana. Ograniczenia parametrów przepustowości i ciśnień dostaw paliwa gazowego w systemie przesyłowym utrudniają lub niekiedy uniemożliwiają dalszy rozwój systemu gazowego na znacznym obszarze działania PSG.

Substytucja ●●●●●○ →

Silna pozycja konkurencyjna substytucyjnych nośników energii w niektórych regionach działalności PSG (węgiel, drewno) stanowi barierę wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny jako paliwo. Utrzymujące się niskie ceny węgla kamiennego, węglowodorów (oleje opałowe, oleje grzewcze) oraz innych nośników energii wykorzystywanych na cele komunalne nie zachęcają, szczególnie odbiorców indywidualnych, do ich zmiany na ekologiczne paliwo gazowe.

Malejące średnie zużycie gazu w grupie małych odbiorców ●●●●●○ →

Do głównych przyczyn tego zjawiska należy zaliczyć zwiększenie efektywności energetycznej budynków (działania termomodernizacyjne), ograniczenie wykorzystania indywidualnych pieców gazowych do podgrzewania wody oraz migrację ludności. Do głównych działań termomodernizacyjnych zaliczyć należy: docieplenie ścian zewnętrznych, wymianę stolarki okiennej, zastosowanie kotłów kondensacyjnych i automatyki sterującej pracą urządzeń grzewczych, a także zastosowanie technik solarnych. To niekorzystane dla PSG zjawisko przekłada się na zmniejszenie średniego wolumenu paliwa gazowego dostarczanego małym odbiorcom i w rezultacie skutkuje utratą części przychodów z usług dystrybucji. Ryzyko to jest istotne dla PSG, gdyż pomimo pozyskiwania corocznie ponad 80 tys. nowych odbiorców, głównie indywidualnych, łączny wolumen dostarczanego gazu w tym segmencie spada.

Niestabilna sytuacja w zakresie rozwoju popytu na gaz ziemny w sektorze wytwarzania energii ●●●●●○ →

Poprawiająca się konkurencyjność cenowa gazu ziemnego może przełożyć się na wzrost jego wykorzystania do wytwarzania energii elektrycznej, a tym samym zwiększenie wolumenu dystrybuowanego paliwa i wyższe przychody z podstawowej działalności PSG. W przypadku gwałtownego pojawienia się popytu na paliwo gazowe mogą pojawić się ograniczenia w sieci dystrybucyjnej uniemożliwiające realizację dostawy. Ich zniwelowanie wymagać może rozbudowy punktów wejścia do systemu dystrybucyjnego oraz/lub realizacji nowych inwestycji liniowych.

Ustawodawstwo ●●●●●○ →

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

8.1.4. Ryzyka segmentu Wytwarzanie

Wsparcie dla kogeneracji ●●●●●○ ↗

System wsparcia kogeneracji w postaci świadectw pochodzenia wygasa z końcem 2018 r. Potrzeba przygotowania systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji, w celu osiągnięcia wzrostu produkcji, jest zapisana w projekcie Polityki energetycznej Polski do 2050 r. Istnieje realne zagrożenie spadku przychodów PGNiG TERMIKA poczynając od 2019 r. Obecnie są prowadzone prace nad wdrożeniem w Polsce rynku mocy, który zapewniłby dodatkowe przychody także dla jednostek kogeneracyjnych od 2022 r. Według przeprowadzonych ocen przychody te nie będą w stanie w pełni zrekomensować utraty przychodów z systemu wsparcia dla kogeneracji. Dodatkowo istnieje ryzyko opóźnienia, a nawet odrzucenia systemu rynku mocy w procesie uzyskiwania aprobaty dla tego rozwiązania przez Komisję Europejską.

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów ●●●●●○ →

2016 r. był pierwszym rokiem obowiązywania zaostrzonych norm emisyjnych wynikających z Dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych (IED). Kolejnym etapem zaostrzenia wymagań emisyjnych dla energetyki będzie wejście w życie Konkluzji BAT dla branży energetycznej, co może nastąpić w 2021 r., a jest konsekwencją już wdrożonej IED. W planie inwestycyjnym należy przyjąć założenie konieczności spełnienia parametrów emisyjnych i technologicznych z projektu Konkluzji BAT – dla wykonawców modernizacji i inwestycji.

Utrzymanie udziału w rynku ciepła sieciowego ●●●●●○ ↘

Rozbudowa miejskiej spalarni odpadów komunalnych spowoduje dostarczenie większej ilości ciepła do miejskiej sieci ciepłowniczej. Wpłynie to na zmianę udziału PGNiG TERMIKA w produkcji ciepła dla miejskiej sieci ciepłowniczej miasta stołecznego Warszawy z obecnego poziomu 99% do poziomu 96% w 2020 r.

8.2. Ryzyka regulacyjne

Zniesienie administracyjnej kontroli cen ●●○●○○○ ↘

W związku z wyrokiem Trybunału Sprawiedliwości UE z dnia 10 września 2015 r. w sprawie taryfikacji cen paliw gazowych zachodzi konieczność dokonania szybkich zmian w obowiązujących przepisach dotyczących administracyjnej kontroli cen. PGNiG stoi na stanowisku, że uwolnienie cen gazu jest kluczowym elementem liberalizacji rynku gazu. Jednocześnie Spółka zwraca uwagę, że proces ten musi być prowadzony w sposób gwarantujący ciągłość rozliczeń w umowach z odbiorcami. Możliwość niezapewnienia ciągłości rozliczeń stanowi ryzyko związane z prowadzeniem działalności gospodarczej. Spodziewając się ustawowej detaryfikacji PGNiG podjęło szereg działań dostosowawczych do nowych warunków regulacyjnych, które obejmują:

- przygotowanie nowych wzorów umów ramowych oraz kontraktów indywidualnych, a także oferty produktowej i cenowej dostosowanej do aktualnych potrzeb zgłaszanych przez odbiorców,
- zawarcie z większością kluczowych odbiorców przemysłowych kontraktów przewidujących mechanizm kształtowania ceny po detaryfikacji.

Utrzymanie w mocy decyzji ws. zwolnienia gazociągu OPAL z zasad III Pakietu Energetycznego ●●●●○○○

Na podstawie art. 36 Dyrektywy 2009/73/UE (wchodzącej w skład Trzeciego Pakietu Energetycznego) możliwe jest dokonanie zwolnienia nowej infrastruktury z zasady dostępu stron trzecich. W 2009 r. zwolnienie z zasady dostępu stron trzecich oraz z zasad taryfowania uzyskał gazociąg OPAL pozwalający na przesyłanie gazu ziemnego z Rosji poprzez gazociąg Nord Stream I pod dnem Bałtyku, do Niemiec i dalej na południe do granicy z Czechami.

Po uzyskaniu od Komisji Europejskiej zwolnienia w 2009 r., podmioty zaangażowane oraz zainteresowane pełnym zwolnieniem z zasady dostępu stron trzecich składały do tego organu wnioski o rewizję wydanej decyzji zwalniającej w taki sposób, by umożliwić Gazprom przesyłanie większego wolumenu gazu przez gazociąg OPAL i w konsekwencji Nord Stream, bez wypełniania dodatkowych warunków.

W dniu 28 października 2016 r. Komisja Europejska przyjęła decyzję ws. rewizji zwolnienia gazociągu OPAL z zasady dostępu stron trzecich (publikacja decyzji nastąpiła w dniu 3 stycznia 2017 r.). Spółki z GK PGNiG zaskarżyły decyzję Komisji Europejskiej do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej oraz pochodne rozstrzygnięcie niemieckiego regulatora Bundesnetzagentur do sądu w Dusseldorfie.

Decyzja Komisji Europejskiej ma negatywne konsekwencje zarówno dla GK PGNiG, jak i całego polskiego rynku gazu. Przede wszystkim decyzja w obecnym kształcie, prócz podtrzymania wyłączenia gazociągu OPAL z zasady dostępu osób trzecich na poziomie 50% dostępnej przepustowości, umożliwi spółce Gazprom *de facto* zarezerwowanie pełnej przepustowości gazociągu OPAL. Co więcej, nowe uregulowanie pozwoli na zwiększenie przesyłu rosyjskiego gazu przez Nord Stream kosztem innych dróg dostaw (gazociągi Jamał, Braterstwo), a w konsekwencji pogorszenie pozycji negocjacyjnej PGNiG wobec zewnętrznych dostawców gazu.

Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy ●●○●○○○ ↘

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. 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%. PGNiG jest stroną kontraktu długoterminowego z dnia 25 września 1996 r. z OOO „Gazprom eksport” posiadającego klauzulę take or pay. Obowiązujące rozporządzenie nie uwzględnia specyfiki działalności PGNiG związanej z koniecznością realizacji ww. kontraktu. Brak zmian w powyższym rozporządzeniu powoduje, że Prezes URE będzie mógł nakładać kary pieniężne za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji. W odniesieniu do roku poprzedniego ryzyko uległo obniżeniu w związku z rozwiązaniami przewidzianymi w najnowszym projekcie rozporządzenia dywersyfikacyjnego dotyczącymi zwiększenia maksymalnego udziału gazu ziemnego importowanego z jednego źródła w latach 2017-2022 do 70%.

Najlepsze praktyki w zakresie wydobycia ●○○●○○○ ↘

W 2017 r. będą kontynuowane prace nad niewiążącym dokumentem dot. najlepszych praktyk w zakresie wydobycia. W tym zakresie ryzyko przejawia się w postaci możliwości zmiany charakteru dokumentu z niewiążącego na wiążący. Dokument o charakterze wiążącym mógłby wprowadzać dodatkowe wymogi dla sektora wydobywczego i uniemożliwiać realizację celów wytycznych w sposób alternatywny, bardziej efektywny kosztowo. Takie rozwiązanie mogłoby spowodować wzrost obciążeń dla GK PGNiG.

Pakiet zimowy (elektroenergetyczny) – Czysta energia dla Europejczyków

W dniu 30 listopada 2016 r. w ramach tzw. Pakietu zimowego, Komisja Europejska ogłosiła propozycje nowych regulacji w zakresie energii elektrycznej. Celem tych regulacji jest zapewnienie, że Unia Europejska będzie w stanie wywiązać się z zobowiązań podjętych w ramach tzw. Porozumień paryskich (COP21), a po osiągnięciu tego celu gospodarka UE będzie ewoluowała w stronę gospodarki niskoemisyjnej.

PGNiG będzie aktywnie uczestniczyło w dalszych pracach, w celu mitygacji takich ryzyk jak niekorzystne podejście nowych uregulowań do kwestii kwalifikowania poszczególnych technologii do mechanizmów mocy czy niepewny status niektórych nośników energii elektrycznej (np. biomasy) jako odnawialnych źródeł energii (OZE).

Na obecnym etapie niemożliwym jest przedstawienie pełnej analizy prawdopodobieństwa materializacji ryzyk oraz ich wpływu na działalność gospodarczą GK PGNiG. Analiza poszczególnych zaproponowanych regulacji jest obecnie prowadzona.

8.3. Ryzyko braku zgodności ●●●●○○ →

W PGNiG istnieje wyodrębniona funkcjonalnie oraz organizacyjnie funkcja Compliance. Funkcjonalne wyodrębnienie nastąpiło poprzez przyjęcie w dniu 30 czerwca 2015 r. przez Zarząd PGNiG dokumentu pod nazwą „Program zgodności w PGNiG”. Model systemu zarządzania ryzykiem braku zgodności zakłada istnienie wyspecjalizowanych liderów merytorycznych w poszczególnych obszarach ryzyk braku zgodności (tzw. zarządzających obszarami ryzyka braku zgodności), na których spoczywa podstawowy ciężar wsparcia w przestrzeganiu standardów zgodności.

Ryzyka braku zgodności (ryzyka naruszeń standardów zgodności) mogą powstać w licznych obszarach ryzyk braku zgodności i przejawiać się (i) bezpośrednio w wymiarze finansowym, jako kary, odszkodowania, zadośćuczynienia i inne należności, do których zapłaty PGNiG może być zobowiązana, (ii) w odniesieniu do wizerunku, którego utrata może również mieć swoje reperkusje finansowe, (iii) w działalności operacyjnej oraz (iv) z punktu widzenia wartości dla interesariuszy, w tym akcjonariuszy.

8.4. Ryzyka finansowe

PGNiG i GK PGNiG prowadząc swoją działalność gospodarczą narażone są na ryzyko finansowe, a w szczególności na następujące rodzaje tego ryzyka:

- ryzyko kredytowe > [Więcej informacji – Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG nota 7.3.1,](#)
- ryzyko rynkowe > [Więcej informacji – Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG nota 7.3.2,](#)
- ryzyko płynności > [Więcej informacji – Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG nota 7.3.3.](#)

Ocena zarządzania zasobami finansowymi

GK PGNiG aktywnie zarządza zasobami finansowymi optymalizując zarówno strukturę zadłużenia, jak i koszty finansowania. Spółki GK PGNiG dostosowują formę finansowania w zależności od celu na jaki przeznaczone jest dane finansowanie (działalność operacyjna, inwestycyjna) oraz okresu na jaki finansowanie ma zostać udzielone. Wśród dostępnych dla spółek GK PGNiG form finansowania należy wymienić programy emisji obligacji, kredyty bankowe, leasing finansowy oraz pożyczki wewnątrzgrupowe udzielane przez PGNiG.

Ważnym elementem podnoszącym efektywność zarządzania zasobami finansowymi jest system zarządzania płynnością finansową, w ramach którego możliwe jest wzajemne bilansowanie sald wskazanych rachunków bankowych PGNiG i spółek zależnych, tzw. cash pooling. Dzięki systemowi cash pooling w obrębie jednej grupy kapitałowej środki pieniężne podmiotów posiadających nadpłynność są wykorzystywane do finansowania działalności podmiotów wykazujących niedobór środków pieniężnych. Dzięki systemowi cash pooling podnosi się nie tylko efektywność wykorzystania środków pieniężnych w ramach GK PGNiG, ale także obniża się istotnie koszty odsetek ponoszonych przez spółki finansujące niedobory środków pieniężnych w ramach tego systemu. Spółki te nie wykorzystują innych zewnętrznych źródeł finansowania swojej działalności, które z reguły są droższe niż finansowanie w ramach cash pooling.

Oceniając efektywność zarządzania zasobami finansowymi należy wskazać na optymalny poziom dywersyfikacji portfela instytucji finansowych. Należy także zauważyć, iż różnorodność dostępnych źródeł finansowania oraz narzędzi zarządzania płynnością w ramach GK PGNiG powoduje, iż nie występują problemy z wywiązywaniem się spółek GK PGNiG z zaciągniętych zobowiązań finansowych.

9. Akcjonariat i PGNiG na GPW

9.1. Struktura akcjonariatu

Na dzień 31 grudnia 2016 r. kapitał zakładowy PGNiG wynosił ok. 5,78 mld zł. Składało się na niego 5 778 314 857 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Akcje serii A są akcjami zwykłymi na okaziciela i uprawniają do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Większościowym akcjonariuszem PGNiG pozostaje Skarb Państwa.

W związku ze zbyciem na zasadach ogólnych w dniu 26 czerwca 2008 r. przez Ministra Skarbu Państwa jednej akcji PGNiG, uprawnieni pracownicy zyskali prawo do nieodpłatnego nabycia ogółem nie więcej niż 750 000 000 akcji Spółki. Zawieranie umów nieodpłatnego zbycia akcji rozpoczęło się 6 kwietnia 2009 r., a prawo do nieodpłatnego nabycia akcji PGNiG przez uprawnionych pracowników wygasło 1 października 2010 r. Na dzień 31 grudnia 2016 r. blisko 60 tys. uprawnionych pracowników objęło 728 294 tys. akcji. Akcje nieodpłatnie nabyte przez uprawnionych pracowników mogły być przedmiotem obrotu od 1 lipca 2010 r., natomiast akcje nieodpłatnie nabyte przez członków Zarządu Spółki – od 1 lipca 2011 r.

Ponadto z końcem marca 2016 r. Skarb Państwa zbył 25 063 197 akcji PGNiG do spółki Towarzystwo Finansowe Silesia Sp. z o.o.

W 2016 r. Spółka dwukrotnie przeprowadziła transakcję skupu akcji własnych. Uchwałą Nr 6/XI/2016 z dnia 24 listopada 2016 r. NWZA PGNiG dokonało umorzenia 121 685 143 akcji zwykłych na okaziciela Spółki o wartości nominalnej 1 zł każda. > [Więcej informacji – pkt 9.2](#)

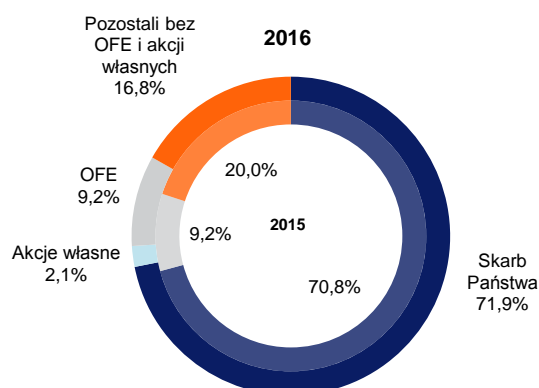
Struktura akcjonariatu na koniec 2016 r.

Akcjonariusze	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2015	Udział w kapitale zakładowym / liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2015	Zmiany w 2016 r.	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2016	Udział w kapitale zakładowym / liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2016
Skarb Państwa	4 178 771 608	70,83%	(25 063 451)	4 153 708 157	71,88%
Akcje własne*	-	-	-	-	-
Pozostali, w tym:	1 721 228 392	29,17%	(96 619 692)	1 624 608 700	28,12%
- OFE	543 721 767	9,22%	(11 331 352)	532 390 415	9,21%
Razem	5 900 000 000	100,00%	(121 685 143)	5 778 314 857	100,00%

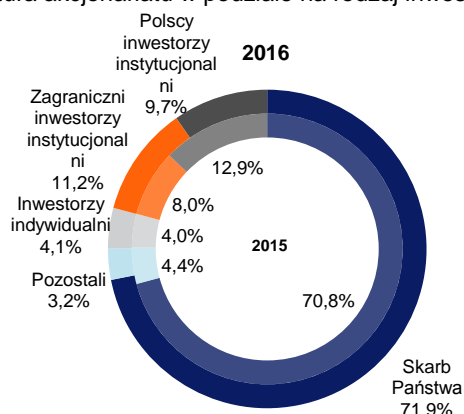
* > [Więcej informacji – pkt 9.2](#)

Inwestorzy instytucjonalni, do których należą głównie otwarte fundusze emerytalne (OFE), powszechne towarzystwa emerytalne oraz polskie i zagraniczne fundusze inwestycyjne, posiadali ponad 1/5 akcji wyemitowanych przez PGNiG. Do polskich inwestorów należało blisko 10% akcji Spółki, natomiast do zagranicznych podmiotów – głównie z Europy oraz ze Stanów Zjednoczonych – ponad 11% udziałów. W przypadku krajów europejskich największa liczba akcji PGNiG była własnością podmiotów z Wielkiej Brytanii (ponad 2%).

Porównanie struktury akcjonariatu na koniec 2015 r. i 2016 r.

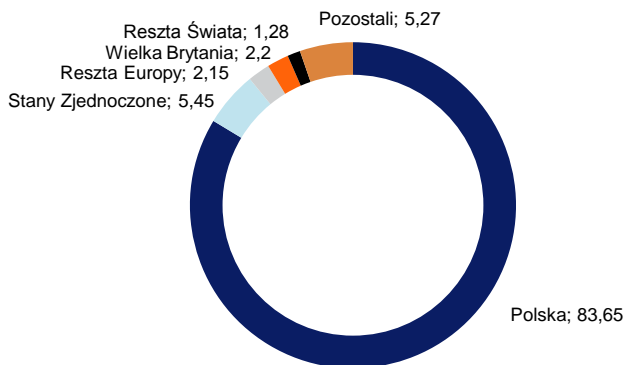


Struktura akcjonariatu w podziale na rodzaj inwestora



Znaczny pakiet akcji PGNiG znajdował się w portfelach otwartych funduszy emerytalnych, które na dzień 30 grudnia 2016 r. posiadały ponad 9% udział w kapitale PGNiG, wyceniony na prawie 3 mld zł. W porównaniu do 2015 r. liczba akcji posiadanych przez OFE ustabilizowała się na podobnym poziomie (spadek o niecałe 1%). Biorąc pod uwagę kurs zamknięcia na ostatniej sesji giełdowej w 2016 r., wartość akcji posiadanych przez OFE wzrosła o ponad 200 mln zł w porównaniu do 2015 r.

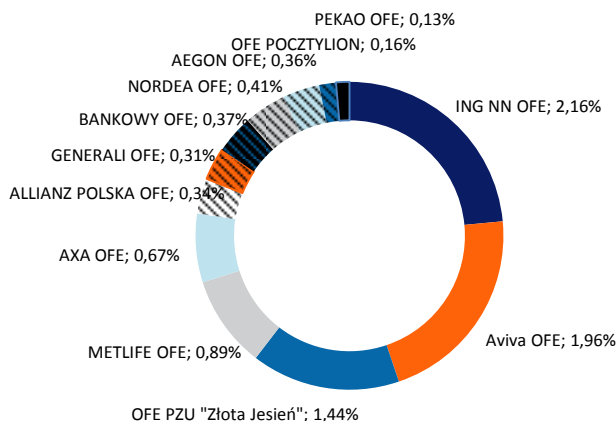
Struktura geograficzna akcjonariatu



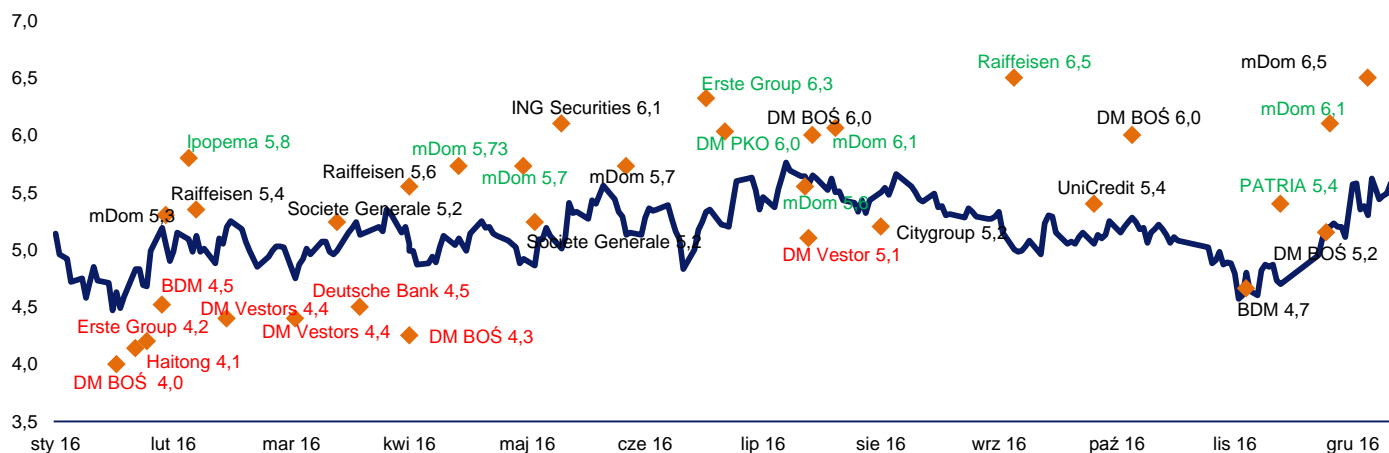
Top 3 dla Reszty Europy: Szwecja 0,48%, Holandia 0,36%, Niemcy 0,35%.

Top 3 dla Reszty Świata: Singapur 0,57%, Japonia 0,36%, Kanada 0,22%.

Udział OFE w akcjonariacie PGNiG na koniec 2016 r.



Najwięcej akcji PGNiG posiadały te fundusze, które zarządzają także największym portfelem przyszłych emerytur, tj. Nationale-Nederlanden, AVIVA oraz PZU Złota Jesień. Udział OFE w akcjonariacie PGNiG wzrósł znacznie od debiutu giełdowego w 2005 r. (wtedy 3,5% kapitału, wycenione na 711 mln zł). Fundusze emerytalne to zazwyczaj inwestorzy długoterminowi, o niewielkiej fluktuacji portfela akcji, zwłaszcza dużych spółek dywidendowych, jaką jest PGNiG. Ich udział stabilizuje akcjonariat Spółki, jednak zarazem ogranicza liczbę akcji pozostającą w wolnym obrocie (free float), co może przekładać się na wielkość obrotów na akcjach. W przypadku PGNiG obroty wyniosły średnio w 2016 r. 25,5 mln zł dziennie, co należy uznać za dobry wynik, biorąc pod uwagę niski poziom free float.



Liczba rekomendacji:

	13	kupuj		9	kupuj
2016	9	sprzedaj	2015	29	sprzedaj
	11	trzymaj		11	trzymaj

W porównaniu do 2016 r. zauważalna jest znacznie mniejsza liczba rekomendacji wydanych przez analityków domów maklerskich (spadek o ponad 33% r/r). Co jednak istotne, wzrosła liczba rekomendacji „kupuj” (z 9 w 2015 r. do 13 w 2016 r.) przy zdecydowanym spadku liczby rekomendacji „sprzedaj” (29 w 2015 r., a tylko 9 w 2016 r.).

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

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2016	Wartość nominalna akcji w zł
Ryszard Wąsowicz	Członek Rady Nadzorczej	19 500	19 500

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

9.2. Akcje własne

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy z dnia 25 sierpnia 2016 r. upoważniło Zarząd do nabywania akcji własnych w celu ich umorzenia. Upoważnienie do realizacji skupu nie więcej niż 129 870 129 akcji zwykłych na okaziciela za łączną kwotę nie wyższą niż 700 mln zł zostało udzielone na okres do 31 grudnia 2016 r.

W dniu 7 września 2016 r. PGNiG nabyło 92 764 327 zdematerializowanych akcji zwykłych na okaziciela wyemitowanych przez PGNiG, o wartości nominalnej 1,00 zł każda, co odpowiada 1,57% kapitału zakładowego. Akcje zostały nabyte po jednolitej cenie wynoszącej 5,39 zł za jedną akcję oraz łącznej cenie 499 999 722,53 zł.

W dniu 14 listopada 2016 r. PGNiG nabyło 28 920 816 zdematerializowanych akcji zwykłych na okaziciela wyemitowanych przez PGNiG, o wartości nominalnej 1,00 zł każda, co odpowiada 0,49% kapitału zakładowego. Akcje zostały nabyte po jednolitej cenie wynoszącej 5,00 zł za jedną akcję oraz łącznej cenie 144 604 080 zł za wszystkie akcje.

Łącznie, na dzień 31 grudnia 2016 r. PGNiG posiadało 121 685 143 akcji wyemitowanych przez PGNiG, co odpowiadało 2,06% kapitału zakładowego, przy czym zgodnie z art. 364 § 2 kodeksu spółek handlowych, PGNiG nie wykonywało prawa głosu z posiadanych akcji. Łączna kwota wynagrodzenia zapłacona przez PGNiG za nabyte akcje własne wyniosła 644 603 802,53 zł. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie z dnia 24 listopada 2016 r. podjęło uchwałę w sprawie umorzenia akcji będących w posiadaniu PGNiG.

Umorzenie akcji własnych oraz rejestracja zmian w kapitale zakładowym została zarejestrowana w KRS 2 marca 2017 r.

9.3. Kurs akcji PGNiG

Akcje PGNiG od 23 września 2005 r. notowane są w systemie notowań ciągłych rynku podstawowego Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie. Cena emisyjna akcji w ofercie publicznej wyniosła 2,98 zł. W 2016 r. akcje PGNiG wchodziły w skład indeksów: WIG, WIG20, WIG30, WIG-Poland, RESPECT, a także indeksu sektorowego WIG-PALIWA oraz indeksu WIGdiv (do 16 grudnia 2016 r.).

Notowania indeksów Giełdy Papierów Wartościowych S.A. oraz PGNiG

Indeks / kurs akcji*	Wartość na dzień 30.12.2015	Wartość na dzień 30.12.2016	Wartość minimalna w 2016	Wartość maksymalna w 2016	Udział PGNiG w indeksach na 30.12.2016
WIG	46 467 pkt	51 754 pkt	42 152 pkt	51 754 pkt	3,3%
WIG20	1 859 pkt	1 948 pkt	1 675 pkt	2 000 pkt	5,2%
WIG30	2 076 pkt	2 243 pkt	1 879 pkt	2 244 pkt	4,8%
WIG-Poland	47 412 pkt	52 584 pkt	43 016 pkt	52 584 pkt	3,4%
WIG-Paliwa	4 468 pkt	5 669 pkt	3 950 pkt	5 702 pkt	22,8%
RESPECT Index	2 269 pkt	2 516 pkt	2 066 pkt	2 519 pkt	9,0%
PGNiG	5,14 zł	5,63 zł	4,47 zł	5,76 zł	-

Źródło: Giełda Papierów Wartościowych, www.gpw.pl

* Kurs akcji PGNiG oraz wartości indeksów podane według kursów zamknięcia. Kurs zamknięcia nie uwzględnia korekty z tytułu tzw. „odcienienia praw do dywidendy”.

Notowania PGNiG poruszały się w ramach od -13% (kurs minimalny: 4,47 zł w dniu 14 stycznia 2016 r.) do +12% (kurs maksymalny: 5,76 zł w dniu 13 lipca 2016 r.) od ceny zamknięcia z 2015 r. (5,14 zł w dniu 31 grudnia 2016 r.). Z kolei indeks WIG20 był kwotowany w widełkach od -10% (kurs minimalny: 1674,57 pkt w dniu 20 stycznia 2016 r.) do +7,5% (kurs maksymalny: 1 999,3 pkt w dniu 30 marca 2016 r.). W porównaniu do wartości notowań PGNiG oraz indeksu WIG20 za 2015 r., odnotowano istotnie mniejszą zmienność kursu. Do głównych przyczyn tej zmienności należy zaliczyć:

- wahania poziomu cen ropy naftowej na świecie (historycznie niskie ceny w pierwszym kwartale, istotny wzrost cen w czwartym kwartale),
- spadek poziomu cen na TGE (średnia cena spotowa gazu na TGE w 2016 r. była o 24% niższa niż w 2015 r.),
- postępujący proces liberalizacji rynku gazu w Polsce.

W pierwszym kwartale 2016 r. kurs akcji PGNiG osiągnął roczne minimum na poziomie 4,45 zł w dniu 14 stycznia 2016 r. Początek roku charakteryzował się rekordowo niskim poziomem cen ropy naftowej. Cena baryłki surowca na amerykańskiej giełdzie ICE (Intercontinental Exchange) oraz londyńskiej giełdzie metali (LME) spadła poniżej 30 USD – ostatni tak niski poziom cen surowca odnotowano około 12 lat temu. Przy równie niskim poziomie ceny gazu taka sytuacja rynkowa stanowiła sygnał do możliwego pogorszenia się wyników w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie. Koniec pierwszego kwartału 2016 r. przyniósł jednak znaczną poprawę notowań walorów PGNiG – 31 marca 2016 r. w momencie zamknięcia sesji giełdowej na GPW w Warszawie wartość jednej akcji spółki wyniosła 5,32 zł. Mimo tego, że w czwartym kwartale 2015 r. PGNiG wykazała nieco większą stratę netto w stosunku do konsensusu rynkowego, to analitycy pozytywnie ocenili jej mocny poziom bilansu oraz potencjał do wypłaty dywidendy.

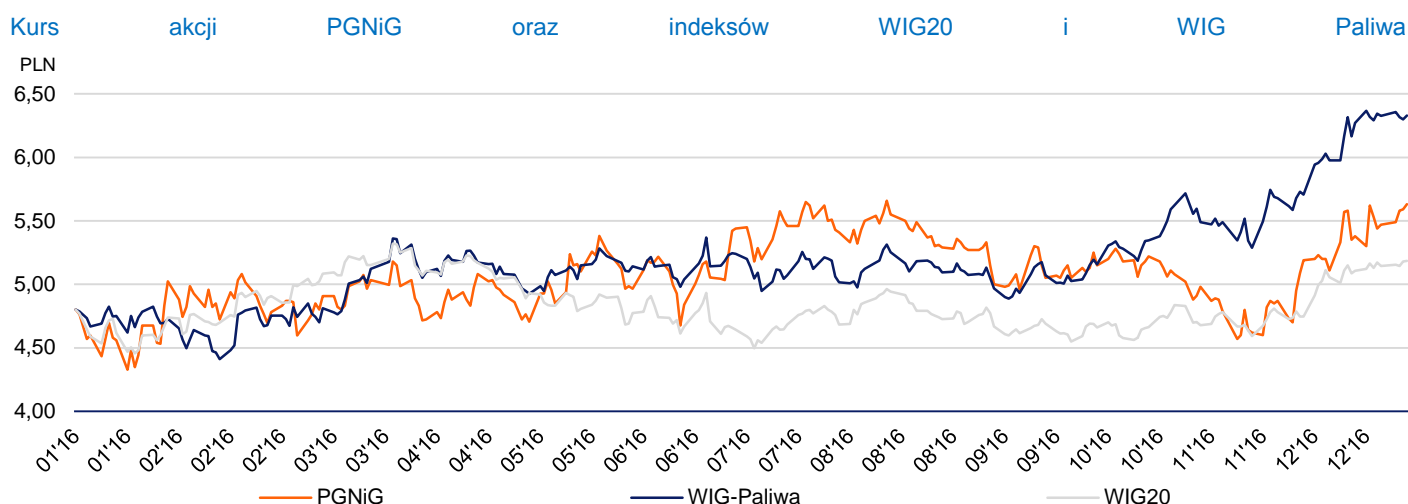
Notowania akcji PGNiG w drugim kwartale 2016 r. charakteryzowały się dużą zmiennością – 16 czerwca 2016 r. odnotowano kwartalne minimum (4,83 zł), a zaledwie 2 tygodnie później – w dniu 30 czerwca 2016 r. – osiągnięto kwartalne maksimum na poziomie 5,60 zł. Pozytywnie przez analityków i inwestorów zostały ocenione wyniki spółki w I kwartale 2016 r., w szczególności w segmencie Obrót i Magazynowanie. Istotny wzrost cen walorów PGNiG w ostatnich dniach czerwca wsparła dodatkowo decyzja URE o obniżeniu taryfy detalicznej dla PGNiG OD do końca 2016 r. (uczestnicy rynku spodziewali się, że obniżka taryfy będzie wyższa). Oznaczało to wysokie prawdopodobieństwo, że bardzo dobre wyniki w segmencie Obrót i Magazynowanie zostaną utrzymane także w drugim półroczu. Ponadto, w dniu 28 czerwca 2016 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG podjęło decyzję o podziale zysku za rok obrotowy 2015. Wielkość dywidendy wyniosła 1,062 mld zł (0,18 zł za akcję).

W pierwszej części III kwartału 2016 r. miała miejsce kontynuacja trendu wzrostowego zakończona rocznym maksimum w dniu 13 lipca 2016 r. na poziomie 5,76 zł. Od tego momentu nastąpiło odwrócenie trendu – w konsekwencji we wrześniu 2016 r. kurs akcji PGNiG ponownie spadł poniżej granicy 5 zł. Pierwszy istotny spadek kursu akcji miał miejsce po publikacji szacunkowych wybranych danych operacyjnych za pierwsze półrocze 2016. Część analityków i inwestorów lekko negatywnie oceniła spadek sprzedaży ropy przez GK PGNiG oraz duży udział gazu z Gazpromu w koszyku zakupu gazu. Obniżenie ceny akcji PGNiG nastąpiło również po decyzji Zarządu o nabyciu akcji własnych.

Przez zdecydowaną większość czwartego kwartału 2016 r. utrzymywał się trend spadkowy, co w konsekwencji doprowadziło do powrotu kursu PGNiG do okolic rocznego minimum (4,57 zł na zamknięciu sesji w dniu 14 listopada 2016 r.). Koniec roku – na skutek decyzji organizacji OPEC o ograniczeniu produkcji ropy naftowej – przyniósł ponowne odwrócenie trendu, a kurs akcji PGNiG w dniu 13 grudnia 2016 r. osiągnął wartość 5,6 zł. Było to przede wszystkim konsekwencją wzrostu cen ropy naftowej i gazu. Cena baryłki ropy na giełdzie ICE (Intercontinental Exchange) – w kluczowym tygodniu negocjacji, w których wzięli udział członkowie OPEC – wzrosła o ponad 13% (procentowy wzrost ceny miesięcznego kontraktu terminowego na ropę Brent od zamknięcia sesji giełdowej w dniu 28 listopada do zamknięcia sesji w dniu 2 grudnia 2016 r.).

Na zamknięciu ostatniej sesji w dniu 30 grudnia 2016 r. akcje PGNiG kosztowały 5,63 zł.

Taka cena akcji PGNiG oznacza wzrost o blisko 89% wobec ceny emisyjnej z 2005 r. oraz o 28% w porównaniu do ceny zamknięcia z pierwszego dnia notowań. Doliczając wypłacone w latach 2005-2016 dywidendy na poziomie 1,46 zł, inwestor, który kupił akcje PGNiG po cenie emisyjnej i trzymał je do końca 2016 r., mógłby liczyć na zysk na poziomie 138%.



Źródło: Giełda Papierów Wartościowych, www.gpw.pl

Porównanie stopy zwrotu indeksów GPW oraz akcji PGNiG w 2016 r. oraz od dnia debiutu*

Indeks	Stopa zwrotu w 2016	Stopa zwrotu od debiutu PGNiG** do 30.12.2016
WIG	11,4%	-20,7%
WIG20	4,8%	55,8%
WIG30	8,1%	-11,7%***
WIG-Poland	10,9%	60,6%
WIG-Paliwa	26,9%	59,2%****
RESPECT Index	10,9%	151,6%*****
PGNiG	9,5%	47,8%*****

Źródło: Giełda Papierów Wartościowych, www.gpw.pl

* Stopy zwrotu nie uwzględniają zwrotów z tytułu wypłaty dywidendy w latach 2005-2016.

** Kurs zamknięcia z 23 września 2005 r.

*** Dane wyliczone w stosunku do wartości bazowej indeksu (data bazowa 23.09.2013).

**** Dane wyliczone w stosunku do wartości bazowej indeksu (data bazowa 30.12.2005).

***** Dane wyliczone w stosunku do wartości bazowej indeksu (data bazowa 30.12.2008).

***** W stosunku do ceny emisyjnej 2,98 zł stopa zwrotu w PGNiG od dnia debiutu wynosi 89%.

9.4. Wskaźniki giełdowe

Kluczowe dane*	Jednostka miary	2016	2015	2014	Zmiana % 2015/2016
Zysk netto przypisany akcjonariuszom Jednostki Dominującej	w mln zł	2 351	2 134	2 823	10,2%
Zysk na jedną akcję*	zł	0,40	0,36	0,48	11,1%
Kurs akcji na zamknięciu ostatniej sesji w roku	zł	5,63	5,14	4,45	9,5%
Średni kurs akcji w roku	zł	5,16	5,94	4,85	-13%
Liczba wyemitowanych akcji	mln szt.	5 778	5 900	5 900	-
Kapitalizacja na koniec roku	w mln zł	32 532	30 326	26 255	7,3%
Średni dzienny wolumen obrotu	mln szt.	4,9	4,7	3,9	4,3%
Średnia dzienna wartość obrotu	w mln zł	25,5	27,9	18,8	-8,6%
Wielkość dywidendy***	w mln zł	1 062	1 180	885	-10%
Wskaźniki giełdowe**					
Wskaźnik P/E według uśrednionej ceny akcji	-	12,69	16,41	10,14	-22,7%
Wskaźnik P/E na koniec roku	-	13,85	14,21	9,30	-2,5%
Wskaźnik P/BV na koniec roku	-	1,02	0,99	0,87	3%
Wskaźnik EV/EBITDA	-	5,53	5,02	4,39	10,2%
Wskaźnik dywidendy na akcję***	PLN	0,18	0,2	0,13	-10%

Źródło: Giełda Papierów Wartościowych, www.gpw.pl

* Przypisany zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej w zł.

** Kurs akcji według kursów zamknięcia.

*** Dywidenda z zysku za rok poprzedni.

P/E według uśrednionej ceny akcji = średnia cena akcji za rok obrotowy / zysk netto przypisany akcjonariuszom Jednostki dominującej z jednej akcji

P/E na koniec roku obrotowego = cena akcji na zamknięciu ostatniej sesji w roku obrotowym / zysk netto przypisany akcjonariuszom Jednostki dominującej z jednej akcji

P/BV na koniec roku obrotowego = cena akcji na zamknięciu ostatniej sesji w roku obrotowym / wartość księgowa jednej akcji

EV/EBITDA = wartość kapitalizacji giełdowej spółki na zamknięciu ostatniej sesji w roku obrotowym + dług netto na koniec roku obrotowego / zysk operacyjny w roku obrotowym + łączna wartość amortyzacji w roku obrotowym

Dywidenda na akcję = dywidenda za poprzedni rok obrotowy / liczba wyemitowanych akcji

9.5. Dywidenda

Obowiązująca na dzień Sprawozdania Strategia GK PGNiG na lata 2014-2022 zakłada wypłatę do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy, przy czym zarząd PGNiG, rekomendując wypłatę dywidendy, każdorazowo bierze pod uwagę bieżącą sytuację finansową GK PGNiG i jej plany inwestycyjne. Rozpoznanie zysków netto spółek zależnych w wyniku finansowym PGNiG będzie uwzględniane po wypłacie przez te spółki dywidend, co może powodować przesunięcie o rok w skali wypłaty zakładanego poziomu dywidendy.

Wypłacona dywidenda

	2015	2014	2013	2012	2011
Dywidenda za rok obrotowy (w mld zł)	1,06	1,18	0,89	0,77	-
Dywidenda na akcję (w zł)	0,18	0,20	0,15	0,13	-
Średnia roczna cena akcji (w zł)	5,94	4,85	5,83	4,06	3,97
Stopa dywidendy	3,03%	4,12%	2,57%	3,20%	-

10. Ład korporacyjny

10.1. Zarząd

Piotr Woźniak - Prezes Zarządu PGNiG

Piotr Woźniak jest absolwentem geologii Uniwersytetu Warszawskiego z 1980 r. Do 1989 r. był asystentem w Instytucie Geologicznym w Warszawie. W latach 1990-1991 był doradcą Ministra Rolnictwa i Ministra Przemysłu. Pełnił funkcję radcy handlowego w ambasadzie RP w Kanadzie w latach 1992-1996. Był doradcą premiera ds. infrastruktury w latach 1998-2000. W latach 1999-2000 w PGNiG był członkiem Rady Nadzorczej, a od czerwca 2000 r. piastował stanowisko wiceprezesa zarządu. W kadencji 2002-2006 pełnił funkcję radnego Warszawy. W latach 2005-2007 był Ministrem Gospodarki. Od grudnia 2011 do grudnia 2013 był wiceministrem w Ministerstwie Środowiska i Głównym Geologiem Kraju. Wykłada na Uczelni Łazarzkiego oraz w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie, jest członkiem Konwentu Akademii Pedagogiki Specjalnej im. Marii Grzegorzewskiej w Warszawie. Od 2009 r. jest przewodniczącym, a od marca 2014 r. wiceprzewodniczącym Rady Administracyjnej Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki. 4 grudnia 2015 r. Minister Skarbu Państwa powołał w skład Rady Nadzorczej PGNiG Piotra Woźniaka. 11 grudnia 2015 Rada Nadzorcza PGNiG delegowała do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu w okresie od 11 grudnia 2015 r. do 11 marca 2016 r. członka Rady Nadzorczej PGNiG Piotra Woźniaka. Od 11 lutego 2016 r. został powołany na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG na kadencję kończącą się 30 grudnia 2016 r.

W dniu 19 grudnia 2016 r. został powołany na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG na 3 letnią kadencję rozpoczynającą się 31 grudnia 2016 r.

Prezes Zarządu kieruje pracami Zarządu na posiedzeniach oraz koordynuje pracę Członków Zarządu we wszystkich obszarach działalności GK PGNiG; sprawuje również nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie funkcjonowania kontroli i audytu wewnętrznego zgodnie z powszechnie uznanymi standardami audytu wewnętrznego, strategii personalnych, systemów wynagradzania i czasu pracy, polityki zatrudnienia i płac, współpracy ze związkami zawodowymi, Radą Pracowników i innymi organizacjami pracowniczymi w zakresie dotyczącym Spółki i GK PGNiG, przeprowadzenia procesu wydania akcji uprawnionym pracownikom Spółki, ochrony informacji niejawnych, ochrony danych osobowych, realizacji zadań obronnych oraz ochrony obiektów Spółki, zarządzania GK PGNiG, w tym sprawowania nadzoru właścicielskiego w ramach GK PGNiG, tworzenia podmiotów GK PGNiG do realizacji nowych przedsięwzięć w ramach realizacji strategii GK PGNiG, przygotowania i realizacji planów prywatyzacji spółek z udziałem PGNiG, przygotowania i nadzoru nad realizacją Strategii GK PGNiG, kreowania optymalnego kształtu GK PGNiG, polityki, założeń i programów poszukiwania i wydobywania węglowodorów w kraju i poza jego granicami, prowadzenia całości spraw koncesyjnych związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem oraz eksploatacją złóż węglowodorów, a także składowaniem odpadów w górotworze i bezzbiornikowym magazynowaniem substancji, stosownie do odpowiednich postanowień prawa geologicznego i górnictwa, wypracowywania założeń i przepisów technicznych, norm i standardów obowiązujących w obszarze górnictwa naftowego, funkcjonowania i bezpieczeństwa systemów wydobywczych, funkcjonowania i bezpieczeństwa podziemnych magazynów gazu, standaryzacji i nadzoru nad jednolitymi systemami jakości w Spółce, procesów akwizycyjnych w obszarze upstreamu zagranicznego, planowania, rozwoju i funkcjonowania systemów informatycznych Spółki, wdrażania celów strategii GK PGNiG w podmiotach GK PGNiG w obszarze rozwoju IT, zarządzania obszarem IT, działalności Oddziału Geologii i Eksploatacji, Oddziałów PGNiG w Odolanowie, Sanoku, Zielonej Górze, Oddziału Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie, oraz Oddziałów Zagranicznych, funkcjonowania zagranicznego przedstawicielstwa Spółki w Moskwie.

Radosław Bartosik - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych

Radosław Bartosik ukończył studia na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu. Jest absolwentem studiów podyplomowych, m.in. w dziedzinie zarządzania przedsiębiorstwem, marketingu oraz z obszaru rynku energii elektrycznej, ciepła i gazu. Ukończył również program studiów menedżerskich MBA oraz złożył egzamin dla kandydatów do rad nadzorczych w spółkach Skarbu Państwa. Posiada uprawnienia dozoru ruchu o specjalności górnictwa. Radosław Bartosik, wliczając czteroletnią przerwę, jest związany z GK PGNiG od 1997 r. Pracę zawodową rozpoczął w oddziale PGNiG w Zielonej Górze, gdzie przez kolejne lata zdobywał doświadczenie i rozwijał swoją karierę zaczynając od pracy na kopalniach ropy naftowej i gazu ziemnego, poprzez pełnienie funkcji Specjalisty Marketingu, a następnie kierownika Działu Umów i Przetargów. W 2006 r. został Dyrektorem Ekonomiczno-Handlowym. Trzy lata później rozpoczął pracę w Warszawie jako Zastępca Dyrektora Oddziału w PGNiG, Oddział Operator Systemu Magazynowania (obecnie Gas Storage Poland sp. z o.o., jednostka zależna PGNiG). Pełnił również funkcję Głównego Specjalisty ds. Środków Unijnych w Centrali PGNiG. Do końca 2016 r. zatrudniony w Polskiej Spółce Gazownictwa Oddział w Warszawie na stanowisku Zastępcy Dyrektora ds. Ekonomicznych.

W dniu 19 grudnia 2016 r. został powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych na 3 letnią kadencję rozpoczynającą się 31 grudnia 2016 r.

Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie kompleksowej obsługi prawnej zabezpieczającej prawne interesy PGNiG, jednolitego stosowania prawa powszechnego, w tym prawa wspólnotowego, wydawania zarządzeń i pism okólnych obowiązujących w Spółce, organizacyjno-technicznej obsługi władz Spółki, polityki informacyjnej Spółki oraz komunikacji korporacyjnej, programu Społecznej Odpowiedzialności Biznesu /CSR/, strategii zakupów w ramach Spółki i GK PGNiG, zapewnienia warunków bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej, administrowania majątkiem Spółki z wyłączeniem majątku sieciowego, majątku górniczego i podziemnych magazynów gazu, zagospodarowania majątku nieprodukcyjnego, w tym nieruchomości Spółki.

Łukasz Kroplewski - Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju

Łukasz Kroplewski posiada tytuły magistra prawa oraz magistra administracji. Doświadczenie zawodowe zdobywał w administracji państwowej. Na Politechnice Koszalińskiej wykładał Prawo własności intelektualnej. Blisko związany z branżą HR, z którą współpracował od 2005 r., obejmując stanowiska menadżerskie. W spółkach kapitałowych zajmował się doradztwem prawnym oraz doradztwem biznesowym. Od 2009 r. jest członkiem Samorządowego Kolegium Odwoławczego. Współtwórca oraz mediator Ośrodka Mediacyjnego przy Zrzeszeniu Kupców i Przedsiębiorców w Koszalinie. Łukasz Kroplewski jest członkiem Grupy Ekspertkiej ds. Metanu z Kopalń Europejskiej Komisji Gospodarczej Narodów Zjednoczonych (The UNECE Group of Experts on Coal Mine Methane). W lipcu 2016 r. został Wiceprezesem Izby Gospodarczej Gazownictwa, zrzeszającej podmioty działające w branży gazowniczej. Dzięki staraniom Łukasza Kroplewskiego PGNiG dołączyło do Międzynarodowego Centrum Doskonałości w zakresie metanu z kopalń węgla (ICE-CMM, International Centre of Excellence on Coal Mine Methane). Od 11 lutego 2016 r. został powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju na kadencję kończącą się 30 grudnia 2016 r.

W dniu 19 grudnia 2016 r. został powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju na 3 letnią kadencję rozpoczynającą się 31 grudnia 2016 r.

Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie przedsięwzięć innowacyjnych i rozwojowych realizowanych z udziałem PGNiG, rozpoznawania i monitorowania możliwości pozyskania funduszy unijnych na finansowanie działalności prowadzonej przez Spółkę, współpracy z operatorami systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, nadzoru nad działalnością normalizacyjną w Spółce, wypracowywania założeń i przepisów technicznych, norm i standardów obowiązujących w obszarze gazownictwa, działalności Oddziału Centralne Laboratorium Pomiarowo - Badawcze, funkcjonowania zagranicznych przedstawicielstw Spółki w Kijowie i Wysokoje.

Michał Pietrzyk - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

Michał Pietrzyk jest absolwentem kierunku Finanse i Bankowość Akademii Ekonomicznej w Krakowie oraz studiów podyplomowych w zakresie prawa dla menedżerów na Akademii Leona Koźmińskiego. W 2009 r. uzyskał dyplom Chartered Financial Analyst. Doświadczenie zawodowe zdobywał od 1995 r. w sektorze bankowym. Od 2003 r. związany z GK PGNiG, początkowo na stanowisku Kierownika Działu Skarbu PGNiG, a w latach 2006-2016 - Zastępcy Dyrektora Departamentu Ekonomicznego. W lutym 2016 r. objął stanowisko Dyrektora Departamentu Ekonomicznego PGNiG.

W dniu 19 grudnia 2016 r. został powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych na 3 letnią kadencję rozpoczynającą się 31 grudnia 2016 r.

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie realizacji celów strategicznych Spółki w aspekcie ekonomicznym i finansowym, przygotowania i realizacji Planu Działalności Gospodarczej Spółki, analiz i ocen ekonomiczno-finansowych projektów rozwojowych i inwestycyjnych, planowania i kontroli polityki inwestycyjnej w zakresie finansowym, monitorowania wykorzystania środków finansowych kierowanych na realizację planów eksploatacyjnych, inwestycyjnych i remontowych, funkcjonowania wewnętrznych rozliczeń Spółki, operacji finansowych PGNiG, przepływów pieniężnych w GK PGNiG, budżetowania i kontroli kosztów i przychodów Spółki, polityki kredytowej Spółki, polityki podatkowej i zobowiązań podatkowych Spółki, zarządzania ryzykiem finansowym, analizy ekonomiczno-finansowej nowych przedsięwzięć kapitałowych, funkcjonowania i rozwoju rachunkowości, ustalania zasad i nadzorowania sporządzania sprawozdań finansowych, relacji inwestorskich.

Maciej Woźniak - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych

Maciej Woźniak jest absolwentem Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie (tytuł magistra ekonomii) i Krajowej Szkoły Administracji Publicznej oraz studiów podyplomowych w zakresie wyceny nieruchomości na Politechnice Warszawskiej. Jest członkiem Korpusu Służby Cywilnej RP. W 2011 r. uczestniczył w International Visitor Leadership Program organizowanym

przez Departament Stanu USA. W latach 2003-2008 pracował w Ministerstwie Finansów i Ministerstwie Gospodarki. W tym ostatnim kierował Departamentem Ropy i Gazu. Był odpowiedzialny za wdrożenie ustawy o zapasach obowiązkowych ropy, paliw i gazu ziemnego oraz za uzyskanie przez Polskę członkostwa w Międzynarodowej Agencji Energii przy OECD w Paryżu. Później wielokrotnie reprezentował Polskę na posiedzeniach Rady Zarządzającej MAE. Przygotowywał również wdrożenie do polskiego porządku prawnego II pakietu liberalizacyjnego UE dla rynku gazu i w pracach na forum unijnym nad III pakietem. W latach 2008-2010 był głównym doradcą Prezesa Rady Ministrów ds. Bezpieczeństwa Energetycznego oraz sekretarzem międzyresortowego zespołu ds. polityki bezpieczeństwa energetycznego przy Prezesie Rady Ministrów. Reprezentował Polskę w Grupie Wysokiego Szczebla ds. Energii Państw Grupy Wyszehradzkiej oraz w Grupie ds. Planu Połączeń Między Bałtyckimi Rynkami Energetycznymi przy Komisji Europejskiej. Nadzorował przygotowania do budowy terminalu LNG w Świnoujściu. Brał udział w zespole negocjacyjnym polsko-rosyjskiej umowy międzyrządowej na dostawy gazu – zrezygnował z funkcji doradcy premiera po podpisaniu tej umowy w listopadzie 2010 r. W latach 2011-2013 był doradcą Ministra Środowiska i Głównego Geologa Kraju odpowiedzialnym za reformę prawa geologicznego i górniczego. Pełnił funkcję członka rad nadzorczych Operatora Logistycznego Paliw Płynnych, Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa oraz przewodniczącego rady nadzorczej Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Warszawie. Od 11 lutego 2016 r. został powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych na kadencję kończącą się 30 grudnia 2016r.

W dniu 19 grudnia 2016 r. został powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych na 3 letnią kadencję rozpoczynającą się 31 grudnia 2016 r.

Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie kreowania polityki regulacyjnej we współpracy z organami administracji publicznej, organami UE oraz organizacjami branżowymi, planowania i realizacji polityki handlowej Spółki, w szczególności w zakresie sprzedaży gazu ziemnego i energii elektrycznej, w tym zawierania i rozliczania umów sprzedaży gazu ziemnego i energii elektrycznej, ujednolicania i kreowania optymalnych rozwiązań dotyczących obsługi klientów Spółki, polityki sprzedaży gazu, energii elektrycznej i innych produktów, kreowania rozwoju rynku gazu ziemnego, polityki importowej gazu ziemnego, w tym w zakresie dywersyfikacji dostaw, nawiązywania i utrzymywania stałych kontaktów z firmami zagranicznymi, organizacjami międzynarodowymi oraz administracją obcych państw, w zakresie stosunków handlowych, monitorowania i analizowania rynków zagranicznych, współpracy z OGP Gaz-System, Polskie LNG, Urzędem Morskim w Szczecinie i Zarządem Portów Morskich Szczecin i Świnoujście w zakresie importu skroplonego gazu ziemnego do Polski, transportu gazu w zakresie planowania, realizacji i rozliczeń umów o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji gazu ziemnego dla potrzeb PGNiG, przygotowania okresowych bilansów paliw gazowych, zgodnych z umowami i planami sprzedaży gazu, okresowych rozliczeń realizacji dostaw paliw gazowych, służby informacyjnej, w tym przyjmowania informacji o zdarzeniach i sytuacjach kryzysowych we wszystkich obszarach działalności Spółki, polityki taryfowej Spółki, współpracy z URE w zakresie opracowywania projektów taryf i cen na produkty i usługi PGNiG oraz uzyskania przez Spółkę koncesji, kreowania i realizacji polityki sponsoringowej i wizerunku marki Spółki w Polsce i za granicą, działalności Oddziału Obrotu Hurtowego, funkcjonowania zagranicznego przedstawicielstwa Spółki w Brukseli.

[Magdalena Zegarska - Wiceprezes Zarządu](#)

Magdalena Zegarska jest absolwentką Prywatnej Wyższej Szkoły Ochrony Środowiska w Radomiu. Ponadto ukończyła studia Master of Business Administration dla firm sektora naftowego i gazowniczego oraz posiada absolutorium uzyskane w Wyższej Szkole Zarządzania i Marketingu Stowarzyszenia Inicjatyw Gospodarczych w Warszawie o kierunku zarządzanie dużym przedsiębiorstwem. Ukończyła liczne kursy i szkolenia z psychologii zarządzania zespołami pracowniczymi, kurs na członków Rad Nadzorczych i zdała egzamin państwowy przed Komisją Skarbu Państwa. W latach 2011-2014 pełniła funkcję Sekretarza Rady Pracowników II kadencji oraz w latach 2010-2014 - Sekretarza Zakładowej Komisji Koordynacyjnej NSZZ „Solidarność” w PGNiG. W latach 2014-2017 pełniła funkcję członka Rady Nadzorczej PGNiG, Sekretarza Rady Nadzorczej oraz Wiceprzewodniczącego Komitetu Audytu.

Pracę w PGNiG rozpoczęła w 1998 r. w Mazowieckiej Spółce Gazownictwa, następnie pracowała w Mazowieckim Oddziale Handlowym. Od 2013 r. zajmowała różne stanowiska w Centrali Spółki w Departamencie Handlu Detalicznego, Departamencie Infrastruktury, a następnie w Departamencie Majątku i Administracji gdzie pełniła obowiązki zastępcy Dyrektora Departamentu Majątku i Administracji. Od stycznia 2016 r. pełni funkcję Pełnomocnika Zarządu PGNiG SA ds. Systemu Zarządzania Jakością, Bezpieczeństwem Pracy, Ochroną Zdrowia i Środowiska. W okresie od kwietnia 2016 do marca 2017 r. zajmowała stanowisko Zastępcy Dyrektora Departamentu ds. QHSE, z powierzonymi zadaniami kierowania pracami Departamentu. Otrzymała odznaczenia honorowe: zasłużona dla Górnictwa Naftowego i Gazownictwa oraz Mazowieckiego Oddziału Handlowego. Posiada tytuł Dyrektora Górniczego III stopnia.

W dniu 6 marca 2017 r. została powołana na stanowisko Wiceprezesa Zarządu.

Do dnia 6 marca 2017 r. funkcję Wiceprezesa Zarządu pełnił Pan Waldemar Wójcik.

10.2. Rada Nadzorcza

Bartłomiej Nowak - Przewodniczący Rady Nadzorczej

Bartłomiej Nowak specjalizuje się m.in. w prawie energetycznym, gospodarczym, prawie konkurencji oraz prawie Unii Europejskiej. W latach 2007-2009 pracował na rzecz Dyrekcji Generalnej Komisji Europejskiej ds. Transportu i Energii oraz jako doradca Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W latach 2010-2014 pełnił funkcję doradcy w Kancelarii Domański Zakrzewski Palinka sp.k. oraz Członka Rady Nadzorczej PTE WARTA SA. Od 2009 r. związany jest z Akademią Leona Koźmińskiego w Warszawie na stanowiskach: Adiunkta, a później Profesora Nadzwyczajnego w Kolegium Prawa, oraz Prorektora ds. Studiów Ekonomiczno-Społecznych. Bartłomiej Nowak jest członkiem Rad Naukowych Instytutu Lotnictwa, Instytutu Technologii Elektronowej oraz Narodowego Centrum Badań Jądrowych.

Wojciech Bieńkowski - Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej

Wojciech Bieńkowski jest profesorem ekonomii i międzynarodowych stosunków gospodarczych w Uczelni Łazarskiego w Warszawie gdzie kieruje Instytutem Gospodarki Amerykańskiej i Stosunków Transatlantycznych. Przez ostatnie 8 lat (do lipca 2015) pełnił też funkcję dziekana wydziału Ekonomii i Zarządzania w tejże uczelni. Upřednio pracował w SGH w Warszawie gdzie się doktoryzował i habilitował. Przez wiele lat przebywał na wielu stażach naukowych, między innymi w Harvardzie (dwukrotnie), innych renomowanych uczelniach w USA, Japonii czy Europie. Dorobek naukowy profesora obejmuje zagadnienia związane z polityką ekonomiczną, konkurencyjnością i analizą porównawczą efektywności systemów społeczno-ekonomicznych. Jest autorem i współautorem wielu prac naukowych wydanych przez renomowane wydawnictwa naukowe w kraju i za granicą. Doświadczenie praktyczne zdobywał kierując współpracą z zagranicą w Narodowym Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz będąc członkiem kilku rad nadzorczych między innymi w BOS, Famurze, PALiIZ, Elektrowniach Szczytowo-Pompowych (obecnie PGE) oraz w Polsko-Amerykańskiej Korporacji ds. Transferu Technologii - PAKTO.

Sławomir Borowiec - Sekretarz Rady Nadzorczej

Sławomir Borowiec w 1992 r. ukończył Akademię Górniczo-Hutniczą w Krakowie, Wydział Wiertniczo-Naftowy, również w tym samym roku rozpoczął pracę w Zielonogórskim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu. W 2001 r. ukończył Państwową Szkołę Zawodową w Gorzowie Wielkopolskim, Instytut Zarządzania i Finansów w zakresie Zarządzania i Marketingu, a w 2004 r. ukończył Rachunkowość o specjalności Rachunkowość Jednostek Gospodarczych na Politechnice Koszalińskiej. Sławomir Borowiec obecnie zatrudniony jestem na stanowisku Kierownika Ośrodka Kopalń Drezdenko. Posiada uprawnienia Kierownika Ruchu Zakładu Górniczego. W 2002 r. Sławomir Borowiec zdał egzamin na członków Rad Nadzorczych, a w 2010 r. otrzymał Stopień Górniczy: Dyrektor Górniczy II Stopnia.

Mateusz Boznański - Członek Rady Nadzorczej

Mateusz Boznański jest absolwentem Wydziału Prawa, Administracji i Ekonomii Uniwersytetu Wrocławskiego. W latach 2002-2006 odbył aplikację adwokacką przy Okręgowej Radzie Adwokackiej we Wrocławiu. Od kwietnia 2007 r. wykonuje zawód adwokata w indywidualnej kancelarii adwokackiej, w latach 2011-2015 także jako wspólnik spółki adwokackiej. Adwokat Mateusz Boznański nabył w toku wykonywania czynności zawodowych bogate doświadczenie w obsłudze spółek prawa handlowego (zarówno z kapitałem polskim jak i zagranicznym) oraz jednostek samorządu terytorialnego. W ramach dotychczasowych obowiązków zajmuje się doradztwem grupom kapitałowym na terenie całego kraju, w szczególności w zakresie: praw cywilnego, prawa pracy, prawa unijnego, prawa handlowego. Świadczy bieżące doradztwo w zakresie prawa budowlanego i pokrewnych dziedzin prawa dla spółek z branży deweloperskiej. Specjalizuje się nadto w sprawach związanych z ochroną dóbr osobistych, występując jako pełnomocnik w znaczących procesach sądowych. Brał udział w postępowaniach upadłościowych podmiotów z branży deweloperskiej. Świadczył także usługi prawne jako pełnomocnik w postępowaniach przed sądami powszechnymi, także jako obrońca w postępowaniach karnych, w tym w zakresie prawa karnego gospodarczego oraz karno-skarbowych. Jest członkiem Komisji Praw Człowieka przy Naczelnej Radzie Adwokackiej (w latach 2010-2013 oraz od 2013 r. do teraz) i członkiem Komisji Rewizyjnej Okręgowej Rady Adwokackiej we Wrocławiu od 2013 r.

Mateusz Boznański oświadczył iż spełnia kryteria niezależności określone w § 36 Statutu Spółki.

Andrzej Gonet - Członek Rady Nadzorczej

Andrzej Gonet ukończył z wyróżnieniem studia na Wydziale Wiertniczo-Naftowym Akademii Górniczo-Hutniczej w 1975 r. Następnie podjął pracę na macierzystym wydziale, gdzie w 1980 r. obronił z wyróżnieniem pracę doktorską, a w 1989 r. uzyskał stopień doktora habilitowanego nauk technicznych. W 1998 r. otrzymał tytuł profesora nauk technicznych i jest zatrudniony na stanowisku profesora zwyczajnego w AGH. Ukończył kilka studiów podyplomowych na AGH, UJ i PAN oraz kurs dla kandydatów na członków rad nadzorczych w jednoosobowych spółkach z udziałem Skarbu Państwa. Był członkiem Rady Nadzorczej w ZUN Sp. z o. o. w Krośnie (2000-2002) i PNiG Sp z o. o. w Krakowie (2011 – 2013). Jest autorem i współautorem ponad 300 prac publikowanych, 260 prac naukowo-badawczych niepublikowanych, 29 zatwierdzonych i zgłoszonych patentów i 8 licencji. Posiada certyfikat biegłego Wojewody Małopolskiego z zakresu oceny oddziaływania na środowisko, rzeczoznawcy SITPiG oraz krajowe i zagraniczne doświadczenie zawodowe. Wielokrotnie był konsultantem i recenzentem prac naukowych i projektów naukowo-

badawczych. Jest członkiem Sekcji Wiertnictwa i Górnictwa Otworowego Komitetu Górnictwa PAN. Podczas wieloletniej pracy zawodowej pełnił różne funkcje, spośród których należy wymienić kierownika Zakładu Wiertnictwa, zastępcy dyrektora Instytutu Wiertniczo-Naftowego, przez 2 kadencje prodziekana i dziekana Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, którą to funkcję pełni 3 kadencję. Ponadto był współorganizatorem Państwowej Wyższej Szkoły Zawodowej w Krośnie, gdzie pełnił funkcję prorektora i rektora.

Piotr Sprzączak - Członek Rady Nadzorczej

Piotr Sprzączak jest absolwentem Uniwersytetu Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie oraz Krajowej Szkoły Administracji Publicznej w Warszawie. Doświadczenie zawodowe zdobywa od 2011 r., pracując w Departamencie Ropy i Gazu na rzecz Ministerstwa Gospodarki i następnie Ministerstwa Energii. Aktualnie pełni funkcję Naczelnika Wydziału Infrastruktury w Ministerstwie Energii. Obszarem jego aktywności zawodowej są przede wszystkim kwestie związane z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego do Polski. W ramach swoich obowiązków służbowych zajmuje się m.in. negocjacjami aktów prawnych UE w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego i przygotowaniem projektów aktów prawnych w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, Koordynuje i działania wynikające z członkostwa Polski w Unii Europejskiej, międzynarodowych organizacjach i porozumieniach energetycznych oraz wynikające ze współpracy międzynarodowej. W latach 2011-2014 zajmował się również opracowaniem i aktualizacją Oceny ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego, Planu działań zapobiegawczych oraz Planu na wypadek sytuacji nadzwyczajnej.

Ryszard Wąsowicz - Członek Rady Nadzorczej

Ryszard Wąsowicz jest absolwentem Wyższej Szkoły Prawa i Administracji w Rzeszowie, licencjat z zakresu Administracji o specjalności Zarządzanie Zasobami Ludzkimi (kontynuacja – studia magisterskie). Pracę zawodową rozpoczął w 1978 r. w Sanockim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu na kopalni gazu –Husów. W latach 1990-92 był członkiem Rady Pracowniczej w Sanockim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu, a w latach 1992-96 przez dwie kadencje V i VI był członkiem Rady Pracowniczej PGNiG. Do 1998 r. był członkiem Rady Konsultacyjnej przy PGNiG w 1998 r. ukończył kurs na członków Rad Nadzorczych i zdał egzamin państwowy przed Komisją Skarbu Państwa. Od 1990 r. odelegowany do pracy Związkowej. Pełni funkcję z wyboru Przewodniczącego NSZZ „Górników – Naftowców” w PGNiG. Z dniem 15 maja 2014 r. powołany w skład Rady Nadzorczej PGNiG z wyboru pracowniczego.

Anna Wellisz - Członek Rady Nadzorczej

Anna Wellisz jest absolwentką Uniwersytetu Warszawskiego, studium doktoranckiego Instytutu Filozofii i Socjologii PAN oraz podyplomowego studium z zakresu zarządzania Szkoły Głównej Handlowej. Posiada tytuł doktora nauk humanistycznych. Jest stypendystką Fondation Intellectuelle Europeene i Fundacji Czesława Miłosza oraz mediatorem z listy Ministra Rodziny, Pracy i Polityki Społecznej. Po obronie doktoratu, do początku lat 90-tych prowadziła badania naukowe, specjalizując się w problematyce społecznych ruchów masowych, następnie zajęła się działalnością konsultingową. Jako ekspert Biura Konsultacyjno-Negocjacyjnego NSZZ „Solidarność” Regionu Mazowsze doradzała komisjom zakładowym, następnie jako partner „Grupy Gospodarczej” sp. z o.o. prowadziła projekty z zakresu organizacji, marketingu i zarządzania, programy restrukturyzacji regionalnej i restrukturyzacji przedsiębiorstw. Od 1996 r. zajmowała stanowiska menedżerskie: jako dyrektor marketingu Fundacji „Centrum Prywatyzacji”, zastępca dyrektora Biura Kadr (ds. polityki zatrudnienia i rozwoju zawodowego) Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A., zastępca dyrektora Biura Zarządu (później Biura Nadzoru Właścicielskiego i Polityki Kadrowej) CIECH S.A. W 2001 r. wyjechała do Nowego Jorku, gdzie pełniła funkcję I Sekretarza Wydziału Ekonomiczno – Handlowego Ambasady RP. Od 2006 r. pracuje w administracji publicznej (najpierw w Ministerstwie Gospodarki, od 2008 r. w Ministerstwie Nauki i Szkolnictwa Wyższego), na stanowiskach kierowniczych związanych z nadzorem. W okresie zatrudnienia w Ministerstwie Gospodarki pełniła funkcję członka Rady Nadzorczej w Spółce Restrukturyzacji Kopalń S.A. i Węglizbycie S.A. Obecnie zajmuje stanowisko zastępcy dyrektora Departamentu Nauki Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego.

Do dnia 5 marca 2017 r. funkcję Członka Rady Nadzorczej i Sekretarza Rady Nadzorczej pełniła Pani Magdalena Zegarska.

W dniu 6 marca 2017 r. funkcję Sekretarza Rady Nadzorczej objął Pan Sławomir Borowiec.

10.3. Polityka wynagrodzeń i wynagrodzenia osób zarządzających

Polityka wynagradzania w PGNiG

Podstawową regulację wewnętrzną w zakresie polityki wynagradzania stanowi Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy (ZUZP) zawarty z zakładowymi organizacjami związków zawodowych w dniu 15 lipca 2009 r. Dodatkowo system wynagrodzeń regulowany jest przez wewnętrzne regulaminy jednostek organizacyjnych oraz umowy społeczne zawarte z organizacjami związkowymi.

Zgodnie z przyjętymi zasadami polityki płacowej stawki wynagrodzeń zasadniczych kształtowane są w oparciu o wartościowanie stanowisk pracy. Wysokość stawek zależy od poziomu kwalifikacyjnego, do którego zostało przypisane dane stanowisko, zgodnie z rodzajem wykonywanej pracy, wymaganymi kwalifikacjami oraz doświadczeniem zawodowym.

Regulacje płacowe zapewniają pracownikom dodatkowe składniki wynagrodzeń, w tym do najistotniejszych należy zaliczyć:

- nagrody i premie w ramach systemu motywacyjnego,
- nagrodę barbórkową – wypłacaną z reguły w wysokości jednomiesięcznego wynagrodzenia zasadniczego,
- nagrody jubileuszowe oraz odprawy emerytalne – których wysokość uwarunkowana jest stażem pracy w PGNiG,
- premię roczną – której wysokość uzależniona jest od osiągniętych przez Spółkę wyników finansowych, każdorazowo negocjowana ze strony społecznej.

Średnia miesięczna płaca brutto w PGNiG w 2016 r. wyniosła 7,4 tys. zł.

Poprzez średnią miesięczną płacę brutto należy rozumieć iloraz uzyskanych przez pracowników wynagrodzeń z tytułu stosunku pracy do przeciętnego zatrudnienia w etatach.

Do najistotniejszych składników wchodzących w skład wynagrodzeń z tytułu stosunku pracy należy zaliczyć: wynagrodzenia zasadnicze, premie okresowe i nagrody zadaniowo-projektowe, nagrodę barbórkową, nagrodę roczną, nagrody jubileuszowe, odprawy emerytalne, ekwiwalent pieniężny za niewykorzystany urlop.

System motywacyjny

W PGNiG funkcjonuje system premiowania, do którego podstawowych elementów należy zaliczyć:

- MBO (Zarządzanie przez Cele) - obejmuje stanowiska kadry menedżerskiej, na których realizowane są kluczowe cele dla PGNiG. Wysokość premii MBO zależna jest od jakości i stopnia realizacji przypisanych celów,
- uznaniowa nagroda okresowa – dotyczy pozostałych pracowników, przyznawana kwartalnie zgodnie z uznaniową oceną wyników pracy przez przełożonego,
- uznaniowa nagroda zadaniowa – jest to pozostający w dyspozycji Zarządu PGNiG fundusz, przeznaczony na indywidualne, uznaniowe nagrody dla pracowników uzyskujących wyróżniające wyniki w pracy zawodowej,
- uznaniowa nagroda projektowa – obejmuje pracowników zaangażowanych w realizację zadań projektowych, wysokość nagrody zależna jest od stopnia i jakości wykonania konkretnych zadań.

Niewątpliwie elementem systemu motywacyjnego jest wdrożony w 2015 r. system retencji pracowników o kluczowym znaczeniu dla PGNiG. Celem systemu retencji jest przeciwdziałanie utracie pracowników, których wiedza, doświadczenie oraz dostęp do informacji o szczególnym znaczeniu dla PGNiG mogłyby potencjalnie zostać wykorzystane przez podmioty konkurencyjne.

Świadczenia na rzecz pracowników

Świadczenia socjalne

PGNiG z najwyższą starannością wypełnia swoje powinności wobec pracowników, a także członków ich rodzin szczególnie w zakresie działalności socjalno-bytowej, która obejmuje m.in. organizację oraz dofinansowanie wypoczynku krajowego i zagranicznego dla pracowników i ich dzieci, pomoc finansową i rzeczową dla rodzin znajdujących się w najtrudniejszej sytuacji materialnej i zdrowotnej, zwrotną pomoc finansową na cele mieszkaniowe, a także organizację oraz dofinansowanie zajęć rekreacyjno-sportowych i kulturalno-oświatowych.

Opieka medyczna

PGNiG zapewnia pracownikom szeroko pojętą profilaktykę zdrowotną obejmującą m.in. opiekę medyczną wykraczającą poza standardowy zakres medycyny pracy. Ponadto PGNiG z własnych środków finansuje leczenie profilaktyczne pracowników w ośrodkach sanatoryjnych lub profilaktyczno-leczniczych w sytuacji, gdy pracownik uległ wypadkowi przy pracy lub zdiagnozowano u niego pogorszenie stanu zdrowia.

Pracowniczy Program Emerytalny

PGNiG oferuje swoim pracownikom pracowniczy program emerytalny (PPE) w rozumieniu ustawy z dnia 20 kwietnia 2004 r. o pracowniczych programach emerytalnych (Dz. U. Nr 116, poz. 1207). W programie uczestniczyć może każdy pracownik, który pozostaje nieprzerwanie w zatrudnieniu co najmniej 3 miesiące.

Bony pracownicze

Pracownicy PGNiG z okazji Świąt Wielkanocnych oraz Bożego Narodzenia otrzymują bony towarowe, których wysokość każdorazowo określa Pracodawca.

Ubezpieczenia grupowe

PGNiG wynegocjowała i podpisała Umowę ubezpieczeniową w zakresie ubezpieczenia grupowego na życie dla pracowników spółek GK PGNiG oraz członków ich rodzin z PZU Życie S.A. Do programu ubezpieczeniowego mogą przystąpić na zasadach dobrowolności pracownicy, członkowie ich rodzin a także osoby, które po odejściu z PGNiG chcą kontynuować ubezpieczenie na zasadach indywidualnych. Podpisanie wspólnej umowy ubezpieczeniowej skutkowało uzyskaniem lepszych warunków ubezpieczenia.

Polityka wynagradzania członków organów spółek zależnych

W PGNiG przyjęte są zasady wynagradzania członków organów spółek zależnych.

Zgodnie z ww. zasadami spółki bezpośrednio zależne PGNiG zostały podzielone na 4 grupy: spółki strategiczne, spółki wsparcia, spółki pozostałe oraz spółki zagraniczne. Dla każdej grupy określono oddzielenie ogólne zasady wynagradzania.

Główne warunki wynagrodzenia członków zarządów spółek zależnych są następujące:

- podstawa zatrudnienia - umowa o świadczenie usług zarządzania i zakazie konkurencji bądź umowa o pracę określającą wynagrodzenie miesięczne członka Zarządu – wynagrodzenie zasadnicze (podstawowe),
- premia MBO – rocznie do 50% wynagrodzenia rocznego osiągniętego w danym roku obrotowym (w przypadku umowy o świadczenie usług zarządzania i zakazie konkurencji) bądź nagroda roczna (w przypadku umowy o pracę), wypłacane zgodnie z zasadami określonymi w Regulaminie Premiowania Członków Zarządów Spółek GK PGNiG. W przypadku spółek z siedzibą za granicą maksymalna wysokość premii MBO jest określana kwotowo w umowie o zatrudnieniu.
- nagroda uznaniowa – rocznie do 3-krotności stałego miesięcznego wynagrodzenia określonego w umowie o świadczenie usług zarządzania i zakazie konkurencji. Nie występuje w spółkach z siedzibą za granicą.
- odszkodowanie wynikające z zakazu konkurencji zawartego w umowie o świadczenie usług zarządzania i zakazie konkurencji - przysługujące odszkodowanie wynosi miesięcznie 50% stałego wynagrodzenia, przyznanego w umowie o świadczenie usług zarządzania i zakazie konkurencji, otrzymywanego przed zaprzestaniem obowiązywania Umowy w zakresie świadczenia usług zarządzania i wypłacane przez okres 12 miesięcy; pod warunkiem świadczenia usługi zarządzania na podstawie zawartej umowy o świadczenie usług zarządzania przez okres co najmniej 3 miesięcy.

W związku z wejściem w życie ustawy z dnia 9 czerwca 2016 r. o zasadach kształtowania wynagrodzeń osób kierujących niektórymi spółkami zasady wynagradzania członków Zarządów spółek GK PGNiG ulegną zmianie w 2017 r.

Polityka wynagradzania członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG

W dniu 24 listopada 2016 r. WZ PGNiG podjęło uchwałę nr 9/XI/2016 w sprawie zasad kształtowania wynagrodzeń członków Zarządu PGNiG.

Zgodnie z podjętą uchwałą wynagrodzenie całkowite członka Zarządu składa się z części stałej, stanowiącej wynagrodzenie miesięczne podstawowe (Wynagrodzenie Stałe) oraz części zmiennej, stanowiącej wynagrodzenie uzupełniające za rok obrotowy PGNiG (Wynagrodzenie Zmienne).

Do określenia wysokości kwoty miesięcznego Wynagrodzenia Stałego Członków Zarządu Walne Zgromadzenie upoważniło Radę Nadzorczą, z zastrzeżeniem że:

- a) Wynagrodzenie Stałe Prezesa Zarządu zostanie ustalone w przedziale kwotowym mieszczącym się od 7 do 15 – krotności przeciętnego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, ogłoszonego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego,
- b) Wynagrodzenie Stałe Członków Zarządu zostanie ustalone w przedziale kwotowym mieszczącym się od 7 do 15 – krotności przeciętnego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, ogłoszonego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego.

Wynagrodzenie Zmienne zostało przez Walne Zgromadzenie uzależnione od poziomu realizacji Celów Zarządczych, z zastrzeżeniem, że nie może przekroczyć 100% Wynagrodzenia Stałego. Uszczegółowienia Celów Zarządczych dokonuje Rada Nadzorcza.

Dodatkowo, Członek Zarządu nie może pobierać wynagrodzenia z tytułu pełnienia funkcji członka organu w podmiotach zależnych od PGNiG w ramach grupy kapitałowej w rozumieniu art. 4 pkt 14 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów.

W razie rozwiązania albo wypowiedzenia przez PGNiG Umowy, z zastrzeżeniem, że przyczyną wypowiedzenia nie będzie istotne naruszenie postanowień umowy, Członkowi Zarządu może być przyznana odprawa:

- a) w wysokości nie wyższej niż 1 (jeden) – krotność części stałej wynagrodzenia, pod warunkiem pełnienia przez niego funkcji przez okres od 6 (sześciu) miesięcy do 12 (dwunastu) miesięcy przed rozwiązaniem tej umowy.
- b) w wysokości nie wyższej niż 3 (trzy) – krotność części stałej wynagrodzenia, pod warunkiem pełnienia przez niego funkcji powyżej 12 (dwunastu) miesięcy przed rozwiązaniem tej umowy.

Przed podjęciem uchwały nr 9/XI/2016 przez WZ PGNiG zasady wynagradzania Członków Zarządu PGNiG w 2016 r. zakładały, że wynagrodzenie to składa się z części stałej, wypłacanej miesięcznie w wysokości ustalonej na mocy odrębnej uchwały Rady Nadzorczej, a także z części zmiennej w postaci premii rocznej. Premia roczna przyznawana jest na wniosek, jedynie w przypadku

zrealizowania przez Członków Zarządu celów określonych w karcie MBO, w wysokości uzależnionej od poziomu realizacji tych celów.

W dniu 9 września 2016 r. WZ PGNiG podjęło uchwałę nr 9/VIII/2016 w sprawie ustalenia zasad kształtowania wynagrodzeń Rady Nadzorczej PGNiG

Zgodnie z w/w uchwałą miesięczne wynagrodzenie członków Rady Nadzorczej, ustalone zostało jako iloczyn przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, ogłoszone przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego oraz mnożnika:

- dla przewodniczącego rady nadzorczej – 1,7;
- dla wiceprzewodniczącego rady nadzorczej i sekretarza rady nadzorczej – 1,6;
- dla pozostałych członków rady nadzorczej – 1,5.

Do czasu podjęcia przez WZ PGNiG uchwały nr 9/VIII/2016 w sprawie ustalenia zasad kształtowania wynagrodzeń Członków Rady Nadzorczej, wynagrodzenie to było ustalane w oparciu o art. 8 pkt. 8 ustawy z dnia 3 marca 2000 r. o wynagradzaniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi (tekst jedn. Dz. U. z 2015 r. poz. 2099). Zgodnie z w/w przepisami maksymalna wysokość wynagrodzenia członków rady nadzorczej nie mogła przekroczyć wysokości jednego przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, ogłoszonego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego.

Informacje o wynagrodzeniach wypłaconych osobom wchodzącym w skład organów zarządzających i nadzorujących PGNiG

Okres od 1 stycznia 2016 do 31 grudnia 2016 r.

Imię i nazwisko	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród w 2016 r. wypłaconych i należnych z tytułu pełnienia funkcji w PGNiG	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2016 r.	Razem wynagrodzenie w 2016 r.
(w tysiącach złotych)			
Razem Zarząd w tym:	7 163	3 999	11 162
Piotr Woźniak - Prezes Zarządu ¹⁾	939	859	1 798
Waldemar Wójcik - Wiceprezes Zarządu	1 067	498	1 565
Łukasz Kroplewski- Wiceprezes Zarządu ²⁾	750	449	1 199
Maciej Woźniak- Wiceprezes Zarządu ³⁾	781	606	1 387
Radosław Bartosik- Wiceprezes Zarządu ⁴⁾	-	-	-
Michał Pietrzyk- Wiceprezes Zarządu ⁴⁾	-	0,4	0,4
Violetta Jasińska-Jaśkowiak - Prokurent	508	98	607
Osoby zarządzające w 2016 r., ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2016 r.:			
Janusz Kowalski ⁵⁾	800	697	1 497
Bogusław Marzec ⁵⁾	798	791	1 589
Osoby zarządzające w 2015 r., ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2015 r.:			
Mariusz Zawisza ⁶⁾	564	-	564
Jarosław Bauc ⁷⁾	481	-	481
Zbigniew Skrzypkiewicz ⁷⁾	475	-	475
Razem Rada Nadzorcza w tym:	514	-	514
Bartłomiej Nowak ⁸⁾	37	-	-
Wojciech Bieńkowski	61	-	-
Magdalena Zegarska	61	-	-
Sławomir Borowiec	61	-	-
Ryszard Wąsowicz	60	-	-
Mateusz Boznański	59	-	-
Andrzej Gonet	60	-	-
Anna Wellisz ⁹⁾	47	-	-
Piotr Sprzączak ⁸⁾	34	-	-
Grzegorz Nakonieczny ¹⁰⁾	25	-	-
Krzysztof Rogala ¹¹⁾	9	-	-
Razem	7 677	3 999	11 676

1) Piotr Woźniak pełni funkcję Prezesa Zarządu od dnia 11 lutego 2016 r., w dniach od 11 grudnia 2015 r. do 10 lutego 2016 r. pełnił funkcję Członka Rady Nadzorczej delegowanego do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu,

2) Łukasz Kroplewski pełni funkcję Członka Zarządu od dnia 10 lutego 2016 r.,

3) Maciej Woźniak pełni funkcję Członka Zarządu od dnia 11 lutego 2016 r., w dniach od 11 grudnia 2015 r. do 10 lutego 2016 r. pełnił funkcję Prokurenta,

4) Osoby pełniące funkcję Członków Zarządu od dnia 31 grudnia 2016 r.,

5) Osoby pełniące funkcję Członków Zarządu od dnia 11 lutego 2016 r. do dnia 30 grudnia 2016 r., w dniach od 11 grudnia 2015 r. do 10 lutego 2016 r. pełniły funkcję Prokurentów,

6) Mariusz Zawisza pełnił funkcję Prezesa Zarządu do dnia 11 grudnia 2015 r.,

7) Osoby pełniące funkcję Członków Zarządu do dnia 11 grudnia 2015 r.,

8) Osoby pełniące funkcję Członków Rady Nadzorczej do dnia 28 czerwca 2016 r.,

9) Anna Wellisz pełniła funkcję Członka Rady Nadzorczej od dnia 1 kwietnia 2016 r.,

10) Grzegorz Nakonieczny pełnił funkcję Członka Rady Nadzorczej do dnia 28 czerwca 2016 r.,

11) Krzysztof Rogala pełnił funkcję Członka Rady Nadzorczej do dnia 25 lutego 2016 r.

Okres od 1 stycznia 2015 do 31 grudnia 2015 r.

Imię i nazwisko	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród w 2015 r.	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2015 r.	Razem wynagrodzenie w 2015 r.
(w tysiącach złotych)			
Razem Zarząd w tym:	7 678	2 906,02	10 583,90
Piotr Woźniak - Prezes Zarządu ¹⁾	13	43	57
Wójcik Waldemar – Wiceprezes Zarządu	1 457	492	1 949
Bogusław Marzec - Wiceprezes Zarządu ²⁾	11	40	52
Woźniak Maciej - Wiceprezes Zarządu ²⁾	11	38	49
Kowalski Janusz - Wiceprezes Zarządu ²⁾	11	37	48
Violetta Jasińska-Jaśkowiak-Prokurent	494	105	599
Osoby zarządzające w 2015 r., ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2015 r.:			
Mariusz Zawisza ³⁾	1 961	891	2 852
Jarosław Bauc ⁴⁾	1 645	771	2 415
Zbigniew Skrzypkiewicz ⁴⁾	1 645	488	2 134
Osoby zarządzające w 2014 r., ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2014 r.:			
Jerzy Kurella	429	-	429
Razem Rada Nadzorcza w tym:	361	-	361
Grzegorz Nakonieczny ¹⁰⁾	9	-	9
Wojciech Bieńkowski ⁶⁾	0,5	-	0,5
Magdalena Zegarska	45	-	45
Sławomir Borowiec	45	-	45
Ryszard Wąsowicz	45	-	45
Mateusz Boznański ⁶⁾	0,5	-	0,5
Andrzej Gonet ⁶⁾	0,5	-	0,5
Krzysztof Rogala ⁶⁾	-	-	-
Wojciech Chmielewski ⁸⁾	25	-	25
Agnieszka Woś ⁹⁾	36	-	36
Andrzej Janiak ⁵⁾	45	-	45
Janusz Pilitowski ⁵⁾	45	-	45
Piotr Woźniak ¹¹⁾	1	-	1
Irena Ożóg ⁷⁾	32	-	32
Maciej Mazurkiewicz ⁷⁾	32	-	32
Razem	8 039	2 906	10 945

1) Piotr Woźniak pełni funkcję Prezesa Zarządu od dnia 11 lutego 2016 r., w dniach od 11 grudnia 2015 r. do 10 lutego 2016 r. pełni funkcję Członka Rady Nadzorczej delegowanego do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu,

2) Osoby pełniące funkcję Członków Zarządu od dnia 11 lutego 2016 r., w dniach od 11 grudnia 2015 r. do 10 lutego 2016 r. pełniły funkcję Prokurentów,

3) Mariusz Zawisza pełnił funkcję Prezesa Zarządu do dnia 11 grudnia 2015 r.,

4) Osoby pełniące funkcje Członków Zarządu do dnia 11 grudnia 2015 r.,

5) Osoby pełniące funkcje Członków Rady Nadzorczej do dnia 29 grudnia 2015 r.,

6) Osoby pełniące funkcje Członków Rady Nadzorczej od dnia 29 grudnia 2015 r.,

7) Osoby pełniące funkcję Członka Rady Nadzorczej od dnia 16 kwietnia 2015 r. do dnia 29 grudnia 2015 r.,

8) Wojciech Chmielewski pełnił funkcję Członka Rady Nadzorczej do dnia 22 lipca 2015 r.,

9) Agnieszka Woś pełniła funkcję Członka Rady Nadzorczej do dnia 19 października 2015 r.,

10) Grzegorz Nakonieczny pełnił funkcję Członka Rady Nadzorczej od dnia 19 października 2015 r.,

11) Piotr Woźniak pełnił funkcję Członka Rady Nadzorczej od dnia 4 grudnia 2015 r. do dnia 10 grudnia 2015 r.

11. Działania na rzecz zrównoważonego rozwoju

Społeczna odpowiedzialność biznesu (CSR) skupiała się na kontynuacji działań związanych z realizacją poprzedniej strategii Zrównoważonego Rozwoju i Społecznego zaangażowania PGNiG, jak również obejmowała pracę nad aktualizacją tejże strategii. Realizowano przedsięwzięcia skierowane zarówno do otoczenia wewnętrznego, jak i zewnętrznego. Wśród nich są spotkania branżowe na rzecz CSR i propagowania praktyk odpowiedzialnego biznesu w branży, różnego typu warsztaty skierowane do dzieci, pracowników oraz działania integrujące lokalne społeczności.

Wśród najważniejszych projektów CSR zrealizowanych w 2016 r. można wymienić:

- spotkanie przedstawicieli największych firm branży energetycznej pod nazwą „Okrągły stół branży energetycznej”. Tematem wydarzenia była społeczna odpowiedzialność biznesu oraz wyzwania branży w kontekście zrównoważonego rozwoju. Celem spotkania była wymiana doświadczeń i dobrych praktyk. W spotkaniu brała udział Jacqueline Kacprzak, Radca Ministra z Ministerstwa Rozwoju i oraz Beata Wereszczyńska-Dembska, Dyrektor Departamentu Strategii i Komunikacji Społecznej w URE. Spotkanie moderowało Forum Odpowiedzialnego Biznesu;
- program Pogoń dla Pogoni, który promuje PGNiG w innowacyjny sposób jako odpowiedzialnie społecznie biznes, budujący i umacniający wspólnotowe relacje, kształtujący postawy patriotyczne młodzieży oraz rozwój sportu poprzez edukację od najmłodszych lat. Przedsięwzięcie realizowane jest przez PGNiG oraz ministra energii Krzysztofa Tchórzewskiego. W ramach programu kluby piłkarskie Pogoń Siedlce i Pogoń Lwów, a także społeczności obu miast, współpracują na rzecz historycznej oraz sportowej edukacji dzieci i młodzieży. Biorąc pod uwagę biznesowe zaangażowanie PGNiG na Ukrainie naturalnym krokiem spółki było włączenie się w budowanie relacji społecznych, w tym umacnianie więzi z ukraińską Polonią. Od lat angażujące się we wspieranie sportu PGNiG poszukiwało symboli ucieleśniających piękną historię polskiej kultury fizycznej, której kolebką jest właśnie Lwów. To właśnie tam po raz pierwszy Polacy zagraли oficjalny mecz piłki nożnej, tam też Towarzystwo Gimnastyczne „Sokół” rozpoczęło uprawianie takich dyscyplin jak: narciarstwo, saneczkarstwo, koszykówka, palant, tenis, szermierka, łucznictwo czy pływanie. Pogoń dla Pogoni to projekt, który łączy edukację, sport i historię, promując PGNiG jako odpowiedzialne społecznie przedsiębiorstwo, dbające o wspólnotę lokalną;
- działania w ramach Systemu Zarządzania Programem Etycznym, dzięki którym w GK PGNiG propagowane są postawy etyczne oraz rozwiązywane sporne kwestie pracownicze. Dzięki podjętym działaniom komunikacyjnym zwiększono liczbę osób pełniących w podmiotach GK PGNiG rolę rzecznika lub pełnomocnika ds. etyki oraz zintensyfikowano współpracę między nimi. Ponadto kadra kierownicza została przeszkolona z zakresu tematyki mobbingowej i etycznej w środowisku pracy;
- ważnym projektem była też aktualizacja strategii CSR dla GK PGNiG. Prace nad nową strategią zostaną zakończone w pierwszej połowie 2017 r.

11.1. Etyka

Celem programu etycznego jest zapewnienie dbałości o przestrzeganie zasad etyki oraz wzmacnianie kultury korporacyjnej w PGNiG poprzez wskazywanie takich zachowań, które są pożądane w Spółce i tych, które nie będą akceptowane. Zasady etyki określone są w Kodeksie etyki PGNiG i w Zasadach dobrych praktyk menadżera GK PGNiG.

Na Kodeks etyki PGNiG składa się „Deklaracja wartości” oraz „Kodeks standardów etycznych”. „Deklaracja wartości” to ogólne przedstawienie zasad moralnych, ideałów etycznych, które powinny wzmacniać proces kształtowania etycznego środowiska i wzajemnego zaufania w spółce PGNiG. „Kodeks standardów etycznych” przedstawia konkretne zasady postępowania pracowników PGNiG, wynikające z deklarowanych wartości i zgodne z najlepszą praktyką światową w branży.

Zgodnie z założeniami programu etycznego każdy pracownik PGNiG zobowiązany jest w pełni respektować przedstawione wartości i standardy etyczne w trakcie wykonywania swoich obowiązków służbowych. Kodeks etyki PGNiG pozostawia poszczególnym spółkom należącym do GK PGNiG swobodę dalszego doskonalenia najlepszych praktyk i standardów etycznych w zgodzie ze specyfiką sektorów rynku, warunkami funkcjonowania w różnych krajach, a także z ich dotychczasowym doświadczeniem.

Pełnomocnik ds. etyki dba o promocję postaw etycznych w PGNiG, a także monitoruje przestrzeganie Kodeksu etyki poprzez przyjmowanie i ocenę zasadności zgłoszeń o naruszeniu zasad etyki oraz współpracę z Komitetem ds. etyki i rzecznikami (pełnomocnikami) ds. etyki z GK PGNiG. W GK PGNiG powołanych jest 8 osób do pełnienia tej funkcji.

W 2016 r. do Pełnomocnika ds. etyki PGNiG nie wpłynęły zgłoszenia dotyczące naruszenia zasad etyki w PGNiG.

W 2016 r. odbyły się 2 spotkania z Pełnomocnikami ds. etyki ze spółek GK PGNiG, na których poruszano kwestie związane m.in. z mobbingiem. Przedstawiony materiał posłużył jako materiał szkoleniowy dla kadry menadżerskiej w Spółkach GK PGNiG.

11.2. Ochrona środowiska

11.2.1. Emisja gazów, odpadów i produktów ubocznych

Emisja CO₂ z instalacji EU ETS za rok 2016 dla PGNiG*

nazwa instalacji	numer KPRU	przydział emisji w [Mg]*	emisja 2016 r. [Mg]	pozostało [Mg]
KPMG Mogilno	PL- 898-08	5 917	15 477	(9 560)
PGNiG - Oddział w Odolanowie	PL-562-05	5 957	10 075	(4 118)
PGNiG - Oddział w Odolanowie	PL-950-08	15 092	18 489	(3 397)
Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziarnego Lubiatów	PL-1070-13	42 351	56 207	(13 856)
PMG Wierzchowice	PL-1072-13	0	6 552	(6 552)
KPMG Kosakowo	PL-1076-13	0	3 630	(3 630)
PGNiG - Oddział w Zielonej Górze, Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziarnego Dębno	PL-563-05	26 340	29 629	(3 289)
Razem		95 657	140 059	(44 402)

* dane wstępne

PGNiG TERMIKA w 2016 r. wyemitowała:

- 10 764 tony SO₂,
- 5 429 ton NO_x,
- 628 ton pyłu.

Wielkości te były niższe od emisji z lat poprzednich, z uwagi na szeroki program inwestycyjny realizowany w zakresie budowy i modernizacji instalacji odsiarczania spalin, budowy instalacji redukcji emisji tlenków azotu i modernizacji systemów odpylenia spalin. W 2016 r. pracował w Ec Siekierki kocioł biomasowy (przebudowany z kotła węglowego), który przyczynił się do obniżenia emisji w/w zanieczyszczeń oraz obniżenia emisji CO₂, która w 2016 r. wyniosła 5 478 745 ton. W 2016 r. PGNiG TERMIKA odprowadziła do wód powierzchniowych 155,9 mln m³ wód pochłoniczych i 1,6 mln m³ ścieków.

W 2016 r. wytworzono 536 tys. ton popiołów i żużli, w tym 53 tys. ton popiołów certyfikowanych, jako produkt uboczny. Wytworzono 59 tys. ton gipsu również zakwalifikowanego, jako produkt uboczny z instalacji odsiarczania spalin. Ww. odpady i produkty uboczne w całości zostały przekazane do dalszego odzysku (produkcja cementu, materiałów budowlanych, górnictwo, drogownictwo oraz rekultywacja).

11.2.2. Działania na rzecz ochrony środowiska

Wpływ likwidacji odwiertów i kopanek

Odwierty i otwory wiertnicze przeznaczone do likwidacji są likwidowane zgodnie z przepisami Prawa Geologicznego i Górniczego oraz stosownych aktów wykonawczych do niego. Zlikwidowane otwory są trwale oznaczone w terenie, zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 25 kwietnia 2014 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących prowadzenia ruchu zakładów górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi oraz Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 12 czerwca 2002 r. w sprawie ratownictwa górniczego, jak również zgodnie z „Wytocznymi Kierownika Ruchu Zakładu Górniczego dotyczącymi zabezpieczenia, likwidacji czasowej i likwidacji otworów wiertniczych i odwiertów” obowiązującymi w zakładzie górnym.

Ochrona środowiska w działalności wiertniczej

Zagadnienia ochrony środowiska realizowane na potrzeby prowadzenia wierceń zarówno na strukturach konwencjonalnych jak i niekonwencjonalnych węglowodorów, realizowane są w oparciu o obowiązujące przepisy prawa polskiego i unijnego, jak również wypracowane wewnątrz dokumenty opisujące dobre praktyki.

Rekultywacja i badania na majątku nieprodukcyjnym

1 września 2016 r. zostało przyjęte rozporządzenie Ministra Środowiska w sprawie sposobu prowadzenia oceny zanieczyszczenia powierzchni ziemi, które spowodowało konieczność nowego podejścia do planowanych do prowadzenia remediacji środowiska gruntowo-wodnego na majątku nieprodukcyjnym, gdzie przeszła działalność produkcji gazu miejskiego z węgla kamiennego spowodowała przekształcenia i lokalne zanieczyszczenie środowiska. W ramach planu prac remediacyjnych w pierwszej kolejności wymagane jest wykonanie aktualnych badań stanu środowiska oraz zaplanowanie tańszych i skuteczniejszych metod oczyszczania środowiska. Dotychczas przeprowadzone badania nie mogą już zostać wykorzystane do przygotowania wniosków o zatwierdzenie planów remediacji. Przygotowano dokumentację przetargową dla dwóch pierwszych nieruchomości Barlinek i Szprotawa, gdzie planowane jest przeprowadzenie bioremediacji *in situ*. Postępowania przetargowe są w toku. Oczekuje się, że planowane metody biologiczne pozwolą na uzyskanie korzyści środowiskowych oraz znaczne zmniejszenie kosztów doprowadzenia nieruchomości do obowiązujących standardów i możliwość ich sprzedaży w przyszłości, bez ryzyk.

Ponadto prowadzono badania monitoringowe stanu środowiska gruntowo-wodnego zrehabilitowanego składowiska odpadów w Zabrzcu-Biskupicach i nieruchomości w Zabrzcu.

Podziemne Magazyny Gazu

W zakresie ochrony środowiska w otoczeniu KPMG Kosakowo kontynuowano prowadzenie monitoringu lądowego i morskiego, celem oceny wpływu realizowanego przedsięwzięcia na środowisko w czasie budowy i eksploatacji, zgodnie z dwoma programami: „Programem monitoringu środowiska z maja 2009 r.” i „Programem kontrolnym - podstawowym i awaryjnym dla KPMG Kosakowo z kwietnia 2014 r.”

Zakres monitoringu obejmuje: wody podziemne i powierzchniowe, gleby, szczelność magazynu, przemieszczenia pionowe powierzchni terenu, oddziaływania zrzucanej solanki na środowisko wód Zatoki Puckiej oraz ocenę stanu technicznego oraz prawidłową pracę instalacji zrzutowej solanki z ługowanych komór do wód Zatoki Puckiej. Z przeprowadzonych dotychczas badań i obserwacji wynika, że budowa i eksploatacja KPMG Kosakowo nie wpływa negatywnie na środowisko.

Monitoring prowadzony przez służby KPMG Mogilno, szczegółowe analizy pobranych próbek wód i gleb zostały wykonane przez laboratorium akredytowane, wykonanie badań dla potrzeb monitoringu szczelności komory Z-8 i Z-11 przez Akademię Górniczo-Hutniczą w Krakowie, badania chromatograficzne gazu z 5 otworów kontrolnych przez Oddział PGNiG - CLBP. Z przeprowadzonych dotychczas badań i obserwacji wynika, że budowa i eksploatacja KPMG Mogilno nie wpływa negatywnie na środowisko.

11.3. Pracownicy

Zatrudnienie GK PGNiG według segmentów

	2016		2015		2014		2013		2012	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Poszukiwanie i Wydobycie	7 720	3 714	8 903	3 849	10 221	10 754	10 990			
Obrót i Magazynowanie	3 520	914	3 462	988	3 929	4 070	4 397			
Dystrybucja	10 846	-	10 678	-	12 173	13 050	13 255			
Wytwarzanie	1 870	-	1 071	-	1 068	1 066	1 069			
Pozostała działalność	1 315	41	1 305	37	1 605	1 990	2 327			
RAZEM	25 271	4 669	25 419	4 874	28 996	30 930	32 038			

Według stanu na dzień 31 grudnia 2016 r. zatrudnienie w PGNiG wyniosło 4 669 osoby i było niższe od stanu z dnia 31 grudnia 2015 r. o 205 osób (4%). Spadek ten nastąpił przede wszystkim w efekcie:

- wdrożenia i realizacji Programu Dobrowolnych Odejść, w ramach którego umowę o pracę rozwiązało 164 pracowników;
- przekazania w trybie artykułu 23¹ Kodeksu Pracy 64 pracowników terenowych sekcji księgowości do PGNiG OD.

Pozostałe zmiany stanu zatrudnienia wynikały z naturalnej fluktuacji pracowników.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2016 r. zatrudnienie w GK PGNiG wyniosło 25 271 osób i było niższe o 148 osób w relacji do stanu z dnia 31 grudnia 2015 r.

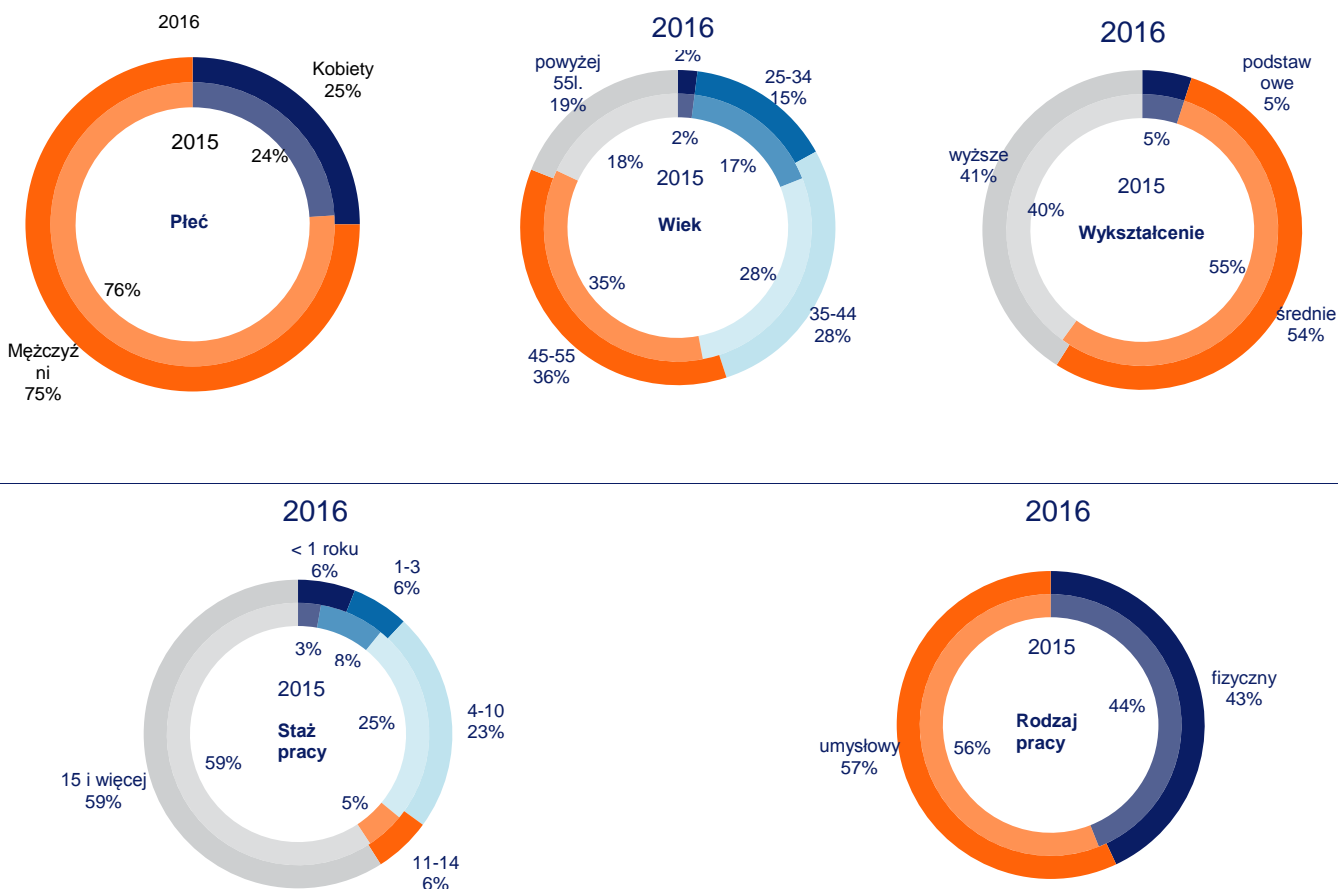
W segmencie Poszukiwanie i Wydobycie odnotowano istotny spadek zatrudnienia. W relacji do stanu z dnia 31 grudnia 2015 r. poziom zatrudnienia zmniejszył się o 1 183 pracowników (13%). Wynikało to przede wszystkim z następujących przyczyn:

- w związku z trudną sytuacją ekonomiczną w spółce EXALO przeprowadzono proces restrukturyzacji zatrudnienia, gdzie w ramach zwolnień grupowych zwolniono 800 pracowników (25%),
- w wyniku z trwającego procesu likwidacji Geofizyki Kraków zwolnionych zostało 219 osób (26%),
- w efekcie optymalizacji zatrudnienia spółka PGNiG wdrożyła i zrealizowała Program Dobrowolnych Odejść. W ramach programu odeszło 164 pracowników, z czego znaczna część zatrudniona była w oddziałach wydobywczych.

W segmencie Wytwarzanie widoczny jest wzrost poziomu zatrudnienia o 799 osób (75%). Wynika to z faktu, iż GK PGNiG została powiększona o spółki PEC oraz SEJ.

Stan zatrudnienia w segmencie Dystrybucja wzrósł o 168 osób (2%), w związku z realizacją w PSG procesu reorganizacji struktury przedsiębiorstwa, w wyniku której zwiększona została liczba gazowni oraz placówek gazowniczych.

Struktura zatrudnienia w GK PGNiG (zatrudnienie w osobach na koniec 2016 roku)



Fluktuacja - nowozatrudnieni/odejścia (podział ze względu na wiek i płeć)

Wiek	Wolumen zatrudnionych pracowników		Wolumen zwolnionych pracowników		
	Kobiety	Mężczyźni	Kobiety	Mężczyźni	
do 24 l.	40	239	12	193	
25-34	228	579	145	707	
35-44	160	551	194	611	
45-55	58	304	133	558	
powyżej 55l.	13	103	169	638	
RAZEM	499	1 776	653	2 707	

Urlopy rodzicielskie

Wskaźnik powrotów do pracy w 2016 r. kształtował się na poziomie 92,8% w GK PGNiG.

Wskaźnik powrotu do pracy po urlopie związanym z macierzyństwem należy rozumieć jako iloraz:

- wolumenu pracowników, którzy utrzymali/kontynuowali pracę po powrocie z urlopu związanego z macierzyństwem w 2016 r.
- wolumenu pracowników, którzy wrócili do pracy z urlopu związanego z macierzyństwem w 2016 r.

Urlop związany z rodzicielstwem – są to wszystkie rodzaje urlopów przysługujące z tytułu urodzenia/przyjęcia dziecka - np: urlop macierzyński, dodatkowy urlop macierzyński, urlop rodzicielski, urlop wychowawczy.

11.3.1. Zarządzanie potencjałem pracowników

Szkolenia i programy rozwojowe

Kluczową rolę w procesie rozwoju zasobów ludzkich odgrywa system zarządzania szkoleniami. Osoby zatrudnione w PGNiG mają możliwość podwyższania swoich kwalifikacji zawodowych, przez udział w szkoleniach, studiach podyplomowych, branżowych konferencjach, seminariach lub sympozjach, a także odbywając praktyki zawodowe.

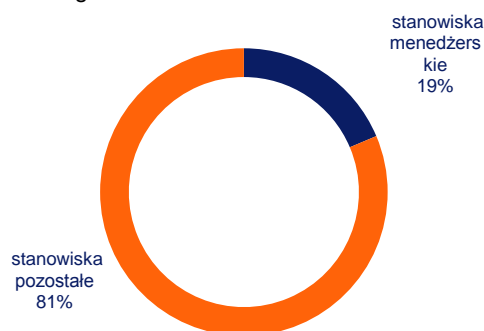
W czerwcu 2016 r. uruchomiony został System Identyfikacji Talentów Organizacji (SITO) inicjujący Akademię Liderów Przyszłości (ALP). Celem Programu SITO jest wyłonienie pracowników o dużym potencjale (talentów), którzy następnie mogą być objęci programem rozwojowym Akademia Liderów Przyszłości (ALP), przygotowującym ich do pełnienia dalszych funkcji w organizacji, w tym funkcji menadżerskich.

Liczba godzin szkoleniowych przypadająca na pracownika PGNiG w 2016 r. to 32 h.

Liczba godzin szkoleniowych w podziale na płeć



Liczba godzin szkoleniowych w podziale na rodzaj zajmowanego stanowiska



Ocena pracy

W oparciu o wdrożony System Oceny Pracy pracownicy PGNiG podlegają ocenie dwa razy w roku. Elementem oceny, na który położony został szczególny nacisk, są indywidualne cele wyznaczone pracownikom, powiązane z celami strategicznymi GK PGNiG. Proces umożliwia każdemu pracownikowi rozmowę o potrzebach i wyzwaniach jego stanowiska pracy, a także jest dla pracownika źródłem informacji zarówno na temat osiągnięć, jak i kwestii dotyczących własnego rozwoju.

Odsetek osób objętych procesem oceny pracy w PGNiG wyniósł w 2016 r. 100,0%.

Odsetek osób objętych procesem oceny jakościowej pracy w GK PGNiG wyniósł w 2016 r. 85,8%.

11.3.2. Praktyki studenckie i programy stażowe

PGNiG uczestniczy w szeregu inicjatywach i konkursach stażowych. Oferowane przez Spółkę staże są atrakcyjnym sposobem na zdobycie doświadczenia zawodowego, nowych umiejętności, a także zapoznanie się ze specyfiką pracy w branży. W 2016 r. PGNiG uczestniczyła w następujących programach stażowo-educacyjnych:

GeoTalent

Jest to własny program edukacyjno-stażowy Spółki, którego działania skierowane są do studentów Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, Wydziału Nauk Geograficznych i Geologicznych Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu oraz Wydziału Geologii Uniwersytetu Warszawskiego. Celem programu jest poszukiwanie i pozyskiwanie do pracy najlepszych studentów i absolwentów uczelni wyższych, zainteresowanych rozwojem zawodowym w branży oil&gas. W ramach programu GeoTalent prowadzone są działania o charakterze edukacyjno-rozwojowym, takie jak: warsztaty, konkursy dla studentów, Program Mentoringu, Program Ambasadorski, GeoTurniej, Program Praktyk Letnich. Od czerwca 2016 r. płatne praktyki w PGNiG odbyło łącznie 57 osób.

Energia dla Przyszłości

„Energia dla przyszłości” to program stażowy realizowany w kooperacji z dwiema innymi grupami kapitałowymi pod patronatem Ministerstwa Energii. Celem programu jest poszukiwanie najbardziej utalentowanych studentów i absolwentów kierunków studiów istotnych dla polskiej energetyki. Każdy z biorących w nim udział studentów będzie mógł zdobyć konkretne umiejętności i doświadczenie z zakresu interesujących go obszarów. W programie uczestniczy 21 stażystów.

Akademia Energii

Od kilku lat PGNiG uczestniczy w projekcie edukacyjnym Fundacji im. Leśława A. Pagi – Akademia Energii, w roli fundatora płatnych praktyk dla studentów, którzy wiążą swoją przyszłość zawodową z branżą energetyczną. W 2016 r. PGNiG podpisała umowy o praktykę absolwencką z 3 stypendystami Fundacji.

Programy stażowe z dofinansowaniem unijnym

W 2016 r. PGNiG po raz pierwszy zaangażowała się jako organizator płatnych staży dla uczestników programów stażowych realizowanych przez uczelnie z dofinansowaniem ze środków pomocowych UE w ramach Programu Operacyjnego „Wiedza-Edukacja-Rozwój”. Na staż zorganizowany w trzecim i czwartym kwartale 2016 r. przyjęto łącznie 6 osób.

Złoża Kariery

Celem programu Złoża Kariery jest umożliwienie studentom i absolwentom wszystkich kierunków studiów (z wyjątkiem kierunków branżowych tj. objętym programem GeoTalent) zdobycia doświadczenia zawodowego. W ramach programu PGNiG oferuje możliwość odbycia praktyk oraz uczestnictwo w wydarzeniach o charakterze edukacyjnym, wspierających proces budowy ścieżki kariery.

W PGNiG istnieje również możliwość odbycia stażu poza wyżej wymienionymi programami. Łączna liczba uczestników praktyk i staży w 2016 r. wyniosła 382 osoby, w tym 360 uczniów i studentów oraz 22 naukowców.

11.3.3. Rekrutacje

PGNiG realizuje politykę rekrutacyjną ukierunkowaną na pozyskanie wysokiej klasy specjalistów, których wiedza oraz kompetencje w połączeniu z doświadczeniem i profesjonalizmem obecnych pracowników zapewnią ciągłość oraz najwyższy poziom realizowanych procesów biznesowych. W naborze nowych pracowników obowiązuje zasada rekrutacji wewnętrznej. Oznacza to, że w procesach rekrutacyjnych w pierwszej kolejności brani są pod uwagę pracownicy GK PGNiG, co pozwala w pełni wykorzystać potencjał własnych pracowników.

11.3.4. Współpraca ze związkami zawodowymi

W PGNiG funkcjonuje wiele organizacji związkowych. Stała współpraca ze stroną społeczną jest niezmiernie istotna, stąd PGNiG w sposób szczególny dba o prowadzenie dialogu społecznego opartego na niezależności stron, działaniu zgodnym z prawem, a także zaufaniu, szukaniu kompromisu i przestrzeganiu przyjętych reguł.

W 2016 r., współpraca ze związkami zawodowymi prowadzona była regularnie, na podstawie zawartych porozumień oraz przepisów prawa pracy. W omawianym okresie Pracodawca odbył ze stroną związkową 24 spotkania, na których omawiane były, zarówno sprawy pracownicze, jak i poszczególne segmenty działalności GK PGNiG, w tym aktualizacja Strategii GK PGNiG na lata 2014 – 2022. W zakresie zmiany warunków płacy Pracodawca, zgodnie z art. 44 ust. 2 ZUZP przeprowadził w 2016 r. negocjacje płacowe, które nie doprowadziły do zawarcia porozumienia w tym zakresie ze stroną związkową. W związku z powyższym Pracodawca podjął samodzielną decyzję dotyczącą regulacji płacowych w 2016 r. Wprowadzone przez Pracodawcę regulacje płacowe spowodowały wzrost wynagrodzeń w 2016 r. o 4,8 % jednocześnie wypłacano Pracownikom świadczenia w formie bonów przedpłaconych. W PGNiG, w 2016 r., nie było zwolnień grupowych oraz sporów zbiorowych. Obowiązujący w Spółce, Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy dla Pracowników PGNiG z dnia 8 lipca 2009 r. nie został rozwiązany ani zawieszony.

11.3.5. Bezpieczeństwo i Higiena Pracy

Najważniejsze zadania zrealizowane w 2016 r. w obszarze BHP:

- ustalanie okoliczności i przyczyn wypadków przy pracy oraz udział w opracowywaniu wniosków wynikających z badania przyczyn i okoliczności tych wypadków, a także kontrola realizacji ww. wniosków,
- przeprowadzenie aktualizacji oceny ryzyka zawodowego dla Oddziału Geologii i Eksploatacji przy współudziale lekarza sprawującego profilaktyczną opiekę zdrowotną nad pracownikami,
- rozwijanie kompetencji pracowników PGNiG w zakresie BHP poprzez przeprowadzanie szkoleń wstępnych bhp, ppoż. i udzielania pierwszej pomocy,
- wprowadzenie do stosowania Procedury refundacji kosztów zakupu okularów korygujących wzrok dla Pracowników zatrudnionych w PGNiG na stanowiskach wyposażonych w monitory ekranowe,
- wprowadzenie do stosowania Zarządzenia w sprawie zasad wydawania i rozliczania posiłków oraz napojów dla pracowników PGNiG,
- dział oraz nadzór nad prawidłowym przebiegiem ćwiczeń ewakuacyjnych przeprowadzanych na terenie siedziby Centrali Spółki.

Prowadzenie sprawozdawczości wypadkowej, pozwala na weryfikację przyczyn urazów i schorzeń powstałych przy wykonaniu pracy, jak również na podejmowanie działań mających na celu zapobieganie powstawaniu wypadków przy pracy. Przyczynia się to do podejmowania działań prowadzących do zwiększenia świadomości pracowników i kultury bezpieczeństwa pracy. Poniżej statystyka wypadków za lata 2015 i 2016 z PGNiG i spółek GK PGNiG: GEOFIZYKA Kraków w likwidacji, GEOFIZYKA Toruń, EXALO Drilling, PGNiG TERMIKA, PGNiG Serwis, Geovita, Gas Storage Poland, PGNiG Technologie, PGNiG OD, PSG, Polski Gaz TUW.

Rok	Ogólna ilość wypadków	Liczba osób poszkodowanych w wypadkach	Wypadki zbiorowe	Wypadki ciężkie	Wypadki śmiertelne	Choroby zawodowe	Liczba dni straconych/nieobecności
2015	225	229	6	1	1	2	11 763
2016	210	214	3	1	0	4	11 278

11.4. Działalność sponsoringowa i charytatywna

PGNiG od wielu lat prowadzi szeroko zakrojoną działalność sponsoringową koncentrując się na trzech głównych obszarach sponsoringu zasadniczego – wspiera sport, kulturę oraz edukację. Ponadto w listopadzie 2004 r. przez PGNiG – jedynego założyciela i donatora, powołana została Fundacja PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza.

11.4.1. Działalność Fundacji PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza

Celem Fundacji jest prowadzenie działalności publicznej i społecznie użytecznej na rzecz m.in. promocji i wspierania kultury jako dziedzictwa narodowego, w tym spektakli i wydarzeń teatralnych, muzycznych i filmowych w kraju i za granicą, działalności naukowej i naukowo-technicznej, ze szczególnym uwzględnieniem osiągnięć w zakresie nauk podstawowych i technicznych oraz działalności badawczo-rozwojowej, ochrony zabytków, w tym w szczególności przemysłu gazowniczego i muzeów.

Fundacja wpisana jest do rejestru stowarzyszeń, innych organizacji społecznych i zawodowych, fundacji i publicznych zakładów opieki zdrowotnej prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy w Warszawie XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego.

W 2016 r. Fundacja skupiła swe działania na dwóch autorskich programach - „Być jak Ignacy” i „Rozgrzewamy Polskie Serca”, jak również wspierała wiele inicjatyw zgodnych z powyższym zakresem działalności. Między innymi była to dotacja na działania statutowe Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce.

„Być jak Ignacy”

Fundacja PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza od lat wspiera działania propagujące naukę, edukację oraz historię, czego efektem jest projekt pamięci o patronie Ignacym Łukasiewiczu, twórcy podwalin przemysłu naftowego nie tylko w Polsce, ale i na świecie z popularyzacją nauki. Program „Być jak Ignacy”, realizowany wspólnie z PGNiG, ma na celu popularyzację nauki wśród uczniów szkół podstawowych, a jednocześnie przybliżenie najmłodszym wyjątkowej postaci patrona Fundacji. Filarem programu jest strona internetowa, na której znajdują się interaktywny komiks, filmy edukacyjne z eksperymentami naukowymi oraz gra przygodowa.

W ramach programu organizowany jest konkurs na „Naukową Szkołę Ignacego”, w którym przyznawane będą statuetki Ignaś. Zgłosiło się ponad 150 szkół z całej Polski. Konkurs ma wyłonić placówkę, która w najciekawszy sposób zorganizuje i udokumentuje pracę specjalnie powołanego koła naukowego. Aby pomóc nauczycielom w prowadzeniu takiego koła powstały scenariusze lekcji dostosowane do potrzeb klas 0-3 oraz 4-6. Program „Być jak Ignacy” ma honorowy patronat Marszałka Sejmu, Ministerstwa Edukacji Narodowej oraz patronat medialny stacji TVP ABC.

„Rozgrzewamy Polskie Serca”

„Rozgrzewamy Polskie Serca” - pod tym hasłem Fundacja wspólnie z PGNiG wspiera działania na rzecz podnoszenia świadomości historycznej Polaków, budowanie narodowej tożsamości i kultywowanie pamięci o bohaterach naszej historii. W ramach podjętych działań wspierane są projekty edukacyjne i filmowe, a także inicjatywy dotyczące wsparcia weteranów oraz działania w szeroko pojętej sferze kultury. Fundacja szczególnie ceni sobie pamięć oraz historię „Żołnierzy Niezłomnych”, bohaterów, o których milczano przez dziesięciolecia. W ramach programu zrealizowano i wsparto ponad 36 projektów, które trafiły do blisko 2 mln odbiorców. Wśród nich było 10 produkcji filmowych, 6 projektów muzycznych, w tym wydano dwie płyty, wsparto 7 projektów edukacyjnych oraz prowadzono 10 projektów kształtujących świadomość historyczną.

11.4.2. Działalność sponsoringowa

Sport

PGNiG duży nacisk kładzie na wsparcie sportu. Kompleksowo wspiera jedną wiodącą dyscyplinę w sporcie profesjonalnym – piłkę ręczną. Warto zaznaczyć, że wzrastający poziom rozgrywek, zaangażowanie sportowe i dynamika dyscypliny przekładają się na wzrost zainteresowania Polaków piłką ręczną. Stwarza to doskonałą okazję do utrzymania i dalszego budowania wizerunku marki jako firmy nowoczesnej i dynamicznej. PGNiG wspólnie z Ministerstwem Sportu i Turystyki stworzył dedykowany serwis www.klubiks.pl oraz podręcznik jako transfer wiedzy z zakresu marketingu sportowego do małych i średnich klubów sportowych. PGNiG za działania w 2016 r. została nagrodzona tytułem „sponsora roku”, w prestiżowym 82. Plebiscyście Przeglądu Sportowego i Telewizji Polskiej.

Kultura

Objęcie mecenatem Teatru Telewizji to doskonały przykład wykorzystania potencjału patriotyzmu gospodarczego, gdzie kultura łączy się z biznesem. Trzyletnia współpraca PGNiG z Telewizją Polską to największa i najważniejsza inwestycja spółki w polską kulturę w 2016 r. PGNiG potwierdza tym samym zainteresowanie działaniami na rzecz kreowania i promocji wydarzeń, projektów i zjawisk reprezentujących polską kulturę wysoką, wpisanych w narodową historię. Do czołowych działań w zakresie sponsoringu kultury należało m. in. wsparcie Koncertu Galowego „Gintrowski – a jednak coś po nas..”.

PGNiG poza wsparciem kultury wysokiej, angażuje się w szereg inicjatyw patriotycznych. Wspólnie z Fundacją PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza w ramach programu „Rozgrzewamy Polskie Serca” dofinansowała produkcję filmu fabularnego „Wyklęty” w reż. Konrada Łęckiego, którego premiera przewidziana jest w 2017 r. Spółka została też m.in. Sponsorem Głównym VIII edycji festiwalu filmowego „Niepokorni, Niezłomni, Wyklęci”.

Edukacja

Spółka wspólnie z Fundacją PGNiG realizowała program edukacyjny „Być jak Ignacy”, w którym przewodnikiem po świecie nauki dla dzieci w wieku od 7 do 12 lat jest animowana postać Ignacego Łukasiewicza. Wspierane działania polegały na udziale PGNiG w Festiwalach Nauki, gdzie interaktywne stanowisko spółki zainteresowało tysiące młodych Polaków i ich rodziców. „Być jak Ignacy” zdobył już aprobatę Ministerstwa Edukacji Narodowej i stacji TVP ABC, które objęły nad nim honorowy patronat.

11.4.3. Plan działań sponsoringowych na 2017 r.

Sport

PGNiG w 2017 r. będzie kontynuować przyjętą w 2016 r. strategię wspierania w obszarze sportu wyłącznie piłki ręcznej. Działanie to doskonale wpisuje się w rozporządzenie Ministerstwa Sportu i Turystyki objęcia mecenatem jednej, wybranej dyscypliny sportu. PGNiG jako sponsor strategiczny polskiej piłki ręcznej będzie współpracował do 2019 r. z Superliga Sp. z o.o i do 2020 r. ze Związkiem Piłki Ręcznej w Polsce. Oprócz sponsoringu zasadniczego Spółka zamierza podjąć szereg działań popularyzujących dyscyplinę wśród dorosłych, a przede wszystkim wśród dzieci i młodzieży.

Kultura

2017 r. będzie kolejnym rokiem realizowania trzyletniej umowy z Telewizją Polską w ramach mecenatu Teatru Telewizji. To strategiczny projekt PGNiG w obrębie kultury.

Ponadto PGNiG wspólnie z Fundacją PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza w ramach programu „Rozgrzewamy Polskie Serca” kontynuować będzie akcje „Rachunek Wdzięczności” dla uczestników Powstania Warszawskiego. W 2017 r. Spółka włączy się czynnie w planowanie obchodów 100-lecia odzyskania Niepodległości przez Rzeczpospolitą Polską w 2018 r. Planowane jest także wsparcie IX edycji festiwalu filmowego „Niepokorni, Niezłomni, Wyklęci”.

Edukacja

Spółka wspólnie z Fundacją PGNiG zamierza rozwijać program „Być jak Ignacy”. W 2017 r. planowane są kolejne działania mające na celu edukację dzieci, młodzieży i studentów.

Zarząd PGNiG S.A.:

Prezes Zarządu

Piotr Woźniak

Wiceprezes Zarządu

Radosław Bartosik

Wiceprezes Zarządu

Łukasz Kroplewski

Wiceprezes Zarządu

Michał Pietrzyk

Wiceprezes Zarządu

Maciej Woźniak

Wiceprezes Zarządu

Magdalena Zegarska

Warszawa, dnia 6 marca 2017 roku

Oświadczenie o stosowaniu zasad ładu korporacyjnego

Zarząd PGNiG (dalej: „Emitent” lub „Spółka”) przedstawia na podstawie § 91 ust. 5 pkt 4 Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 r. w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami państwa niebędącego państwem członkowskim (dalej „Rozporządzenie”) oświadczenie o stosowaniu ładu korporacyjnego.

Emitent dąży do zapewnienia jak największej transparentności swoich działań, należytej jakości komunikacji z inwestorami oraz ochrony praw akcjonariuszy.

1. Wskazanie zbioru zasad ładu korporacyjnego, któremu podlega Emitent oraz miejsca, gdzie tekst zbioru zasad jest publicznie dostępny

W 2016 r. Emitent stosował się do zbioru zasad ładu korporacyjnego zawartego w dokumencie "Dobre Praktyki Spółek Notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych 2016" (dalej „Dobre Praktyki”), przyjętych Uchwałą Nr 26/1413/2015 z dnia 13 października 2015 r. przez Radę Giełdy. Tekst wskazanego zbioru zasad wraz ze zmianami jest publicznie dostępny na oficjalnej stronie portalu Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. w części poświęconej tematyce ładu korporacyjnego pod adresem https://www.gpw.pl/dobre_praktyki_spolek_regulacje oraz na stronie internetowej Emitenta pod adresem: www.pgnig.pl w sekcji "Ład korporacyjny".

Przyjęty zbiór Dobrych Praktyk jest wynikiem pracy ekspertów reprezentujących różne grupy uczestników rynku kapitałowego, wchodzących w skład Komitetu konsultacyjnego GPW ds. ładu korporacyjnego. Wszystkie zmiany w Dobrych Praktykach zostały przeprowadzone w sposób zapewniający kontynuację zagadnień ujętych w poprzedniej wersji zbioru. Dla przejrzystości dokumentu oraz zaakcentowania najistotniejszych zagadnień, dokonano nowego podziału tematycznego zbioru. Przyjęto także nową systematykę dokumentu zgodną z zaleceniem Komisji Europejskiej.

2. Wskazanie postanowień zbioru zasad ładu korporacyjnego, o którym mowa w punkcie 1, od stosowania których Emitent odstąpił oraz wyjaśnienie przyczyn tego odstąpienia

W 2016 r. Emitent nie stosował czterech, wskazanych poniżej zasad i dwóch rekomendacji Dobrych Praktyk:

1. Polityka informacyjna i komunikacja z inwestorami – I.Z.1.15;
2. Zarząd i Rada Nadzorcza – II.Z.3;
3. Zarząd i Rada Nadzorcza – II.Z.2.7;
4. Zarząd i Rada Nadzorcza – II.Z.2.8;
5. Walne zgromadzenie i relacje z akcjonariuszami – IV.R.2;
6. Wynagrodzenia – VI.R.4.

Poniżej Emitent przedstawia wyjaśnienie przyczyn odstąpienia od stosowania powyższych zasad i rekomendacji.

2.1. Polityka informacyjna i komunikacja z inwestorami – I.Z.1.15

„Spółka prowadzi korporacyjną stronę internetową i zamieszcza na niej, w czytelnej formie i wyodrębnionym miejscu, oprócz informacji wymaganych przepisami prawa informację zawierającą opis stosowanej przez spółkę polityki różnorodności w odniesieniu do władz spółki oraz jej kluczowych menedżerów; opis powinien uwzględniać takie elementy polityki różnorodności, jak płeć, kierunek wykształcenia, wiek, doświadczenie zawodowe, a także wskazywać cele stosowanej polityki różnorodności i sposób jej realizacji w danym okresie sprawozdawczym; jeżeli spółka nie opracowała i nie realizuje polityki różnorodności, zamieszcza na swojej stronie internetowej wyjaśnienie takiej decyzji”

O doborze osób do organów Spółki decyduje właściciel korzystając w tym zakresie z przygotowanych przez Ministerstwo Energii "Standardów nadzoru właścicielskiego w spółkach z udziałem Skarbu Państwa, w których prawa z akcji lub udziałów wykonuje Minister Energii" oraz „Zasad i tryb doboru kandydatów do rad nadzorczych spółek handlowych z udziałem Skarbu Państwa, wobec których Minister Energii wykonuje uprawnienia wynikające z akcji i udziałów należących do Skarbu Państwa” - Zarządzenie Ministra Energii z dnia 4 sierpnia 2016 r.

Spółka nie znajduje uzasadnienia dla konieczności opracowania polityki różnorodności w stosunku do kluczowych menedżerów.

2.2. Zarząd i Rada Nadzorcza – II.Z.3

„Przynajmniej dwóch członków rady nadzorczej spełnia kryteria niezależności, o których mowa w zasadzie II.Z.4.”

W skład Rady Nadzorczej Emitenta w relacjonowanym okresie wchodził jeden członek niezależny, Pan Mateusz Boznański powołany w skład Rady Nadzorczej w dniu 29 grudnia 2015 r.

Zgodnie z § 36 ust. 1 Statutu Emitenta, jeden z członków Rady Nadzorczej powoływany przez Walne Zgromadzenie powinien spełniać wszystkie następujące warunki:

1. został wybrany w szczególnym trybie określonym w Statucie;
2. nie może być podmiotem powiązany z Emitentem lub podmiotem zależnym od Emitenta;
3. nie może być podmiotem powiązany z podmiotem dominującym wobec Emitenta lub innym podmiotem zależnym od podmiotu dominującego wobec Emitenta, lub
4. nie może być osobą, która pozostaje w jakimkolwiek związku z Emitentem lub z którymkolwiek z podmiotów wymienionych w pkt 2 i 3, który mógłby istotnie wpłynąć na zdolność takiej osoby jako członka Rady Nadzorczej do podejmowania bezstronnych decyzji.

Ze względu na okoliczność, iż w Radzie Nadzorczej Spółki, zgodnie z art. 12 ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i prywatyzacji (tekst jednolity: Dz.U. z 2002 r. Nr 171, poz. 1397 z późn. zm.), zasiadają przedstawiciele pracowników, Emitent nie może zapewnić udziału większej liczby niezależnych członków Rady Nadzorczej. Zwiększenie liczby niezależnych członków w Radzie Nadzorczej w stosunku do obecnie przewidzianej w Statucie prowadziłoby bowiem do sytuacji, w której Skarb Państwa (jako większościowy akcjonariusz Emitenta) nie mógłby powoływać większości członków Rady Nadzorczej. To z kolei stanowiłoby naruszenie zasady proporcjonalnego wpływu akcjonariusza na działalność spółki w stosunku do posiadanego w spółce udziału kapitałowego.

2.3. Zarząd i Rada Nadzorcza – II.Z.7

„W zakresie zadań i funkcjonowania komitetów działających w radzie nadzorczej zastosowanie mają postanowienia Załącznika I do Zalecenia Komisji Europejskiej, o którym mowa w zasadzie II.Z.4. W przypadku gdy funkcję komitetu audytu pełni rada nadzorcza, powyższe zasady stosuje się odpowiednio”

W ramach Rady Nadzorczej Emitenta działa Komitet Audytu jako stały komitet, służący pomocą Radzie Nadzorczej w zakresie jego zadań.

Zgodnie z Dobrymi Praktykami Spółek Notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych, w zakresie zadań i funkcjonowania komitetów działających w ramach Rady Nadzorczej Emitenta, Emitent powinien stosować zasady określone w Załączniku I do Zalecenia Komisji Europejskiej z dnia 15 lutego 2005 r. dotyczącym roli dyrektorów niewykonawczych lub będących członkami rady nadzorczej spółek giełdowych i komisji rady (nadzorczej). Wskazane zasady, w przypadku Komitetu Audytu nakierowane są przede wszystkim na zapewnienie właściwego wykonywania przez Komitet Audytu powierzonych mu funkcji.

Emitent wdrożył wszelkie wymogi gwarantujące udział Komitetu Audytu w nadzorze nad działalnością Emitenta, nie wdrożył jednak wszystkich szczegółowych wymogów dotyczących funkcjonowania omawianego komitetu. Zasady niewdrożone przez Emitenta to :

1. zasada wyrażona w pkt 4.3.2 ww. załącznika, zgodnie z którą kierownictwo powinno informować Komitet Audytu o metodach stosowanych przy rozliczaniu znaczących, nietypowych transakcji, kiedy istnieje kilka sposobów ich ujęcia księgowego;
2. zasada wyrażona w pkt 4.3.8 ww. załącznika, zgodnie z którą Komitet Audytu powinien wykonywać przegląd procesu wypełniania przez Emitenta wymogów istniejących przepisów odnośnie do możliwości zgłaszania przez pracowników istotnych nieprawidłowości w działalności Emitenta, w formie skarg albo anonimowych doniesień, normalnie kierowanych do niezależnego dyrektora, oraz powinien zapewnić mechanizm proporcjonalnego i niezależnego badania takich spraw w celu podjęcia ewentualnych środków zaradczych.

Na obecnym etapie funkcjonowania Komitetu Audytu Emitent nie widzi potrzeby wprowadzania bardzo szczegółowych regulacji precyzujących funkcjonowanie tego komitetu.

Emitent podejmie stosowne działania w przyszłości, jeżeli znajdą one swoje uzasadnienie w praktyce funkcjonowania Komitetu Audytu.

2.4. Zarząd i Rada Nadzorcza – II.Z.8

„Przewodniczący komitetu audytu spełnia kryteria niezależności wskazane w zasadzie II.Z.4.”

Zgodnie z Regulaminem Komitetu Audytu Rady Nadzorczej PGNiG, w skład Komitetu Audytu wchodzi co najmniej 3 członków Rady Nadzorczej, w tym przynajmniej jeden członek niezależny od Spółki i podmiotów pozostających w istotnym powiązaniu ze Spółką, powoływany przez Walne Zgromadzenie w trybie § 36 ust. 1 Statutu Spółki, posiadający kompetencje w dziedzinie rachunkowości i finansów. Zgodnie § 3 ust. 2 Regulaminu Komitetu Audytu, Komitet Audytu wybiera spośród wszystkich członków Przewodniczącego Komitetu Audytu oraz jego Zastępcę. Wybór Przewodniczącego stanowi kompetencję własną Komitetu Audytu i Przewodniczącym Komitetu może być osoba spełniająca kryteria niezależności wskazane w zasadzie II.Z.4. ale nie jest to warunek konieczny. Ponadto Regulamin nie przewiduje, żadnych dodatkowych uprawnień dla Przewodniczącego Komitetu Audytu poza kierowaniem pracami Komitetu i zwoływaniem posiedzeń. W przypadku nieobecności Przewodniczącego te uprawnienia przysługują jego Zastępcy.

Na chwilę obecną nie jest planowana zmiana Regulaminu Komitetu Audytu w tym zakresie. Zdaniem Spółki obecnie obowiązujące regulacje są wystarczające do prawidłowego funkcjonowania komitetu Rady Nadzorczej.

2.5. Walne zgromadzenie i relacje z akcjonariuszami – IV.R.2

„Jeżeli jest to uzasadnione z uwagi na strukturę akcjonariatu lub zgłaszane spółce oczekiwania akcjonariuszy, o ile spółka jest w stanie zapewnić infrastrukturę techniczną niezbędną dla sprawnego przeprowadzenia walnego zgromadzenia przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej, powinna umożliwić akcjonariuszom udział w walnym zgromadzeniu przy wykorzystaniu takich środków, w szczególności poprzez:

1. transmisję obrad walnego zgromadzenia w czasie rzeczywistym,
2. dwustronną komunikację w czasie rzeczywistym, w ramach której akcjonariusze mogą wypowiadać się w toku obrad walnego zgromadzenia, przebywając w miejscu innym niż miejsce obrad walnego zgromadzenia,
3. wykonywanie, osobiście lub przez pełnomocnika, prawa głosu w toku walnego zgromadzenia.”

Spółka postanowiła odstąpić od stosowania pkt 2) tej Rekomendacji, ponieważ obecne brzmienie Statutu Spółki nie przewiduje udziału akcjonariuszy w walnym zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej. Zgodnie z przepisami Kodeksu spółek handlowych, wprowadzenie w życie tej Rekomendacji wymaga zmiany Statutu Spółki w tym zakresie.

Spółka nie wyklucza wprowadzenia odpowiednich zapisów w Statucie Spółki w przyszłości a po zmianie Statutu Spółki, Spółka będzie miała możliwość stosowania tej Rekomendacji.

2.6. Wynagrodzenia – VI.R.4

„Poziom wynagrodzenia członków zarządu i rady nadzorczej oraz kluczowych menedżerów powinien być wystarczający dla pozyskania, utrzymania i motywacji osób o kompetencjach niezbędnych dla właściwego kierowania spółką i sprawowania nad nią nadzoru. Wynagrodzenie powinno być adekwatne do powierzonego poszczególnym osobom zakresu zadań i uwzględniać pełnienie dodatkowych funkcji, jak np. praca w komitetach rady nadzorczej.”

Emitent stosuje rekomendację IV.R.4 w zakresie dotyczącym kształtowania wynagrodzenia Zarządu oraz kluczowych menedżerów. Emitent nie ma możliwości zastosowania tej rekomendacji w przypadku członków Rady Nadzorczej, których wynagrodzenia ustalane są na podstawie obowiązującego prawa powszechnego tj. ustawy z dnia 3 marca 2000 r. o wynagradzaniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi.

3. Opis głównych cech stosowanych w przedsiębiorstwie Emitenta systemów kontroli wewnętrznej i zarządzania ryzykiem w odniesieniu do procesu sporządzania sprawozdań finansowych i skonsolidowanych sprawozdań finansowych

System kontroli wewnętrznej Emitenta realizowany jest poprzez:

1. stosowanie jednolitych dla GK zasad rachunkowości w zakresie wyceny, ujęcia i ujawnień zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej oraz stosowanie jednolitych wzorców jednostkowych i skonsolidowanych sprawozdań finansowych;
2. stosowanie wewnętrznych mechanizmów kontrolnych, w tym: rozdział obowiązków, kilkustopniowa autoryzacja danych, weryfikacja poprawności otrzymanych danych, niezależne sprawdzenia itp.;
3. stosowanie wewnętrznych procedur operacyjnych, wprowadzonych do stosowania na mocy Zarządzeń Prezesa Zarządu;
4. zdefiniowanie kompetencji w zakresie wykonywania zadań z zakresu rachunkowości, sprawozdawczości finansowej oraz rozliczeń podatkowych w Spółce w księdze zadań i regulaminach zatwierdzanych przez Zarząd i Radę Nadzorczą;
5. zdefiniowanie zasad przeprowadzania kontroli przestrzegania obiegu dokumentów finansowo-księgowych oraz weryfikacji w zakresie merytorycznym, formalnym i rachunkowym;
6. prowadzenie ewidencji zdarzeń gospodarczych w zintegrowanym systemie finansowo-księgowym, którego konfiguracja odpowiada obowiązującym w Spółce zasadom rachunkowości oraz zawiera instrukcje i mechanizmy kontrolne zapewniające spójność i integralność danych, w tym: kontrole spójności danych, kontrole sprzętowe, kontrole operacyjne i kontrole uprawnień;
7. funkcjonowanie systemu informatycznego wspierającego proces konsolidacji, umożliwiającego usprawnienie procesu konsolidacji finansowej i zarządczej oraz skrócenie czasu sporządzania skonsolidowanych sprawozdań;
8. stosowanie jednolitych zasad i procedur konsolidacji danych finansowych, poprzez ujednoczone raporty, automatyczne walidacje spójności oraz kompletności raportowanych przez spółki danych oraz dwustopniowy proces zatwierdzania i akceptacji danych w systemie do konsolidacji;
9. sformalizowany proces sporządzania sprawozdania finansowego (zadania z określonym terminem wykonania i przyporządkowania odpowiedzialności za ich realizację);
10. wieloetapowy proces opiniowania oraz autoryzacji sprawozdań uwzględniający również udział Rady Nadzorczej;
11. działania podejmowane przez Departament Audytu i Kontroli oraz Departament Bezpieczeństwa Grupy Kapitałowej PGNiG zmierzające do bieżącej estymacji ryzyka sprawozdawczego;
12. niezależną ocenę rzetelności i prawidłowości sprawozdania finansowego dokonywaną przez niezależnego audytora zewnętrznego w formie przeglądów sprawozdań;
13. sukcesywny wzrost formalnych uregulowań i procedur w Grupie Kapitałowej, mający na celu standaryzację procesów sprawozdawczych i ciągłe ich doskonalenie.

Istotną rolę w procesie kontrolnym w zakresie rachunkowości i sprawozdawczości finansowej pełni zintegrowany system finansowo-księgowy. Nie tylko umożliwia on kontrolę prawidłowości zaewidencjonowanych operacji, ale także pozwala na identyfikację osób wprowadzających i akceptujących poszczególne transakcje. Dostęp do danych finansowych jest ograniczony

przez system uprawnień. Uprawnienia dostępu do systemu są nadawane w zakresie zależnym od przypisanej roli i zakresu odpowiedzialności danej osoby i podlegają ścisłej kontroli.

Wprowadzono dodatkowy szczebel kontrolny sprawozdania finansowego GK poprzez rozdział funkcji sporządzania sprawozdania finansowego Emitenta oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK pomiędzy dwa Departamenty w Centrali Spółki, które podobnie jak sprawozdania innych konsolidowanych spółek jest wprowadzane do zintegrowanego systemu informatycznego. Kontrola prawidłowości danych w procesie konsolidacji prowadzona jest w sposób automatyczny, poprzez zaimplementowane walidacje i uzupełniana o logiczne procedury weryfikacji prowadzone przez wyspecjalizowanych pracowników GK.

Zasady Rachunkowości dla Grupy Kapitałowej PGNiG zawierają postanowienia, których celem jest zapewnienie zgodności rachunkowości Emitenta oraz sporządzanych sprawozdań finansowych z obowiązującymi regulacjami, w tym w szczególności Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości. W celu zapewnienia zgodności Zasad Rachunkowości z nowelizowanymi przepisami są one okresowo aktualizowane. Ostatnia aktualizacja Zasad Rachunkowości miała miejsce w 2016 r.

Ograniczenie ryzyka sporządzania sprawozdania finansowego jest także realizowane poprzez poddawanie sprawozdań kwartalnej weryfikacji przez niezależnego biegłego rewidenta. Stosowane przez Emitenta procedury wyboru biegłego rewidenta zapewniają jego niezależność przy realizacji powierzonych zadań (wyboru dokonuje Rada Nadzorcza) i wysoki standard usług.

Audytor przeprowadza badanie sprawozdania rocznego, natomiast sprawozdania za pierwszy kwartał, półrocze i trzeci kwartał są poddawane przeglądowi. Wyniki przeglądów i badań są przedstawiane przez audytora Zarządowi i Komitetowi Audytu Rady Nadzorczej.

W prowadzonej działalności Emitent zarządza ogólnym bezpieczeństwem finansowym wykorzystując wyspecjalizowane systemy do zarządzania m.in. płynnością, ryzykiem finansowym oraz tworzeniem i kontrolą budżetów.

Proces raportowania finansowego podlega ponadto bieżącej weryfikacji przez audyt wewnętrzny, który w toku audytów poszczególnych procesów lub projektów uwzględnia badanie wiarygodności i kompletności ewidencji księgowej związanej z konkretnymi procesami lub jednostkowymi wydarzeniami, jak również badanie prawidłowości obiegu dokumentów księgowych. Wnioski i oceny formułowane w toku audytów operacyjnych dotyczące powiązanego z nimi obszaru rachunkowości pozwalają postawić tezę, że dotychczas nie stwierdzono istnienia potrzeby tworzenia szczególnego mechanizmu dedykowanego wyłącznie do weryfikowania procesu sporządzania sprawozdań finansowych. W szczególności brak jest podstaw do uznania, że brak takiego mechanizmu stwarza jakiegokolwiek zagrożenie dla działalności Emitenta. Nie istnieją również przesłanki pozwalające na uznanie, że sytuacja powyższa może ulec w najbliższym czasie istotnej zmianie. Corocznie dokonywane przeglądy systemu kontroli wewnętrznej i zarządzania ryzykiem - na poziomie Spółki wykazują, że rekomendacje służące udoskonaleniu systemu w obszarze sprawozdawczości finansowej są wdrażane.

Jako czynniki zmniejszające ryzyka związane z procesem raportowania finansowego, należy wskazać, przede wszystkim, bieżący proces doskonalenia poszczególnych modułów zintegrowanego systemu zarządzania, jak też doskonalenia umiejętności praktycznych i merytorycznych pracowników obsługujących ten system.

4. Wskazanie akcjonariuszy posiadających bezpośrednio lub pośrednio znaczne pakiety akcji wraz ze wskazaniem liczby posiadanych przez te podmioty akcji, ich procentowego udziału w kapitale zakładowym, liczby głosów z nich wynikających i ich procentowego udziału w ogólnej liczbie głosów na Walnym Zgromadzeniu

Akcje Emitenta notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. Kapitał zakładowy Emitenta dzieli się na 5 778 314 857 akcji zwykłych na okaziciela o wartości nominalnej 1,00 złotych każda.

W 2016 r. jedynym akcjonariuszem posiadającym znaczny pakiet akcji Emitenta (reprezentujący ponad 5% udziału w kapitale zakładowym) był Skarb Państwa, reprezentowany przez Ministra Energii (Plac Trzech Krzyży 3/5, 00-507 Warszawa).

Struktura akcjonariatu Emitenta na dzień 31 grudnia 2016 r.

	Liczba akcji	Udział w kapitale zakładowym Emitenta	Liczba głosów na Walnym Zgromadzeniu Emitenta	Udział w ogólnej liczbie głosów na Walnym Zgromadzeniu Emitenta
Skarb Państwa	4 153 706 157	71,88 %	4 153 706 157	71,88 %
Akcje własne	-	-	-	-
Pozostali	1 624 608 700	28,12 %	1 624 608 700	28,12 %
Razem	5 778 314 857	100,00 %	5 778 314 857	100,00 %

Powyższe zestawienie uwzględnia decyzję NWZA wyrażoną w uchwale nr 7/XI/2016 z dnia 24 listopada 2016 r. o umorzeniu 121 685 143 sztuk akcji własnych. Umorzenie akcji własnych zostało zarejestrowane w KRS 2 marca 2017 r.

Na dzień 31 grudnia 2016 r. 59 256 pracownikom spośród 61 516 uprawnionych przekazano 728 293 842 akcji Emitenta, reprezentujących 12,60 % kapitału zakładowego i ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu Emitenta.

5. Wskazanie posiadaczy wszelkich papierów wartościowych, które dają specjalne uprawnienia kontrolne, wraz z opisem tych uprawnień

Zgodnie ze Statutem tak długo, jak Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Emitenta, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw energii jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej.

Dodatkowo na podstawie Statutu Skarb Państwa (jako akcjonariusz) wyraża, w formie pisemnej, zgodę: (i) na zmianę istotnych postanowień obowiązujących umów handlowych dotyczących importu gazu ziemnego do Polski oraz na zawarcie nowych takich umów handlowych, jak również (ii) na realizację strategicznych przedsięwzięć inwestycyjnych lub udział Emitenta w przedsięwzięciach inwestycyjnych trwale lub przejściowo pogarszających efektywność ekonomiczną działalności Emitenta, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Skarb Państwa jest uprawniony do żądania zwołania Walnego Zgromadzenia oraz do żądania umieszczenia poszczególnych spraw w porządku obrad bez względu na wielkość swojego udziału w kapitale zakładowym Emitenta.

Skarbowi Państwa – jako akcjonariuszowi – przysługują także inne uprawnienia wynikające z odrębnych przepisów.

6. Wskazanie wszelkich ograniczeń odnośnie wykonywania prawa głosu, takich jak ograniczenie wykonywania prawa głosu przez posiadaczy określonej części lub liczby głosów, ograniczenia czasowe dotyczące wykonywania prawa głosu lub zapisy, zgodnie z którymi, przy współpracy spółki, prawa kapitałowe związane z papierami wartościowymi są oddzielone od posiadania papierów wartościowych

Od 31 grudnia 2012 r. Statut PGNiG ogranicza prawo głosowania akcjonariuszy w ten sposób, że żaden z nich (z wyjątkiem opisanym poniżej) nie może wykonywać na Walnym Zgromadzeniu więcej niż 10% ogólnej liczby głosów istniejących w Spółce w dniu odbywania Walnego Zgromadzenia, z zastrzeżeniem, że dla potrzeb ustalania obowiązków nabywców znacznych pakietów akcji, takie ograniczenie prawa głosowania uważane będzie za nieistniejące.

Ograniczenie prawa głosowania, nie dotyczy akcjonariuszy, którzy w dniu powzięcia uchwały Walnego Zgromadzenia wprowadzającej ograniczenie, są uprawnieni z akcji reprezentujących więcej niż 10% ogólnej liczby głosów istniejących w Spółce, oraz akcjonariuszy działających z akcjonariuszami reprezentującymi więcej niż 10% ogólnej liczby głosów, na podstawie zawartych porozumień dotyczących wspólnego wykonywania prawa głosu z akcji.

Dla potrzeby ograniczenia prawa do głosowania, głosy należące do akcjonariuszy, między którymi istnieje stosunek dominacji lub zależności, kumuluje się; w przypadku, gdy skumulowana liczba głosów przekracza 10% ogółu głosów w Spółce, podlega ona redukcji.

7. Wskazanie wszelkich ograniczeń dotyczących przenoszenia prawa własności papierów wartościowych Emitenta

Nie istnieją ograniczenia dotyczących przenoszenia prawa własności papierów wartościowych Emitenta.

8. Opis zasad dotyczących powoływania i odwoływania osób zarządzających oraz ich uprawnień, w szczególności prawo do podjęcia decyzji o emisji lub wykupie akcji

Zgodnie ze Statutem, członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje i odwołuje Rada Nadzorcza. Powołanie na członka Zarządu następuje po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 18 marca 2003 r. w sprawie przeprowadzania postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko członka Zarządu w niektórych spółkach handlowych (Dz.U. Nr 55, poz. 476, (ze zm.)). Taki tryb wyboru nie dotyczy członka Zarządu wybieranego przez pracowników.

Do czasu, gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Emitenta, a Emitent zatrudnia średniorocznie powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorcza powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników, na okres kadencji Zarządu. Za kandydata na członka Zarządu wybranego przez pracowników uznaje się osobę, która w wyborach uzyskała nie mniej niż 50% plus 1 ważne oddanych głosów, a wynik głosowania jest wiążący dla Rady Nadzorczej pod warunkiem udziału w nim co najmniej 50% wszystkich pracowników Emitenta.

Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata.

Członek Zarządu może złożyć rezygnację z pełnionej funkcji Emitentowi na ręce innego członka Zarządu lub prokurenta oraz przekazać do wiadomości, Przewodniczącemu Rady Nadzorczej i ministrowi właściwemu do spraw energii. Rezygnacja wymaga zachowania formy pisemnej pod rygorem bezskuteczności wobec Emitenta.

W przypadku członka Zarządu wybranego przez pracowników, jego odwołanie może nastąpić także na pisemny wniosek co najmniej 15% ogółu pracowników Emitenta. Głosowanie zarządza Rada Nadzorcza, a jego wynik jest wiążący dla Rady Nadzorczej, o ile w głosowaniu brało udział co najmniej 50% wszystkich pracowników Emitenta i uzyskano większość niezbędną dla wyboru członka Zarządu.

Uprawnienia Zarządu zostały opisane w punkcie 11.1.2. niniejszego Oświadczenia.

Zgodnie ze Statutem decyzję o emisji akcji lub skupie akcji (nabyciu akcji własnych) podejmuje Walne Zgromadzenie Emitenta.

9. Opis zasad zmiany Statutu Emitenta

Zgodnie z Kodeksem spółek handlowych oraz Statutem Emitenta zmiana Statutu wymaga uchwały Walnego Zgromadzenia podjętej odpowiednią większością głosów oraz wpisu do rejestru przedsiębiorców. Zmianę Statutu Zarząd zgłasza do sądu rejestrowego. Zgłoszenie zmiany Statutu nie może nastąpić po upływie trzech miesięcy od dnia powzięcia uchwały przez Walne Zgromadzenie w sprawie zmiany Statutu.

Jednolity tekst Statutu Emitenta przygotowujący jest przez Zarząd, a następnie przyjmowany przez Radę Nadzorczą.

10. Sposób działania Walnego Zgromadzenia i jego zasadnicze uprawnienia oraz opis praw akcjonariuszy i sposobu ich wykonywania, w szczególności zasady wynikające z regulaminu Walnego Zgromadzenia, o ile informacje w tym zakresie nie wynikają wprost z przepisów prawa

10.1. Opis sposobu działania Walnego Zgromadzenia

Walne Zgromadzenie działa według zasad określonych w Kodeksie spółek handlowych, Statucie oraz w Regulaminie Walnego Zgromadzenia. Regulamin Walnego Zgromadzenia określa w szczególności zasady prowadzenia obrad i podejmowania uchwał. Regulamin Walnego Zgromadzenia jest dostępny na stronie internetowej Emitenta (www.pgnig.pl).

Walne Zgromadzenie może być zwyczajne lub nadzwyczajne, odbywa się w siedzibie Emitenta. Walne Zgromadzenie może podejmować uchwały jedynie w sprawach objętych szczegółowym porządkiem obrad, chyba że cały kapitał zakładowy jest reprezentowany na Walnym Zgromadzeniu, a nikt z obecnych nie zgłosił sprzeciwu dotyczącego powzięcia uchwały nieobjętej porządkiem obrad. Porządek obrad proponuje Zarząd albo podmiot zwołujący Walne Zgromadzenie.

Zgodnie z postanowieniami Kodeksu spółek handlowych akcjonariusz lub akcjonariusze, przedstawiający co najmniej 5% kapitału zakładowego mogą żądać umieszczenia poszczególnych spraw w porządku obrad najbliższego Walnego Zgromadzenia. Uprawnienie to przysługuje również akcjonariuszowi - Skarbowi Państwa niezależnie od udziału w kapitale zakładowym. Walne Zgromadzenie zwołuje Zarząd działając:

1. z własnej inicjatywy;
2. na żądanie akcjonariusza lub akcjonariuszy, przedstawiających co najmniej 5% kapitału zakładowego, złożone na piśmie lub w postaci elektronicznej;
3. na żądanie akcjonariusza – Skarbu Państwa niezależnie od udziału w kapitale zakładowym, złożone na piśmie lub w postaci elektronicznej;
4. na żądanie członka Rady Nadzorczej powołanego zgodnie z § 36 ust. 1 Statutu, (członek niezależny), złożone na piśmie lub w postaci elektronicznej;
5. na pisemne żądanie Rady Nadzorczej.

Jeżeli Walne Zgromadzenie nie zostało przez Zarząd zwołane w terminie 2 tygodni od daty zgłoszenia żądania, sąd rejestrowy może upoważnić akcjonariuszy do zwołania nadzwyczajnego walnego zgromadzenia.

Akcjonariusze przedstawiający co najmniej 50% kapitału zakładowego lub co najmniej 50% ogółu głosów w spółce mogą zwołać Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie.

Rada Nadzorcza może zwołać Zwyczajne Walne Zgromadzenie, jeżeli Zarząd nie zwoła go w terminie określonym w Kodeksie spółek handlowych lub w Statucie, oraz Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie, jeżeli zwołanie go uzna za stosowne.

Walne Zgromadzenie zwołuje się poprzez ogłoszenie dokonywane na stronie internetowej oraz w sposób określony dla przekazywania informacji bieżących zgodnie z przepisami o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych.

Ogłoszenie powinno być dokonane co najmniej na 26 dni przed terminem Walnego Zgromadzenia.

Zwyczajne Walne Zgromadzenie zwołuje Zarząd, jeden raz w roku, nie później niż w terminie 6 miesięcy po upływie roku obrotowego.

Głosowanie na Walnym Zgromadzeniu jest jawne. Tajne głosowanie zarządza się przy wyborach organów Emitenta albo likwidatora Emitenta oraz nad wnioskiem o odwołanie członków organów Emitenta lub likwidatorów, o pociągnięcie ich do odpowiedzialności, jak również w sprawach osobowych. Poza tym głosowanie tajne zarządza się na żądanie choćby jednego z akcjonariuszy obecnych lub reprezentowanych na Walnym Zgromadzeniu.

Walne Zgromadzenie podejmuje uchwały bez względu na liczbę reprezentowanych na nim akcji, o ile przepisy Kodeksu spółek handlowych lub Statutu nie stanowią inaczej.

Akcjonariusz ma prawo zgłoszenia sprzeciwu wobec uchwały Walnego Zgromadzenia oraz, zgodnie z Regulaminem Walnego Zgromadzenia, powinien mieć zapewnioną możliwość zwięzłego uzasadnienia sprzeciwu. Każdy akcjonariusz może podczas obrad Walnego Zgromadzenia zgłaszać projekty uchwał dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad.

Obrady Walnego Zgromadzenia otwiera Przewodniczący Rady Nadzorczej lub Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej, a w przypadku ich nieobecności Prezes Zarządu albo osoba wyznaczona przez Zarząd. Osoba otwierająca obrady Walnego

Zgromadzenia powinna doprowadzić do niezwłocznego wyboru Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia, powstrzymując się od jakichkolwiek rozstrzygnięć merytorycznych lub formalnych. Wyboru Przewodniczącego dokonuje się w głosowaniu tajnym. Przewodniczący Walnego Zgromadzenia zapewnia sprawny przebieg obrad i poszanowanie praw i interesów wszystkich akcjonariuszy. Przewodniczący nie powinien bez ważnych powodów składać rezygnacji z pełnionej funkcji, nie może też bez uzasadnionych powodów opóźniać podpisania protokołu Walnego Zgromadzenia.

W Walnym Zgromadzeniu mają prawo uczestniczyć oprócz akcjonariuszy:

1. członkowie Zarządu i Rady Nadzorczej, a także kandydaci do Rady Nadzorczej (jeżeli przedmiotem obrad Walnego Zgromadzenia ma być powołanie członka lub członków Rady Nadzorczej); w przypadku kandydatów do Rady Nadzorczej Walne Zgromadzenie może ograniczyć ich prawo głosu do spraw bezpośrednio związanych z kandydowaniem do Rady Nadzorczej;
2. goście zaproszeni przez organ zwołujący Walne Zgromadzenie i eksperci, w tym biegli rewidenci oraz służby prawne Spółki, wprowadzeni w celu przedstawienia opinii oraz wyjaśnień w sprawach objętych porządkiem obrad - z tym zastrzeżeniem, że ich prawo głosu może być ograniczone przez Walne Zgromadzenie tylko do tych punktów porządku obrad, w związku z którymi zostali zaproszeni;
3. notariusze sporządzający protokół z Walnego Zgromadzenia.

Przewodniczący Walnego Zgromadzenia może zarządzać krótkie przerwy (techniczne) w obradach, które nie stanowią odroczenia obrad, pod warunkiem, że nie ma to na celu utrudnienia akcjonariuszom wykonywania ich praw.

10.2. Opis zasadniczych uprawnień Walnego Zgromadzenia

Walne Zgromadzenie jest organem stanowiącym Emitenta. Walne Zgromadzenie podejmuje uchwały w sprawie:

1. rozpatrzenia i zatwierdzenia sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy oraz sprawozdania Zarządu z działalności Emitenta;
2. udzielenia absolutorium członkom organów Emitenta z wykonania obowiązków;
3. podziału zysku lub pokrycia straty;
4. ustalenia dnia dywidendy lub rozłożenia wypłaty dywidendy na raty;
5. powołania i odwołania członków Rady Nadzorczej;
6. rozpatrzenia i zatwierdzenia skonsolidowanego sprawozdania grupy kapitałowej oraz sprawozdania z działalności grupy kapitałowej za ubiegły rok obrotowy;
7. zawieszania członków Zarządu w czynnościach oraz ich odwoływania;
8. zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa Emitenta lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego;
9. nabycia składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości, użytkownika wieczystego lub udziałów w nieruchomości, o wartości przekraczającej równowartość 2 000 000 euro w złotych;
10. zbycia składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości, użytkownika wieczystego lub udziałów w nieruchomości, o wartości przekraczającej równowartość 1 000 000 euro w złotych;
11. wniesienia aportem do innej spółki aktywów trwałych, w tym nieruchomości, użytkownika wieczystego lub udziałów w nieruchomości, o wartości przekraczającej równowartość 1 000 000 euro w złotych;
12. zawarcia przez Emitenta umowy kredytu, pożyczki, poręczenia lub innej podobnej umowy z członkiem Zarządu, Rady Nadzorczej, prokurentem, likwidatorem albo na rzecz którejkolwiek z tych osób;
13. podwyższenia i obniżenia kapitału zakładowego Emitenta;
14. emisji obligacji zamiennych lub z prawem pierwszeństwa i emisji warrantów subskrypcyjnych;
15. nabycia akcji własnych, które mają być zaoferowane do nabycia pracownikom lub osobom, które były zatrudnione przez Emitenta lub spółkę z nim powiązaną przez okres co najmniej trzech lat;
16. przymusowego wykupu akcji;
17. tworzenia, użycia i likwidacji kapitałów rezerwowych;
18. użycia kapitału zapasowego;
19. postanowień dotyczących roszczeń o naprawienie szkody wyrządzonej przy zawiązaniu Emitenta lub sprawowaniu zarządu albo nadzoru;
20. połączenia, przekształcenia oraz podziału Emitenta;
21. przeniesienia siedziby Emitenta za granicę;
22. uprzywilejowania akcji;
23. utworzenia spółki europejskiej, przekształcenia w taką spółkę lub przystąpienia do niej;
24. zmiany Statutu i zmiany przedmiotu działalności Emitenta;
25. rozwiązania i likwidacji Emitenta;
26. ustalenia zasad wynagradzania członków Rady Nadzorczej;
27. objęcia, nabycia albo zbycia udziałów lub akcji podmiotów wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGNiG, które na podstawie powszechnie obowiązujących przepisów pełnią funkcję operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu magazynowania, z określeniem warunków i trybu zbywania;
28. zawiązania innej spółki, objęcia albo nabycia akcji lub udziałów w innej spółce niż wymieniona w pkt. 27 powyżej, za wyjątkiem:
 - a) gdy następuje za wierzycelności spółki w ramach postępowań ugodowych lub układowych lub,

- b) gdy następuje w celu realizacji zatwierdzonej zgodnie z § 33 ust. 1 pkt 6a Strategii i dotyczy spółki, której przedmiotem działalności jest:
- wydobywanie lub wytwarzanie paliw lub energii, lub
 - obrót paliwami lub energią, lub
 - przesyłanie, dystrybucja lub transport paliw lub energii, lub
 - budowa obiektów budowlanych związanych z wydobywaniem, wytwarzaniem, przesyłaniem, dystrybucją, transportem paliw lub energii, lub
 - wytwarzanie lub zaopatrywanie w parę wodną lub gorącą wodę lub powietrze do układów klimatyzacyjnych, lub
- c) gdy dotyczy spółki, w której Spółka posiada co najmniej 50% udziałów lub akcji, lub
- d) gdy dotyczy nabycia lub objęcia akcji lub udziałów w innych spółkach, które nie rozpoczęły działalności operacyjnej, lub
- e) gdy następuje w celu realizacji zatwierdzonej zgodnie z § 33 ust. 1 pkt 6a Strategii i dotyczy nabycia lub objęcia akcji lub udziałów spółki będącej w ramach holdingu właścicielem akcji lub udziałów spółek, o których mowa w lit. b, lub
- f) gdy następuje w pierwotnym lub wtórnym publicznym obrocie papierami wartościowymi,
29. zbycie akcji lub udziałów innej spółki niż wymieniona w pkt. 27 powyżej, z określeniem warunków i trybu ich zbywania, za wyjątkiem:
- a) zbywania akcji będących w publicznym obrocie papierami wartościowymi,
 - b) zbywania akcji lub udziałów, które spółka posiada w ilości nieprzekraczającej 10% udziału w kapitale zakładowym poszczególnych spółek,
 - c) zbywania akcji i udziałów objętych za wierzycelności Spółki w ramach postępowań układowych lub ugodowych.

10.3. Opis praw akcjonariuszy w ramach Walnego Zgromadzenia i sposobu ich wykonywania

Akcjonariusze mają prawo do uczestniczenia w Walnych Zgromadzeniach oraz wykonywania prawa głosu z posiadanych akcji.

Do udziału w Walnym Zgromadzeniu uprawniony jest każdy akcjonariusz Emitenta. Jedna akcja uprawnia do wykonania jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu.

Prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu Spółki mają osoby będące akcjonariuszami Emitenta na 16 dni przed datą Walnego Zgromadzenia (dzień rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu). Dzień rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu jest jednolity dla uprawnionych z akcji na okaziciela i akcji imiennych.

Uprawnieni z akcji imiennych i świadectw tymczasowych oraz zastawnicy i użytkownicy, którym przysługuje prawo głosu, mają prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu, jeżeli są wpisani do księgi akcyjnej w dniu rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu.

Akcje na okaziciela mające postać dokumentu dają prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu, jeżeli dokumenty akcji zostaną złożone w Spółce nie później niż w dniu rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu i nie będą odebrane przed zakończeniem tego dnia. Zamiast akcji może być złożone zaświadczenie wydane na dowód złożenia akcji u notariusza, w banku lub firmie inwestycyjnej mających siedzibę lub oddział na terytorium Unii Europejskiej lub państwa będącego stroną umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, wskazanych w ogłoszeniu o zwołaniu Walnego Zgromadzenia. W zaświadczeniu wskazuje się numery dokumentów akcji i stwierdza, że dokumenty akcji nie będą wydane przed upływem dnia rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu.

Listę uprawnionych z akcji na okaziciela do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu ustala się na podstawie akcji złożonych w spółce oraz wykazu sporządzonego przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. zgodnie z przepisami Ustawy o obrocie instrumentami finansowymi.

Akcjonariusze mogą uczestniczyć w Walnym Zgromadzeniu oraz wykonywać prawo głosu osobiście, przez przedstawicieli lub pełnomocników. Pełnomocnictwo powinno być udzielone na piśmie lub formie elektronicznej. Domniemywa się, że dokument pisemny lub elektroniczny potwierdzający prawo reprezentowania akcjonariusza na Walnym Zgromadzeniu jest zgodny z prawem i nie wymaga dodatkowych potwierdzeń, chyba że jego autentyczność lub ważność prima facie budzi wątpliwości Zarządu lub Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia.

Akcjonariusz lub akcjonariusze przedstawiający co najmniej 5% kapitału zakładowego Emitenta oraz akcjonariusz – Skarb Państwa, niezależnie od udziału w kapitale zakładowym Emitenta, mają prawo żądania zwołania Walnego Zgromadzenia pod warunkiem złożenia stosownego żądania na piśmie lub w postaci elektronicznej. W przypadku niezwołania przez Zarząd Walnego Zgromadzenia na wniosek akcjonariusza lub akcjonariuszy w terminie dwóch tygodni od dnia jego złożenia sąd rejestrowy może, po wezwaniu Zarządu do złożenia oświadczenia, upoważnić akcjonariusza lub akcjonariuszy do zwołania Walnego Zgromadzenia. Dodatkowo akcjonariusze przedstawiający co najmniej 5% kapitału zakładowego Emitenta mogą żądać umieszczenia poszczególnych spraw w porządku obrad najbliższego Walnego Zgromadzenia. Uprawnienie to przysługuje również akcjonariuszowi - Skarbowi Państwa niezależnie od udziału w kapitale zakładowym Emitenta. Żądanie takie winno być przesłane

do Emitenta na piśmie bądź w postaci elektronicznej w języku polskim oraz powinno zawierać uzasadnienie lub projekt uchwały dotyczącej proponowanego punktu porządku obrad. Żądanie powinno być zgłoszone Zarządowi nie później niż na 21 dni przed wyznaczonym terminem Walnego Zgromadzenia. Akcjonariusz lub akcjonariusze reprezentujący co najmniej 5% kapitału zakładowego mogą przed terminem Walnego Zgromadzenia zgłaszać Spółce na piśmie lub drogą elektroniczną projekty uchwał dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad Walnego Zgromadzenia lub spraw, które mają zostać wprowadzone do porządku obrad. Usunięcie sprawy zamieszczonej w porządku obrad Walnego Zgromadzenia bądź zaniechanie rozpatrywania sprawy umieszczonej w porządku obrad na wniosek akcjonariusza lub akcjonariuszy wymaga uchwały Walnego Zgromadzenia podjętej większością 3/4 głosów oraz dodatkowo zgody wszystkich obecnych na Walnym Zgromadzeniu akcjonariuszy, którzy zgłosili taki wniosek.

Statut Spółki nie przewiduje możliwości uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej (w tym wypowiedzania się w trakcie Walnego Zgromadzenia przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej), wykonywania prawa głosu drogą korespondencyjną lub przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej.

Na wniosek akcjonariuszy przedstawiających co najmniej 20% kapitału zakładowego, wybór Rady Nadzorczej dokonywany jest w drodze głosowania oddzielnymi grupami. Akcjonariusze reprezentujący na Walnym Zgromadzeniu tę część akcji, która przypada z podziału ogólnej liczby reprezentowanych akcji przez liczbę członków Rady Nadzorczej, mogą utworzyć oddzielną grupę celem wyboru jednego członka Rady Nadzorczej, nie biorą jednak udziału w wyborze pozostałych członków. Akcjonariusz, który bierze udział w tworzeniu danej grupy może głosować ze swoich akcji wyłącznie w ramach tej grupy, co oznacza, że nie może dzielić pakietu posiadanych akcji. Liczba członków Rady Nadzorczej, którzy mogą być wybrani w danej grupie wynika z ilorazu liczby akcji reprezentowanych przez tę grupę i minimalnej liczby akcji potrzebnej dla utworzenia grupy. Mandaty w Radzie Nadzorczej nieobsadzone przez odpowiednią grupę akcjonariuszy, obsadza się w drodze głosowania, w którym uczestniczą wszyscy akcjonariusze, których głosy nie zostały oddane przy wyborze członków Rady Nadzorczej, wybieranych w drodze głosowania oddzielnymi grupami.

Podczas obrad Walnego Zgromadzenia Zarząd jest obowiązany do udzielenia akcjonariuszowi na jego żądanie informacji dotyczących Emitenta, jeżeli jest to uzasadnione dla oceny sprawy objętej porządkiem obrad. Zarząd odmawia udzielenia informacji, jeżeli mogłoby to wyrządzić szkodę Emitentowi albo spółce z nim powiązanej, albo spółce lub spółdzielni zależnej, w szczególności przez ujawnienie tajemnic technicznych, handlowych lub organizacyjnych przedsiębiorstwa.

Członek zarządu może odmówić udzielenia informacji, jeżeli udzielenie informacji mogłoby stanowić podstawę jego odpowiedzialności karnej, cywilnoprawnej bądź administracyjnej.

W uzasadnionych przypadkach Zarząd może udzielić informacji na piśmie nie później niż w terminie 2 tygodni od dnia zgłoszenia żądania podczas Walnego Zgromadzenia.

Odpowiedź uznaje się za udzieloną, jeżeli odpowiednie informacje są dostępne na stronie internetowej Emitenta, w miejscu wydzielonym na zadawanie pytań przez akcjonariuszy i udzielanie im odpowiedzi.

Zarząd może udzielić akcjonariuszowi informacji dotyczących Emitenta poza Walnym Zgromadzeniem. Informacje takie wraz z podaniem daty ich przekazania i osoby, której udzielono informacji, powinny zostać ujawnione przez Zarząd na piśmie w materiałach przedkładanych najbliższemu Walnemu Zgromadzeniu. Materiały mogą nie obejmować informacji podanych do wiadomości publicznej, w tym w trybie raportu bieżącego na podstawie § 38 ust 1 pkt 12 Rozporządzenia oraz udzielonych podczas Walnego Zgromadzenia.

Akcjonariusz może żądać przesłania mu listy akcjonariuszy, nieodpłatnie pocztą elektroniczną, a także przeglądać księgę protokołów oraz żądać wydania poświadczonych przez Zarząd odpisów uchwał Walnego Zgromadzenia.

Akcjonariusz może żądać wydania odpisów wniosków w sprawach objętych porządkiem obrad, w terminie tygodnia przed Walnym Zgromadzeniem. Odpis sprawozdania Zarządu z działalności spółki i sprawozdania finansowego wraz z odpisem sprawozdania Rady Nadzorczej oraz opinii biegłego rewidenta wydawane są akcjonariuszom na żądanie, najpóźniej na 15 dni przed zwyczajnym Walnym Zgromadzeniem.

Podczas obrad Walnego Zgromadzenia akcjonariusz biorący udział w Walnym Zgromadzeniu może zgłaszać wnioski porządkowe, w tym wniosek o zmianę kolejności rozpatrywania spraw zamieszczonych w porządku obrad lub o zarządzenie przerwy w obradach Walnego Zgromadzenia. Każdy akcjonariusz ma również prawo złożenia wniosku o zarządzenie tajnego głosowania.

Emitent prowadzi własną stronę internetową i zamieszcza na niej od dnia zwołania Walnego Zgromadzenia:

1. ogłoszenie o zwołaniu Walnego Zgromadzenia;
2. informację o ogólnej liczbie akcji spółki i liczbie głosów z tych akcji w dniu ogłoszenia, a jeżeli akcje są różnych rodzajów - także o podziale akcji na poszczególne rodzaje i liczbie głosów z akcji poszczególnych rodzajów;
3. dokumentację, która ma być przedstawiona Walnemu Zgromadzeniu;
4. projekty uchwał lub, jeżeli nie przewiduje się podejmowania uchwał, uwagi Zarządu lub Rady Nadzorczej PGNiG, dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad lub spraw, które mają zostać wprowadzone do porządku obrad przed terminem Walnego Zgromadzenia.

11. Skład osobowy i zmiany, które w nim zaszły w ciągu ostatniego roku obrotowego, oraz opis działania organów zarządzających, nadzorujących lub administrujących Emitenta oraz ich komitetów

11.1. Opis działania organów zarządzających – Zarząd

11.1.1. Skład osobowy Zarządu

W skład Zarządu Emitenta na dzień 1 stycznia 2016 r. wchodziły następujące osoby:

1. Pan Piotr Woźniak – pełniący obowiązki Prezesa Zarządu,
2. Pan Waldemar Wójcik - Wiceprezes Zarządu.

Na dzień 1 stycznia 2016 r. funkcję Prokurenta Spółki pełniły następujące osoby:

1. Pani Violetta Jasińska-Jaśkowiak,
2. Pan Janusz Kowalski,
3. Pan Bogusław Marzec,
4. Pan Maciej Woźniak.

Funkcję Prokurenta Spółki przez cały 2016 r. pełniła Pani Violetta Jasińska-Jaśkowiak.

Pan Janusz Kowalski, Pan Bogusław Marzec i Pan Maciej Woźniak wypowiedzieli prokury z dniem 10 lutego 2016 r.

Rada Nadzorcza PGNiG na posiedzeniu w dniu 10 lutego 2016 r. powołała w skład Zarządu PGNiG z dniem 11 lutego 2016 r. na wspólną kadencję kończącą się w dniu 30 grudnia 2016 r.:

1. Pana Piotra Woźniaka – Prezes Zarządu PGNiG,
2. Pana Janusza Kowalskiego – Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych,
3. Pana Łukasza Kroplewskiego – Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju,
4. Pana Bogusława Marca – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
5. Pana Macieję Woźniaka – Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych.

Pan Waldemar Wójcik, wybrany przez pracowników w dniu 3 kwietnia 2014 r., nadal pełnił funkcję Wiceprezesa Zarządu, a zatem Zarząd PGNiG liczył 6 osób.

W dniu 14 listopada 2016 r. Pan Janusz Kowalski, Wiceprezes Zarządu PGNiG ds. Operacyjnych, podjął decyzję o rezygnacji z ubiegania się o wybór w następnej kadencji Zarządu PGNiG.

W dniu 13 grudnia 2016 r. Pan Bogusław Marzec, Wiceprezes Zarządu PGNiG ds. Finansowych, podjął decyzję o rezygnacji z ubiegania się o wybór w następnej kadencji Zarządu PGNiG.

Rada Nadzorcza PGNiG na posiedzeniu w dniu 19 grudnia 2016 r. powołała na wspólną kadencję rozpoczynającą się z dniem 31 grudnia 2016 r. na okres 3 lat Zarząd PGNiG w składzie:

1. Pan Piotr Woźniak - Prezes Zarządu PGNiG,
2. Pan Radosław Bartosik – Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych,
3. Pan Łukasz Kroplewski - Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju.
4. Pan Michał Pietrzyk - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
5. Pan Maciej Woźniak - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych,

W skład Zarządu Emitenta na dzień 31 grudnia 2016 r. wchodziły następujące osoby:

1. Pan Piotr Woźniak – Prezes Zarządu PGNiG,
2. Pan Radosław Bartosik – Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych,
3. Pan Łukasz Kroplewski - Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju.
4. Pan Michał Pietrzyk - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
5. Pan Maciej Woźniak - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych,
6. Pan Waldemar Wójcik - Wiceprezes Zarządu.

Rada Nadzorcza PGNiG na posiedzeniu w dniu 6 marca 2017 r. odwołała ze składu Zarządu Pana Waldemara Wójcika i powołała w skład Zarządu Panią Magdalenę Zegarską, kandydata wybranego przez pracowników PGNiG.

11.1.2. Zasady działania Zarządu Emitenta

Tryb działania Zarządu określa Regulamin uchwalony przez Zarząd i zatwierdzony przez Radę Nadzorczą.

Regulamin Zarządu jest dostępny na stronie internetowej Emitenta pod adresem: www.pgnig.pl w sekcji "Ład korporacyjny".

Zarząd składa się z 2 do 7 osób, przy czym liczbę członków Zarządu określa Rada Nadzorcza, jako organ uprawniony do powoływania członków Zarządu lub całego Zarządu. Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa 3 lata.

Do czasu, gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Emitenta, a Emitent zatrudnia średniorocznie powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorcza powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników Emitenta na okres kadencji Zarządu.

Zarząd prowadzi sprawy Emitenta i reprezentuje go we wszystkich czynnościach sądowych i pozasądowych. Do kompetencji Zarządu należą wszelkie sprawy związane z prowadzeniem spraw Emitenta niezastrzeżone przepisami prawa lub Statutu dla Walnego Zgromadzenia lub Rady Nadzorczej. Pracami Zarządu kieruje Prezes Zarządu.

Zarząd obowiązany jest w szczególności do:

1. opracowywania rocznych planów działalności gospodarczej, w tym planów inwestycyjnych, oraz Strategii Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG oraz strategicznych planów wieloletnich i przedkładania ich Radzie Nadzorczej do zatwierdzenia;
2. przedkładania ministrowi właściwemu do spraw energii, na każde żądanie tych organów, szczegółowych informacji na temat zadań wykonywanych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju;
3. przedkładania ministrowi właściwemu do spraw energii, w terminie 2 miesięcy po zakończeniu Walnego Zgromadzenia lub Zgromadzenia Wspólników zatwierdzającego sprawozdania finansowe i sprawozdania z działalności spółek zależnych oraz powiązanych, roczne informacje, wraz z oceną ich skutków dla bezpieczeństwa energetycznego kraju, dotyczące:

a) realizacji strategicznych przedsięwzięć inwestycyjnych lub udziału w przedsięwzięciach inwestycyjnych trwale lub przejściowo pogarszających efektywność ekonomicznej działalności tych spółek, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski,

b) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną przez operatora lub właściciela systemu dystrybucyjnego lub gazociągu międzysystemowego, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem siecią przesyłową, siecią dystrybucyjną, gazociągami międzysystemowymi albo gazociągami bezpośrednim w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,

c) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną przez operatora lub właściciela instalacji magazynowej, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą budową, rozbudową lub rozporządzeniem instalacją magazynową w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,

d) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną przez właściciela jednostki wytwórczej lub kogeneracyjnej, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem jednostką wytwórczą albo jednostką kogeneracyjną w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,

e) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z poszukiwaniem, rozpoznawaniem lub wydobywaniem węglowodorów, w rozumieniu prawa geologicznego i górnictwa, o wartości przekraczającej równowartość 5 000 000 euro w złotych,

- przy czym punkty a) - e) powyżej nie dotyczą informacji o: umowach kredytu, usługach związanych z utrzymaniem w stanie niepogorszonym, w tym remontów, oraz usług i prac geofizycznych, wiertniczych, serwisowych, a także usług lub dostaw związanych z wykonaniem powyższych umów lub czynności.

- punkt e) nie obejmuje dodatkowo informacji dotyczących działalności zagranicznego podmiotu zależnego związanych z zawieraniem umów zwykłego zarządu dotyczących funkcjonowania struktury organizacyjnej spółki, w tym umów o pracę, eksploatacji majątku o wartości zobowiązań nieprzekraczających 5 000 000 euro i kosztów bieżącego zarządu.

4. przedkładania ministrowi właściwemu do spraw energii, w terminie 21 dni po zakończeniu Walnego Zgromadzenia lub Zgromadzenia Wspólników spółek powiązanych oraz zależnych, którego przedmiotem, było:

a) strategiczne przedsięwzięcie inwestycyjne lub udział w przedsięwzięciach inwestycyjnych trwale lub przejściowo pogarszających efektywność ekonomicznej działalności tych spółek, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski,

b) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną przez operatora lub właściciela systemu dystrybucyjnego lub gazociągu międzysystemowego, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem siecią przesyłową, siecią dystrybucyjną, gazociągami międzysystemowymi albo gazociągami bezpośrednim w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,

c) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną przez operatora lub właściciela instalacji magazynowej, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą budową, rozbudową lub rozporządzeniem instalacją magazynową w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości

aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,

d) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną przez właściciela jednostki wytwórczej lub kogeneracyjnej dotyczącego lub związanego z projektowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem jednostką wytwórczą albo jednostką kogeneracyjną w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500.000 euro w złotych,

e) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z poszukiwaniem lub rozpoznawaniem złóż węglowodorów, lub wydobywaniem węglowodorów w rozumieniu prawa geologicznego i górniczego, o wartości przekraczającej równowartość 5 000 000 euro w złotych,

f) zatwierdzenie rocznych planów finansowych, szczegółową informację dotyczącą decyzji podjętych przez Walne Zgromadzenie lub Zgromadzenie Wspólników w przedmiocie określonym w pkt a - f wraz z oceną jej skutków dla bezpieczeństwa energetycznego kraju,

- powyższe, nie dotyczy informacji o umowach kredytu, usługach związanych z utrzymaniem w stanie niepogorszonym, w tym remontów, oraz usług i prac geofizycznych, wiertniczych, serwisowych, a także usług lub dostaw związanych z wykonaniem powyższych umów lub czynności.

Punkt e) nie obejmuje dodatkowo informacji dotyczących działalności zagranicznego podmiotu zależnego związanych z zawieraniem umów zwykłego zarządu dotyczących funkcjonowania struktury organizacyjnej spółki, w tym umów o pracę, eksploatacji majątku o wartości zobowiązań nieprzekraczających 5 000 000 euro i kosztów bieżącego zarządu.

5. sporządzania i przekazywania ministrowi właściwemu do spraw energii, w terminie do końca miesiąca, w którym nastąpiła publikacja raportu okresowego na Gieldzie Papierów Wartościowych, analizę ekonomiczno-finansową Spółki oraz spółek zależnych pełniących funkcję operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu magazynowania w formie określonej przez ministra właściwego do spraw energii.

Zarząd zobowiązany jest do przedkładania Radzie Nadzorczej do oceny sprawozdań finansowych za ubiegły rok obrotowy wraz z opinią biegłego rewidenta z badania tego sprawozdania, sprawozdania Zarządu z działalności Emitenta za ubiegły rok obrotowy oraz propozycji podziału zysku lub pokrycia straty za ubiegły rok obrotowy – bez wezwania, w terminie umożliwiającym Radzie Nadzorczej dokonanie oceny tych dokumentów przed ich przedstawieniem Walnemu Zgromadzeniu.

Do składania oświadczeń w imieniu Emitenta wymagane jest współdziałanie dwóch członków Zarządu lub jednego członka Zarządu łącznie z prokurentem. Uchwały Zarządu wymagają wszystkie sprawy przekraczające zakres zwykłych czynności Emitenta.

Zarząd podejmuje uchwały w szczególności w następujących sprawach:

1. przyjęcie regulaminu Zarządu;
2. przyjęcie regulaminu organizacyjnego przedsiębiorstwa Emitenta;
3. tworzenie i likwidacja oddziałów;
4. powołanie prokurenta;
5. podział kompetencji pomiędzy członków Zarządu, z zastrzeżeniem, iż uchwała Zarządu w tej sprawie wymaga zatwierdzenia przez Radę Nadzorczą;
6. wyrażenie zgody na powołanie i odwołanie członków organów spółek zależnych lub powiązanych, w ramach przysługujących spółce uprawnień;
7. zaciąganie i udzielanie pożyczek oraz zaciąganie kredytów, z zastrzeżeniem przypadków gdy Statut wymaga zgody lub opinii Rady Nadzorczej;
8. przyjęcie rocznych planów działalności gospodarczej, w tym planów inwestycyjnych z zastrzeżeniem zatwierdzenia tych planów przez Radę;
9. przyjęcie Strategii Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG oraz strategicznych planów wieloletnich z zastrzeżeniem zatwierdzenia tych planów przez Radę Nadzorczą;
10. zaciąganie zobowiązań warunkowych, w tym udzielanie przez Emitenta gwarancji, poręczeń oraz wystawianie weksli, z zastrzeżeniem przypadków gdy Statut wymaga zgody lub opinii Rady Nadzorczej;
11. zbycie i nabycie składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości, użytkowania wieczystego lub udziałów w nieruchomości, o wartości równej lub przekraczającej równowartość kwoty 50 000 euro w złotych polskich, z zastrzeżeniem przypadków gdy Statut wymaga zgody Rady Nadzorczej lub uchwały Walnego Zgromadzenia;
12. sprawy, o których rozpatrzenie Zarząd zwraca się do Rady Nadzorczej lub Walnego Zgromadzenia;
13. przyjęcie szczegółowych informacji na temat zadań wykonywanych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, które przedkładane są ministrowi właściwemu do spraw energii na każde żądanie;
14. zawiązanie innej spółki, objęcie, nabycie albo zbycie udziałów lub akcji w innej spółce, z określeniem warunków i trybu ich zbywania, do wartości nieprzekraczającej równowartość w złotych polskich 2 000 000 euro, jeśli dokonanie tej czynności nie wymaga zgodny Walnego Zgromadzenia;
15. dokonywanie darowizn, zwalnianie z długu, oraz zawieranie innych umów niezwiązanych z przedmiotem działalności gospodarczej określonym w Statucie;

16. zawieranie transakcji i umów kupna-sprzedaży lub innych umów rozporządzających, składania oświadczeń woli i zaciągania zobowiązań dotyczących: paliw gazowych (w tym dotyczących gazu LNG i regazyfikacji gazu LNG), ropy naftowej, gazoliny i innych pochodnych z przetwarzania ropy naftowej i gazu ziemnego, energii elektrycznej, ciepła, uprawnień do emisji gazów cieplarnianych lub innych substancji, praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii elektrycznej, węgla kamiennego i brunatnego, biomasy, regulacyjnych usług systemowych, innych praw pochodnych opartych na paliwach gazowych lub energii elektrycznej, innych instrumentów finansowych i towarów, udostępniania zdolności przesyłowych dla energii elektrycznej, bilansowania i świadczenia usług dyspozytorskich lub udostępniania zdolności przesyłowych dla paliw gazowych o wartości przekraczającej 20% kapitału zakładowego Emitenta, z tym, że zawarcie umów tego rodzaju o wartości przekraczającej równowartość w złotych 100 000 000 euro, wymaga zaopiniowania przez Radę Nadzorczą, z zastrzeżeniem przypadków gdy Statut wymaga zgody Rady Nadzorczej;
17. dokonywanie innych czynności prawnych niż wymienione w pkt 1 – 16, których wartość przekracza równowartość kwoty 400 000 euro w złotych polskich.

W sprawach niewymagających uchwały Zarządu każdy z członków Zarządu wykonuje powierzone mu funkcje samodzielnie i jest obowiązany do informowania na posiedzeniach Zarządu o podejmowanych istotnych decyzjach i wynikach nadzoru sprawowanego w szczególności nad działalnością merytorycznych komórek organizacyjnych Emitenta w zakresie, jaki wynika z podziału kompetencji pomiędzy członkami Zarządu.

Posiedzenia Zarządu odbywają się stosownie do zaistniałych potrzeb. Każdy z członków Zarządu może złożyć wniosek do Prezesa Zarządu lub osoby go zastępującej w sprawie zwołania posiedzenia w sprawach wymagających niezwłocznej decyzji Zarządu lub dla poinformowania o ważnych sprawach dotyczących Emitenta. Również Przewodniczący Rady Nadzorczej ma prawo wnosić o zwołanie posiedzenia Zarządu przedstawiając Prezesowi Zarządu na piśmie porządek obrad tego posiedzenia. Przewodniczący Rady Nadzorczej ma dodatkowo prawo wnosić do Prezesa Zarządu żądanie umieszczenia poszczególnych spraw w porządku posiedzenia Zarządu.

Zgodnie ze Statutem PGNiG, w uzasadnionych przypadkach dopuszcza się możliwość głosowania w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość, przy czym protokół z takiego głosowania przyjmowany jest na najbliższym posiedzeniu Zarządu.

Zasady i wysokość wynagrodzenia członków Zarządu ustala Rada Nadzorcza, chyba że znajdujące zastosowanie przepisy prawa bezwzględnie obowiązującego stanowią inaczej.

Informacje o odbytych posiedzeniach Zarządu i podjętych uchwałach

W 2016 roku Zarząd Spółki odbył 63 posiedzenia Zarządu i podjął 733 uchwały, w tym 8 uchwał w trybie obiegowym, przewidzianym w § 21 ust. 6 Statutu PGNiG oraz § 4 ust. 10 Regulaminu Zarządu PGNiG S.A. W 25 posiedzeniach Zarządu ogłoszono przerwę w obradach.

W roku 2016 Walne Zgromadzenie PGNiG nie zleciło żadnych zadań do wykonania w Spółce.

W zakresie zaleceń, kierowanych przez Ministra Energii w 2016 r. były to:

1. dokonanie przez Radę Nadzorczą Spółki wyboru oferty na badanie sprawozdania finansowego Spółki po przeprowadzeniu postępowania mającego na celu zapewnienie niezależnego i bezstronnego wyboru oferty, w oparciu o wskazane przez Ministerstwo Energii kryteria.

Ze względu na fakt, iż podmiot uprawniony do badania sprawozdania finansowego w latach 2016-2018 został przez Radę Nadzorczą Spółki wybrany w 2015 r., obecnie nie istnieje potrzeba przeprowadzania procedury, mającej na celu wyłonienie takiego podmiotu.

2. podjęcie przez Radę Nadzorczą Spółki skutecznych działań, tak aby do końca czerwca 2017 r. członkowie organów nadzorczych spółek w grupie kapitałowej dysponowali takimi samymi uprawnieniami, jakie wymagane są od kandydatów do rad nadzorczych spółek z udziałem Skarbu Państwa.

Rada Nadzorcza, przy udziale Zarządu Spółki podjęła niezbędne czynności, mające na celu dostosowanie kwalifikacji członków organów nadzorczych w spółkach grupy kapitałowej do wymogów wynikających z zaleceń Ministra Energii.

3. zapewnienie przez Radę Nadzorczą przyjęcia w Spółce zasad ustalania wynagrodzeń członków Zarządu oraz członków Rady Nadzorczej w sposób zgodny z przepisami ustawy z dnia 9 czerwca 2016 r. o zasadach kształtowania wynagrodzeń osób kierujących niektórymi spółkami oraz z zasadami ustalania wynagrodzeń członków zarządów i członków rad nadzorczych w spółkach, w których prawa z akcji lub udziałów wykonuje Minister Energii, zatwierdzonymi w dniu 14 października 2016 r. przez Ministra Energii.

W dniu 9 września 2016 r. Walne Zgromadzenie PGNiG podjęło uchwałę nr 9/VIII/2016 w sprawie ustalenia zasad kształtowania wynagrodzeń członków Rady Nadzorczej, a w dniu 24 listopada 2016 r. podjęło uchwałę nr 9/XI/2016 w sprawie zasad kształtowania wynagrodzeń członków Zarządu Spółki PGNiG, dostosowując w ten sposób zasady kształtowania wynagrodzeń członków organów zarządzających i nadzorczych do obowiązujących przepisów prawa i wytycznych Ministra Energii.

- spełnienie przez Spółkę oczekiwań Ministra Energii odnośnie sposobu sprawowania nadzoru właścicielskiego względem spółek z udziałem Skarbu Państwa, w których wykonuje prawa z akcji lub udziałów, zgodnie ze standardami nadzoru właścicielskiego w spółkach z udziałem Skarbu Państwa, w których prawa z akcji lub udziałów wykonuje Minister Energii, zatwierdzonymi przez Ministra Energii w dniu 14 października 2016 r.

Spółka, biorąc pod uwagę swój status spółki publicznej oraz rolę w zakresie zapewniania bezpieczeństwa energetycznego kraju, podjęła niezbędne działania do spełnienia oczekiwań Ministra Energii w zakresie sposobu sprawowania nadzoru właścicielskiego względem spółek z udziałem Skarbu Państwa, w których wykonuje prawa z akcji lub udziałów.

11.2. Opis działania organów nadzorujących – Rada Nadzorcza

11.2.1. Skład osobowy Rady Nadzorczej

W skład Rady Nadzorczej na dzień 1 stycznia 2016 r. wchodziły następujące osoby:

- Pan Grzegorz Nakonieczny – Przewodniczący Rady Nadzorczej,
- Pan Wojciech Bieńkowski – Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej,
- Pani Magdalena Zegarska – Sekretarz Rady Nadzorczej,
- Pan Sławomir Borowiec – Członek Rady Nadzorczej,
- Pan Ryszard Wąsowicz – Członek Rady Nadzorczej,
- Pan Mateusz Boznański – Członek Rady Nadzorczej,
- Pan Andrzej Gonet – Członek Rady Nadzorczej,
- Pan Krzysztof Rogala – Członek Rady Nadzorczej.

Zarząd i Rada Nadzorcza przyjęli rezygnację Pana Piotra Woźniaka z funkcji członka Rady Nadzorczej z dniem 10 lutego 2016 r.

W dniu 25 lutego 2016 r. Pana Krzysztof Rogala zrezygnował z funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG bez podania przyczyny, ze skutkiem na dzień 25 lutego 2016 r.

Akcjonariusz – Skarb Państwa, działając na podstawie par. 35 ust. 1 Statutu Spółki powołał Panią Annę Wellisz do składu Rady Nadzorczej PGNiG z dniem 1 kwietnia 2016 r.

Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG na posiedzeniu w dniu 28 czerwca 2016 r. dokonało następujących zmian w składzie Rady Nadzorczej PGNiG:

- odwołano Pana Grzegorza Nakoniecznego
- powołano:

- Pana Bartłomieja Nowaka,
- Pana Piotra Sprzączaka.

W dniu 6 grudnia 2016 r. Pani Magdalena Zegarska, Sekretarz Rady Nadzorczej, podjęła decyzję o rezygnacji z ubiegania się o wybór w następnej kadencji Rady Nadzorczej Spółki.

Na dzień 31 grudnia 2016 r. Rada Nadzorcza składała się z ośmiu członków, zaś jej skład przedstawiał się następująco:

- Pan Bartłomiej Nowak – Przewodniczący Rady Nadzorczej,
- Pan Wojciech Bieńkowski – Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej,
- Pani Magdalena Zegarska – Sekretarz Rady Nadzorczej,
- Pan Sławomir Borowiec – Członek Rady Nadzorczej,
- Pan Ryszard Wąsowicz – Członek Rady Nadzorczej,
- Pan Mateusz Boznański – Członek Rady Nadzorczej,
- Pan Andrzej Gonet – Członek Rady Nadzorczej,
- Pani Anna Wellisz – Członek Rady Nadzorczej,
- Pan Piotr Sprzączak – Członek Rady Nadzorczej.

Kadencja Rady Nadzorczej upływa z dniem 15 maja 2017 r.

W wyniku głosowania kandydatami wybranymi przez pracowników PGNiG do powołania na członków Rady Nadzorczej zostali:

- Pan Sławomir Borowiec,
- Pan Mieczysław Kawecki,
- Pan Stanisław Sieradzki.

Do dnia publikacji Sprawozdania Walne Zgromadzenie PGNiG nie podjęło uchwały w zakresie powołania ww. kandydatów w skład Rady Nadzorczej Spółki.

W dniu 3 marca 2017 r. Pani Magdalena Zegarska, Sekretarz Rady Nadzorczej, zrezygnowała z funkcji członka Rady Nadzorczej z powodu uzyskania statusu kandydata do powołania na członka Zarządu PGNiG wybieranego przez pracowników PGNiG ze skutkiem na dzień 5 marca 2017 r.

W dniu 6 marca Rada Nadzorcza wybrała spośród swoich członków nowego Sekretarza Rady Nadzorczej – Pana Sławomira Borowca.

11.2.2. Zasady działania Rady Nadzorczej

Rada Nadzorcza działa zgodnie z zasadami określonymi w Kodeksie spółek handlowych, Statucie oraz w Regulaminie Rady Nadzorczej. Regulamin Rady Nadzorczej został przyjęty uchwałą Rady Nadzorczej i jest dostępny na stronie internetowej Emitenta pod adresem: www.pgnig.pl w sekcji "Ład korporacyjny".

Rada Nadzorcza Emitenta składa się z 5 do 9 członków powoływanych przez Walne Zgromadzenie, przy czym jeden z członków Rady Nadzorczej powinien spełniać określone w Statucie kryteria niezależności. Przez okres, w którym Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Spółki, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw energii jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej. W Radzie Nadzorczej liczącej do 6 członków – 2 członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Emitenta. W Radzie Nadzorczej liczącej od 7 do 9 członków – 3 członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Emitenta.

Członków Rady Nadzorczej powołuje się na wspólną kadencję, która trwa 3 lata.

Rada Nadzorcza sprawuje stały nadzór nad działalnością Emitenta we wszystkich dziedzinach jego działalności oraz opiniuje wszelkie sprawy przedkładane przez Zarząd do rozpatrzenia Walnemu Zgromadzeniu. W szczególności do kompetencji Rady Nadzorczej należy:

1. ocena sprawozdania Zarządu z działalności Emitenta oraz sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy w zakresie ich zgodności z księgami, dokumentami, jak i ze stanem faktycznym;
2. ocena wniosków Zarządu co do podziału zysku lub pokrycia straty;
3. składanie Walnemu Zgromadzeniu pisemnego sprawozdania z wyników czynności, o których mowa w pkt 1 i 2;
4. ocena skonsolidowanego sprawozdania finansowego zarówno co do zgodności z księgami i dokumentami, jak i ze stanem faktycznym, ocena skonsolidowanego sprawozdania Zarządu z działalności Emitenta oraz składanie Walnemu Zgromadzeniu sprawozdania z wyników tych czynności;
5. wybór biegłego rewidenta do przeprowadzenia badania sprawozdania finansowego;
6. zatwierdzanie rocznych planów działalności gospodarczej, w tym planów inwestycyjnych;
7. zatwierdzanie Strategii Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG oraz strategicznych planów wieloletnich;
8. uchwalanie regulaminu szczegółowo określającego tryb działania Rady Nadzorczej;
9. przyjmowanie jednolitego tekstu Statutu, przygotowanego przez Zarząd Emitenta;
10. zatwierdzanie regulaminu Zarządu;
11. zatwierdzanie regulaminu organizacyjnego przedsiębiorstwa Emitenta;
12. zatwierdzanie uchwały Zarządu w sprawie podziału kompetencji pomiędzy członków Zarządu;
13. opiniowanie wszelkich spraw przedkładanych przez Zarząd do rozpatrzenia Walnemu Zgromadzeniu;
14. opiniowanie przedkładanych przez Zarząd ministrowi właściwemu do spraw energii szczegółowych informacji na temat zadań wykonywanych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju;
15. opiniowanie wniosków o wyrażenie przez akcjonariusza – Skarb Państwa reprezentowanego przez ministra właściwego do spraw energii zgody na zmianę istotnych postanowień obowiązujących umów handlowych dotyczących importu gazu ziemnego do Polski, na zawarcie nowych takich umów handlowych, a także na realizację strategicznych przedsięwzięć inwestycyjnych lub udział Emitenta w przedsięwzięciach trwale lub przejściowo pogarszających efektywność ekonomicznej działalności Emitenta, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski;
16. udzielanie Zarządowi zgody na:
 - a) nabycie składników aktywów trwałych o wartości stanowiącej równowartość w złotych od 500 000 euro do 2 000 000 euro, z wyjątkiem transakcji wynikających z zatwierdzonych przez Radę Nadzorczą rocznych planów działalności gospodarczej, w tym planów inwestycyjnych, oraz strategicznych planów wieloletnich i planów inwestycyjnych związanych z rozwojem systemu przesyłowego,
 - b) zbycie składników aktywów trwałych o wartości stanowiącej równowartość w złotych od 500 000 euro do 1 000 000 euro, z wyjątkiem transakcji wynikających z zatwierdzonych przez Radę Nadzorczą planów, o których mowa w lit. a,
 - c) zaciąganie innych zobowiązań o wartości przekraczającej 20% kapitału zakładowego Spółki, przy czym zgoda nie jest wymagana w przypadku zobowiązań wynikających z zatwierdzonych przez Radę Nadzorczą planów, o których mowa w pkt. 6 lub z umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub zmian umów obrotu paliwami gazowymi w zakresie w jakim dotyczą terminy ich obowiązywania,
 - d) zawarcie umowy, o której mowa w art. 19b ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 roku o komercjalizacji i prywatyzacji,
 - e) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem siecią przesyłową, siecią dystrybucyjną, gazociągami międzysystemowymi albo gazociągami bezpośrednimi w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500.000 euro w złotych,

f) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą budową, rozbudową lub rozporządzeniem instalacją magazynową w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,

g) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem jednostką wytwórczą albo jednostką kogeneracyjną w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,

h) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z poszukiwaniem lub rozpoznawaniem złóż węglowodorów, lub wydobywaniem węglowodorów w rozumieniu prawa geologicznego i górniczego, o wartości przekraczającej 5 000 000 euro w złotych,

- przy czym punkty e) - h) powyżej nie dotyczą umów kredytu, usług związanych z utrzymaniem w stanie niepogorszonym, w tym remontów, oraz usług i prac geofizycznych, wiertniczych, serwisowych, a także usług lub dostaw związanych z wykonaniem powyższych umów lub czynności,
- punkt h) nie obejmuje dodatkowo działalności zagranicznego podmiotu zależnego związanych z zawieraniem umów zwykłego zarządu dotyczących funkcjonowania struktury organizacyjnej spółki, w tym umów o pracę, eksploatacji majątku o wartości zobowiązań nieprzekraczających 5 000 000 euro i kosztów bieżącego zarządu.

17. powoływanie i odwoływanie członków Zarządu;
18. ustalanie zasad i wysokości wynagrodzenia członków Zarządu, chyba że znajdujące zastosowanie przepisy prawa bezwzględnie obowiązującego stanowią inaczej;
19. zawieszanie w czynnościach członków Zarządu, z ważnych powodów, bezwzględną większością głosów;
20. delegowanie członków Rady Nadzorczej do czasowego wykonywania czynności członków Zarządu, którzy nie mogą sprawować swoich czynności;
21. przeprowadzanie postępowania kwalifikacyjnego, o którym mowa w art. 19a ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji;
22. udzielanie zgody na tworzenie i likwidację oddziałów Emitenta za granicą;
23. udzielanie zgody członkom Zarządu na zajmowanie stanowisk w organach innych spółek w przypadkach, w których zgoda na zajmowanie takich stanowisk jest wymagana w przepisach prawa;
24. udzielanie zgody na zawiązanie przez Spółkę innej spółki, której kapitał zakładowy przekracza równowartość w złotych polskich 2 000 000 euro, a także na objęcie, nabycie albo zbycie udziałów lub akcji innej spółki o wartości przekraczającej równowartość w złotych polskich 2 000 000 euro, z określeniem warunków i trybu ich zbywania; w przypadku, gdy na wymienione czynności wymagana jest zgoda Walnego Zgromadzenia, Rada Nadzorcza jedynie opiniuje wniosek;
25. monitorowanie stanu zadłużenia Emitenta;
26. opiniowanie rekomendacji Zarządu dotyczącej wskazania przedstawicieli Emitenta do zarządu i rady nadzorczej lub odwołania ze składu zarządu i rady nadzorczej spółki pod firmą: System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. i przedstawienie jej do akceptacji akcjonariuszowi - Skarbowi Państwa reprezentowanemu przez ministra właściwego do spraw energii;
27. opiniowanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta Emitenta na walnym zgromadzeniu spółki pod firmą: System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.;
28. zatwierdzanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta Emitenta na zgromadzeniach wspólników operatorów systemu dystrybucyjnego w sprawach zatwierdzenia rocznych planów finansowych tych spółek;
29. zatwierdzanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta Emitenta na zgromadzeniach wspólników operatorów systemu dystrybucyjnego w sprawach zatwierdzenia wieloletnich strategicznych planów działalności tych spółek;
30. zatwierdzanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta Emitenta na zgromadzeniach wspólników operatorów systemu dystrybucyjnego w sprawach:

a) zmiany statutu lub umowy Spółki;

b) podwyższenia lub obniżenia kapitału zakładowego;

c) połączenia, przekształcenia lub podziału Spółki;

d) zbycia akcji lub udziałów Spółki;

e) zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego;

f) rozwiązania i likwidacji Spółki;

g) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem siecią dystrybucyjną, gazociągiem międzysystemowym albo gazociągiem bezpośrednim w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500.000 euro w złotych, z wyłączeniem umów kredytu, usług związanych z utrzymaniem w stanie niepogorszonym, w tym remontów, oraz usług i prac serwisowych, a także usług lub dostaw związanych z wykonaniem powyższych umów lub czynności.

31. zatwierdzanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta Emitenta na zgromadzeniach wspólników operatorów systemu magazynowania, w sprawach:
- a) zmiany statutu lub umowy Spółki;
 - b) podwyższenia lub obniżenia kapitału zakładowego;
 - c) połączenia, przekształcenia lub podziału Spółki;
 - d) zbycia akcji lub udziałów Spółki;
 - e) zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego;
 - f) rozwiązania i likwidacji Spółki;
 - g) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem jednostką magazynową w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych, z wyłączeniem umów kredytu, usług związanych z utrzymaniem w stanie niepogorszonym, w tym remontów, oraz usług i prac serwisowych, a także usług lub dostaw związanych z wykonaniem powyższych umów lub czynności;
32. zatwierdzanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta PGNiG na Walnym Zgromadzeniu lub na Zgromadzeniu Wspólników spółek, w których Spółka posiada przynajmniej 50% akcji lub udziałów, albo które są właścicielami sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, gazociągu międzysystemowego lub bezpośredniego, instalacji magazynowej, jednostki wytwórczej lub kogeneracyjnej (o ile właściciel jednostki wytwórczej lub kogeneracyjnej prowadzi działalność w zakresie obrotu energią) w rozumieniu prawa energetycznego, z zastrzeżeniem pkt 30 i 31, w sprawach:
- a) zmiany statutu lub umowy spółki,
 - b) podwyższenia lub obniżenia kapitału zakładowego,
 - c) połączenia, przekształcenia lub podziału spółki,
 - d) zbycia akcji lub udziałów spółki,
 - e) zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego,
 - f) rozwiązania i likwidacji spółki,
 - g) zastawiania lub innego rodzaju obciążania akcji lub udziałów spółki,
 - h) zobowiązania do dopłat,
 - i) emisji obligacji,
 - j) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem siecią przesyłową, siecią dystrybucyjną, gazociągiem międzysystemowym albo gazociągiem bezpośrednim w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,
 - k) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z projektowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem instalacją magazynową w rozumieniu Prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,
 - l) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z projektowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem jednostką wytwórczą albo jednostką kogeneracyjną w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,
 - m) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z poszukiwaniem lub rozpoznawaniem złóż węglowodorów, lub wydobywaniem węglowodorów w rozumieniu prawa geologicznego i górniczego, o wartości przekraczającej równowartość 5 000 000 euro w złotych,
- przy czym punkty j-m powyżej nie dotyczą umów kredytu, usług związanych z utrzymaniem w stanie niepogorszonym, w tym remontów, oraz usług i prac geofizycznych, wiertniczych, serwisowych, a także usług lub dostaw związanych z wykonaniem powyższych umów lub czynności.

- punkt m nie obejmuje dodatkowo działalności zagranicznego podmiotu zależnego związanych z zawieraniem umów zwykłego zarządu dotyczących funkcjonowania struktury organizacyjnej spółki, w tym umów o pracę, eksploatacji majątku o wartości zobowiązań nieprzekraczających 5 000 000 euro i kosztów bieżącego zarządu.

33. opiniowanie wniosków Zarządu dotyczących zaciągania zobowiązań przekraczających równowartość w złotych 100 000 000 euro.

Posiedzenia Rady Nadzorczej zwoływane są przez Przewodniczącego lub Wiceprzewodniczącego Rady Nadzorczej w każdym przypadku, gdy wymaga tego interes Emitenta, nie rzadziej jednak niż raz na 2 miesiące. Posiedzenia Rady Nadzorczej zwoływane są również na żądanie członka Rady Nadzorczej lub na wniosek Zarządu. Rada Nadzorcza wyraża swoje stanowisko wyłącznie w formie uchwały. Rada Nadzorcza podejmuje uchwały, jeżeli na posiedzeniu jest obecnych co najmniej 50% jej członków, a wszyscy jej członkowie zostali zaproszeni. Uchwały Rady Nadzorczej mogą być podejmowane wyłącznie w sprawach objętych porządkiem posiedzenia, przy czym jeżeli na posiedzeniu obecni są wszyscy członkowie i nikt nie zgłosił sprzeciwu możliwa jest zmiana porządku posiedzenia. Rada Nadzorcza podejmuje uchwały w głosowaniu jawnym bezwzględną większością głosów. Na wniosek członka Rady Nadzorczej lub w sprawach osobowych zarządza się głosowanie tajne. Na posiedzeniu Rady Nadzorczej mogą być zapraszani członkowie Zarządu. Uchwała Rady Nadzorczej w sprawie wyboru biegłego rewidenta wymaga dla swej ważności głosowania za jej przyjęciem przez członka Rady Nadzorczej spełniającego kryteria niezależności określone w Statucie Emitenta. Z zastrzeżeniem wyjątków wskazanych w Regulaminie Rady Nadzorczej, Rada Nadzorcza może podejmować uchwały w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania na odległość. Podjęcie uchwały w tym trybie wymaga uzasadnienia oraz uprzedniego przedstawienia projektu uchwały wszystkim członkom Rady Nadzorczej.

Przewodniczący Rady Nadzorczej ma prawo wnosić o zwołanie posiedzenia Zarządu przedstawiając Prezesowi Zarządu na piśmie porządek obrad tego posiedzenia. Przewodniczący Rady Nadzorczej ma prawo wnosić do Prezesa Zarządu o umieszczenie poszczególnych spraw w porządku posiedzenia Zarządu. Zarząd zobowiązany jest do przedkładania Radzie Nadzorczej do oceny sprawozdań finansowych za ubiegły rok obrotowy wraz z opinią biegłego rewidenta z badania tego sprawozdania, sprawozdanie Zarządu z działalności Emitenta za ubiegły rok obrotowy oraz propozycję podziału zysku lub pokrycia straty za ubiegły rok obrotowy – bez wezwania, w terminie umożliwiającym Radzie Nadzorczej dokonanie oceny tych dokumentów przed ich przedstawieniem Walnemu Zgromadzeniu.

Rada Nadzorcza lub jej członkowie oddelegowani do samodzielnego pełnienia określonych czynności nadzorczych mają prawo kontrolować pełny zakres działalności Emitenta, a w szczególności badać wszystkie dokumenty Emitenta, żądać od Zarządu i pracowników Emitenta sprawozdań i wyjaśnień lub dokonywać rewizji stanu majątku Emitenta.

Rada Nadzorcza może powoływać komitety stałe lub doraźne, tworzone w miarę potrzeb, działające jako kolegialne organy doradcze i opiniotwórcze Rady. Rada Nadzorcza ma ponadto prawo do zasięgania opinii radców prawnych oraz powoływania odpowiednich ekspertów w celu zasięgnięcia opinii w sprawach należących do jej kompetencji.

Wynagrodzenie członków Rady Nadzorczej ustalane jest przez Walne Zgromadzenie zgodnie z przepisami ustawy z dnia 3 marca 2000 r. o wynagradzaniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi (Dz.U. Nr 26, poz. 306, z późn. zm.).

Rada Nadzorcza może z ważnych powodów delegować poszczególnych członków do samodzielnego pełnienia określonych czynności nadzorczych na czas oznaczony. Delegowany członek Rady Nadzorczej obowiązany jest do złożenia Radzie Nadzorczej pisemnego sprawozdania z dokonywanych czynności.

11.3. Komitety

W 2016 r. w Spółce działał jeden komitet – Komitet Audytu. W skład Komitetu Audytu wchodzi co najmniej trzech członków Rady Nadzorczej Emitenta.

Komitet Audytu Rady Nadzorczej odbył w okresie od 1 stycznia 2016 roku do dnia 31 grudnia 2016 r. 4 posiedzenia i podjął 6 uchwał. W tym okresie Komitet Audytu nie podejmował uchwał w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków porozumiewania się na odległość. Na 2 posiedzeniach Komitet Audytu odbył spotkania z biegłym rewidentem, oraz na tych 2 posiedzeniach dokonał przeglądu i oceny systemu sprawozdawczości finansowej.

Skład osobowy Komitetu Audytu

W związku ze zmianami w Radzie Nadzorczej 29 grudnia 2015 r. Pani Magdalena Zegarska była jedynym członkiem Komitetu Audytu na dzień 1 stycznia 2016 r.

Skład Komitetu Audytu został uzupełniony w dniu 7 stycznia 2016 r. o następujące osoby:

1. Pan Mateusz Boznański- Przewodniczący Komitetu Audytu (niezależny członek Rady Nadzorczej),
2. Pan Krzysztof Rogala – Zastępca Przewodniczącego Komitetu Audytu,
3. Pan Grzegorz Nakonieczny - Członek Komitetu Audytu,
4. Pan Wojciech Bieńkowski - Członek Komitetu Audytu.

W dniu 25 lutego 2016 r. Pan Krzysztof Rogala złożył rezygnację z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej Spółki.

W dniu 28 czerwca 2016 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie odwołało Pana Grzegorza Nakoniecznego ze składu Rady Nadzorczej Spółki.

W dniu 12 września 2016 r. Rada Nadzorcza powołała do Komitetu Audytu Pana Bartłomieja Nowaka.

W dniu 19 grudnia 2016 r. Rada Nadzorcza powołała do Komitetu Audytu Pana Piotra Sprzączaka.

Skład Komitetu Audytu na dzień 31 grudnia 2016 r.:

1. Mateusz Boznański - Przewodniczący Komitetu Audytu;
2. Magdalena Zegarska - Zastępca Przewodniczącego Komitetu Audytu,
3. Wojciech Bieńkowski - Członek Komitetu Audytu;
4. Bartłomiej Nowak - Członek Komitetu Audytu;
5. Piotr Sprzączak - Członek Komitetu Audytu.

W dniu 3 marca 2017 r. Pani Magdalena Zegarska zrezygnowała z funkcji członka Rady Nadzorczej ze skutkiem na dzień 5 marca 2017 r. W dniu 6 marca 2017 roku Rada Nadzorcza powołała Pana Piotra Sprzączaka do pełnienia funkcji Zastępcy Przewodniczącego Komitetu Audytu.

11.3.1. Zasady działania Komitetu Audytu

Komitet Audytu działa w ramach Rady Nadzorczej jako stały komitet, służący pomocą Radzie Nadzorczej w zakresie jego zadań.

Zgodnie z Regulaminem Komitetu Audytu Rady Nadzorczej, Komitet Audytu składa się z co najmniej trzech członków Rady Nadzorczej, w tym przynajmniej jednego członka niezależnego od Emitenta i podmiotów pozostających w istotnym powiązaniu z Emitentem, powoływanego przez Walne Zgromadzenie w trybie § 36 ust. 1 Statutu, posiadającego kompetencje w dziedzinie rachunkowości i finansów. Członkowie Komitetu Audytu powoływani są przez Radę Nadzorczą.

Posiedzenia Komitetu Audytu odbywają się w miarę potrzeb, nie rzadziej niż raz na kwartał i zwoływane są przez Przewodniczącego Komitetu. Przewodniczący Komitetu może zapraszać na posiedzenia Komitetu pozostałych członków Rady Nadzorczej, członków Zarządu i pracowników Emitenta oraz inne osoby, których udział w posiedzeniach Komitetu uznaje za ważny z punktu widzenia realizacji zadań Komitetu. Komitet podejmuje uchwały, jeżeli na posiedzeniu Komitetu jest obecna co najmniej połowa jego członków, a wszyscy jego członkowie zostali właściwie zaproszeni. Komitet może podejmować uchwały w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków porozumiewania się na odległość. Uchwały Komitetu są podejmowane zwykłą większością oddanych głosów. W przypadku równej liczby głosów „za” oraz „przeciw”, decyduje głos Przewodniczącego Komitetu.

Co sześć miesięcy Komitet Audytu składa Radzie Nadzorczej sprawozdania ze swojej działalności, które są udostępniane akcjonariuszom Emitenta na najbliższym Walnym Zgromadzeniu.

W szczególności do kompetencji Komitetu Audytu należy:

1. monitorowanie procesu sprawozdawczości finansowej;
2. monitorowanie rzetelności informacji finansowych przedstawianych przez Emitenta;
3. monitorowanie skuteczności systemów kontroli wewnętrznej, audytu wewnętrznego oraz zarządzania ryzykiem;
4. monitorowanie wykonywania czynności rewizji finansowej;
5. wydawanie Radzie Nadzorczej rekomendacji dotyczących wyboru, powołania, ponownego powołania i odwołania biegłego rewidenta oraz zasad i warunków jego zatrudnienia;
6. monitorowanie niezależności i obiektywizmu biegłego rewidenta;
7. kontrolowanie charakteru i zakresu usług pozarewidenckich zleconych biegłemu rewidentowi;
8. dokonywanie przeglądu skuteczności procesu kontroli zewnętrznej i monitorowanie reakcji członków Zarządu i pracowników Emitenta na zalecenia przedstawione przez zewnętrznych biegłych rewidentów;
9. badanie powodów rezygnacji z usług biegłego rewidenta.