

Centrala PGNiG SA

ul. M. Kasprzaka 25
01-224 Warszawa
Tel. 22 589 45 55
Fax 22 691 82 73
www.pgnig.pl

Departament Public Relations

Tel. 22 589 44 49
media@pgnig.pl

Departament Marketingu

Tel. 22 691 45 92

Dział Relacji Inwestorskich

Tel. 22 589 43 22, 22 589 48 46,
22 589 47 97
ri@pgnig.pl
www.ri.pgnig.pl

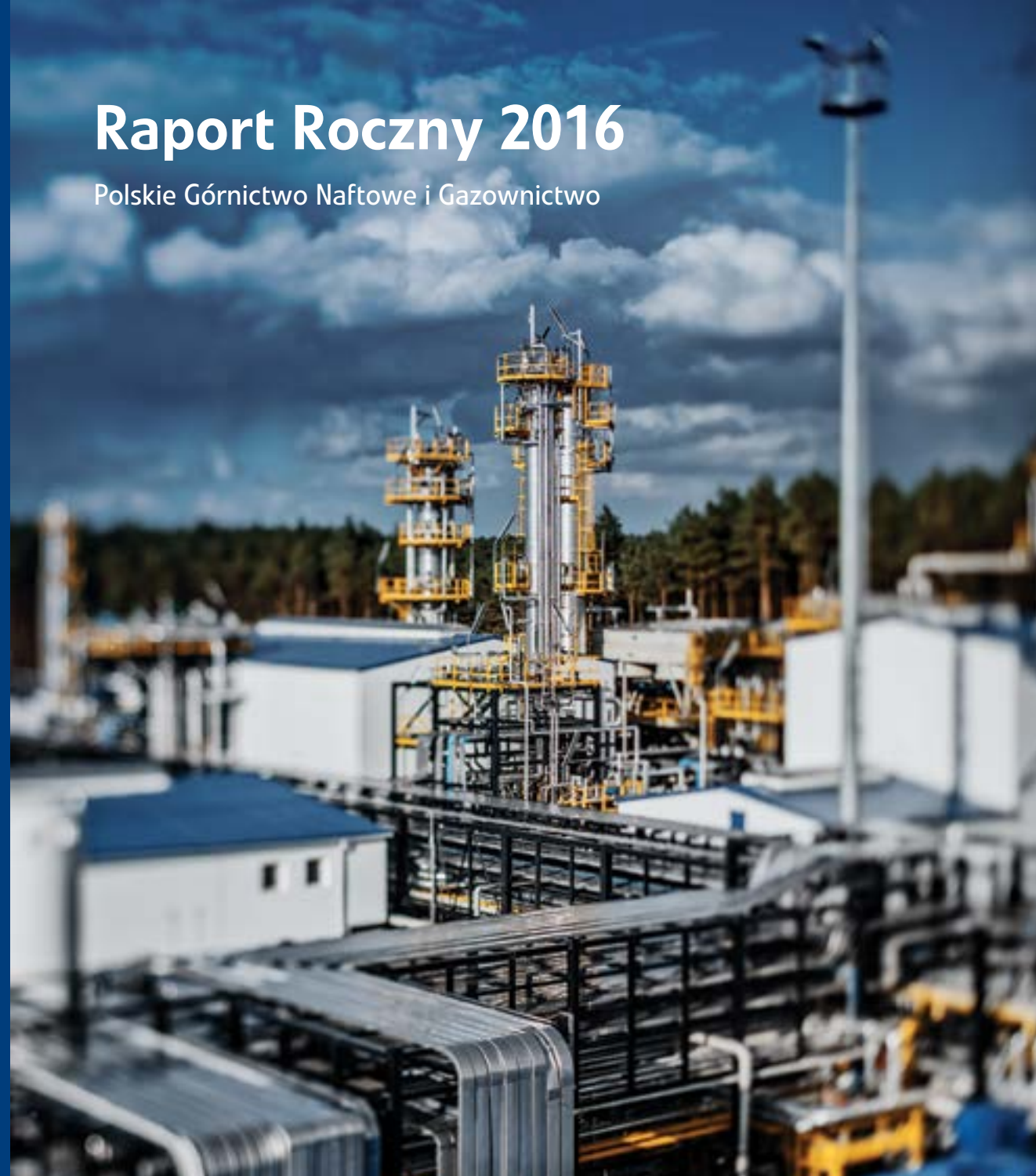


Raport Roczny 2016

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Raport Roczny 2016

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo


**Zobacz Raport Roczny w Internecie**


Odwiedź stronę www.pgnig.pl,
aby zapoznać się z Raportem
Rocznym w wersji
interaktywnej lub pobrać
dokument w formacie PDF.

Legenda

Na marginesach Raportu znajdują się adnotacje
odnoszące się do informacji wyróżnionych w tekście.

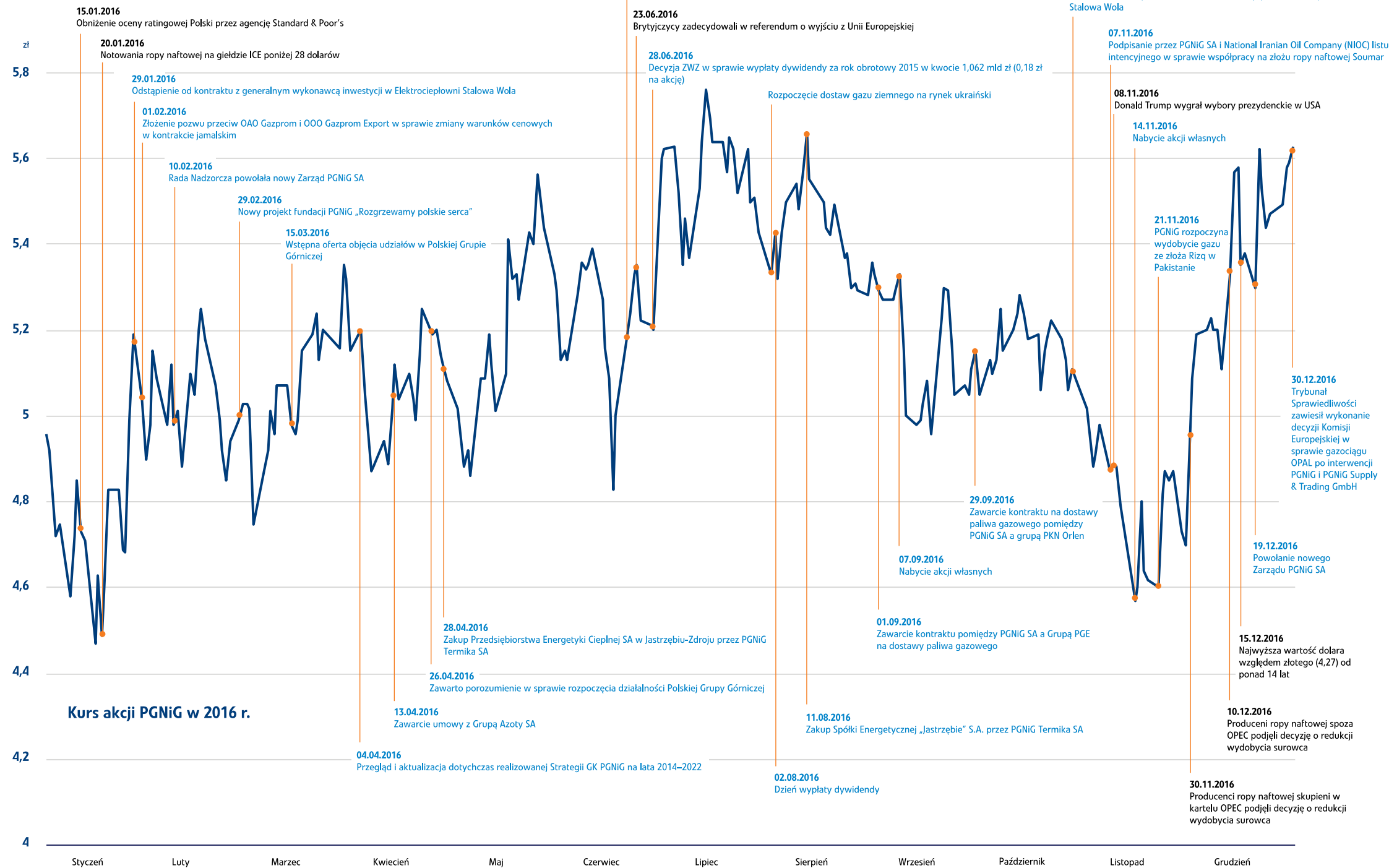
 wyjaśnienie skrótów umieszczonych w Raporcie

 adresy stron [www](#) zawierających dodatkowe informacje

 dodatkowe objaśnienia, definicje i uwagi



Kalendarz wydarzeń w 2016 r.



Spis treści

- 6** Grupa PGNiG w 2016 roku
- 10** List przewodniczącego Rady Nadzorczej
- 12** List Prezesa Zarządu
- 14** Otoczenie regulacyjne i rynkowe
- 36** PGNiG na giełdzie
- 46** Strategia
- 58** Model biznesowy
- 64** Poszukiwanie i Wydobywanie
- 80** Obrót i Magazynowanie
- 96** Dystrybucja
- 104** Wytwarzanie
- 114** Wyniki finansowe
- 128** Społeczna odpowiedzialność biznesu
- 142** Ład korporacyjny
- 157** Przeliczniki i Słownik
- 160** Kontakt

Raport Roczny 2016

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Model biznesowy

Poszukiwanie i Wydobywanie

Cały proces poszukiwania oraz wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej: od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż.



System przesyłowy zarządzany przez OGP GAZ-SYSTEM SA

Magazynowanie

Działalność i usługi związane z magazynowaniem gazu w podziemnych magazynach gazu.

Dystrybucja

Przesyłanie siecią dystrybucyjną gazu do klientów detalicznych i korporacyjnych.

Obrót detaliczny

Sprzedaż gazu ziemnego gospodarstwom domowym oraz małym i średnim przedsiębiorstwom.



Sieć dystrybucyjna PSG

Obrót hurtowy

Sprzedaż gazu ziemnego największym klientom przemysłowym oraz na Towarowej Giełdzie Energii.

Wytwarzanie

Wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej oraz realizacja dużych przedsięwzięć elektroenergetycznych wykorzystujących gaz ziemny jako paliwo.



Sieć energetyczna



Sieć ciepła

Spis treści

6	Grupa PGNiG w 2016 roku
10	List przewodniczącego Rady Nadzorczej
12	List Prezesa Zarządu
14	Otoczenie regulacyjne i rynkowe
36	PGNiG na giełdzie
46	Strategia
58	Model biznesowy
64	Poszukiwanie i Wydobywanie
80	Obrót i Magazynowanie
96	Dystrybucja
104	Wytwarzanie
114	Wyniki finansowe
128	Społeczna odpowiedzialność biznesu
142	Ład korporacyjny
157	Przeliczniki i słownik
160	Kontakt



Grupa PGNiG w 2016 roku



Grupa PGNiG w 2016 r.

PGNiG
na GPW

5,5
EV/EBITDA

13,8
P/E

1,0
P/BV

25,5
mln zł
średnia dzienna
wartość obrotów

4.
największa
spółka na GPW

32,5
mln zł
kapitalizacja
rynkowa



1,3 mln ton
wydobycie ropy naftowej,
kondensatu i NGL



ponad 2 tys.
liczba odwiertów
eksploatacyjnych



4,5 mld m³
wydobycie gazu ziemnego

54 liczba kopalń ropy
i gazu w Polsce



48 liczba koncesji na poszukiwanie
i rozpoznanie złóż

225 liczba koncesji
wydobyczych



770 mln boe
zasoby gazu i ropy naftowej



Poszukiwanie i Wydobycie



24,3 mld m³
wolumen sprzedaży gazu



9,1 mld m³
wolumen sprzedaży gazu
na TGE



11,5 mld m³
wolumen importu gazu



3,2 mld m³
pojemności magazynów



Obrót i Magazynowanie



21%
Poszukiwanie
i Wydobycie



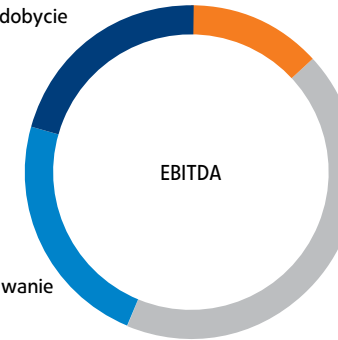
13%
Wytwarzanie



23%
Obrót
i Magazynowanie



43%
Dystrybucja



6,9 mln
liczba klientów



1,5 tys.
liczba zgazyfikowanych gmin



10,9 mld m³
wolumen dystrybucji gazu



Dystrybucja



397 km
długość sieci
dystrybucyjnej ciepła



3,6 TWh
produkcja energii elektrycznej

1,1 GW
moc elektryczna



40 PJ
produkcja ciepła
5,4 GW
moc cieplna



Wytwarzanie

Grupa PGNiG
w 2016 r.

33,2
mld zł
przychody
ze sprzedaży

6
mld zł
EBITDA

3,4
mld zł
EBIT

2,3
mld zł
zysk netto

49,7
mld zł
suma bilansowa

25,3
tys.
liczba pracowników

7,3%
ROE

4,7%
ROA

List przewodniczącego Rady Nadzorczej



Szanowni Państwo,

rok 2016 był okresem, w którym Zarząd PGNiG stanął przed koniecznością podejmowania działań o fundamentalnym znaczeniu dla pozycji przedsiębiorstwa w kolejnych latach. Decyzje te dotyczyły zarówno kluczowych umów, porozumień i inwestycji, jak i prac związanych z opracowaniem nowej strategii na lata 2017-2022. Był to również czas wzmożonej pracy Rady Nadzorczej, która wielokrotnie opiniowała projekty Zarządu, wspierając go w realizacji ambitnych celów biznesowych oraz polityki dążącej do wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Rada Nadzorcza wysoko oceniła realizację dotychczasowej strategii przez Zarząd, jednocześnie wspierając go w pracach nad opracowaniem strategii na lata 2017-2022. Świadczy to o profesjonalizmie kadry zarządzającej, która mimo dobrej kondycji finansowej i zadowalających wyników operacyjnych dostrzegła konieczność dalszego umacniania pozycji Grupy PGNiG w zmieniają-

cych się warunkach rynkowych. Ambitny program inwestycyjny – umożliwiający długoterminowy wzrost wartości Grupy – potwierdza aspiracje utrzymania przez PGNiG pozycji lidera rynku gazu w Polsce.

W minionym roku Rada Nadzorcza sfinalizowała także procedurę wyboru członków Zarządu nowej kadencji. Jestem przekonany, że dokonaliśmy odpowiedniego wyboru, stawiając na grupę doświadczonych i sprawdzonych specjalistów. Przez najbliższe 3 lata będą oni podejmować trud zarządzania Grupą, działającą na zmieniających się i wciąż niezwykle wymagających rynkach gazu ziemnego, ropy naftowej, energii elektrycznej oraz ciepła.

Rok 2016 stał również pod znakiem nowych wyzwań dla PGNiG jako spółki notowanej na Giełdzie Papierów Wartościowych, w szczególności w zakresie przestrzegania ładu korporacyjnego oraz realizowania stosownej polityki informacyjnej. W opinii Rady Nadzorczej spółka w odpowiednim stopniu przygotowała się do wejścia w życie nowych regulacji, w tym m.in.

dotyczących zasad wykonywania obowiązków informacyjnych. Dodatkowo, wysiłek Grupy Kapitałowej w obszarze podnoszenia jakości standardów ładu korporacyjnego został doceniony również przez Instytut Rachunkowości i Podatków oraz Gazetę Giełdy Parkiet, które zaliczyły PGNiG do grona laureatów konkursu na „Transparentną Spółkę Roku 2016”.

W 2017 roku Rada Nadzorcza będzie kontynuować współpracę z Zarządem w realizacji strategicznych celów uwzględnionych w nowej Strategii. Naszą rolą niezmiennie pozostanie wspieranie inicjatyw wpływających na wzrost wartości Grupy Kapitałowej oraz nadzór nad obowiązującym ładem korporacyjnym. Naszym wspólnym celem jest dalsze zwiększanie transparentności PGNiG oraz budowanie wizerunku Grupy jako odpowiedzialnego partnera biznesowego wśród wszystkich interesariuszy.

Głęboko wierzę, że konsekwentna realizacja tych zadań przyczyni się do stabilnego rozwoju Grupy PGNiG na przestrzeni nadchodzących lat.

Z poważaniem,

Bartłomiej Nowak
Przewodniczący Rady Nadzorczej

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 węglowodorów 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 Wydobywanie. 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 dostawę 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 decyzję 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 wydobywanie 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 pozwoliło 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 S.A. w Jastrzębiu-Zdroju oraz Spółki Energetycznej „Jastrzębie” S.A. 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

Otoczenie regulacyjne i rynkowe



Otoczenie regulacyjne i rynkowe

Obowiązki regulacyjne

Na otoczenie regulacyjne Grupy Kapitałowej PGNiG składa się szereg aktów prawa krajowego, jak również unijnego.

Krajowe otoczenie regulacyjne

Ustawa - Prawo energetyczne



Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997r. - Prawo energetyczne (tekst jedn. Dz.U. z 2012 r., poz. 1059 z późn. zm.).

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 Grupy 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;
- 1 koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą;
- 1 koncesję na obrót paliwami ciekłymi (wygasła z mocy prawa w styczniu 2017 r.);

- 3 koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej;
- 4 koncesje na obrót energią elektryczną;
- 3 koncesje na wytwarzanie ciepła;
- 2 koncesje na obrót ciepłem;
- 3 koncesje na przesył ciepła;
- 2 koncesje na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego;
- 1 koncesję na magazynowanie paliwa gazowego w instalacjach magazynowych;
- 1 koncesję na dystrybucję paliw gazowych.

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

- Nowelizacja, której celem 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;
- Nowelizacja, której głównym założeniem było zniesienie administracyjnego trybu regulowania cen gazu ziemnego. Przyjęty harmonogram wprowadza zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia 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 (innych niż gospodarstwa domowe) od dnia 1 października 2017 r.;
- odbiorców w gospodarstwach domowych od dnia 1 stycznia 2024 r.

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

Ustawa o zapasach



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 r. 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).

Wypracowane rozwiązania należy ocenić jako pozytywne dla bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej oraz wyrównania warunków konkurencji na polskim rynku gazu.

Ustawa o efektywności energetycznej



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 uchylenia 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

LNG (ang. liquefied natural gas) - gaz ziemny w postaci ciekłej, produkowany w wyniku skraplania lub kondensacji.

CNG (ang. compressed natural gas) - gaz ziemny sprężony do ciśnienia 20-25 MPa.

Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa państwa i zakłóceń na rynku naftowym (tekst jedn. Dz.U. z 2016 r., poz. 1899 z późn. zm.).

Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2016 r., poz. 831).

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.

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.

Ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym



Ustawa z dnia 25 lipca 2014 r. o specjalnym podatku węglowodorowym (tekst jedn. Dz.U. z 2016 r., poz. 979).

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 – wartość 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 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, bezziornikowego magazynowania substancji oraz składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych, wymaga uzyskania koncesji.

Z punktu widzenia podmiotów prowadzących taką działalność gospodarczą istotnym jest wprowadzenie przepisami prawa obowiązku ustanawiania zabezpieczenia z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania warunków określonych w koncesji w wysokości nieprzekraczającej równo-

wartości 20% wysokości kosztów prac geologicznych, która stanowi dla branży dodatkowe znaczące obciążenie finansowe.

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 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 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. 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 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. taryfy na obrót paliwami gazowymi posiadały PGNiG oraz PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.


Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (tekst jedn. Dz.U. z 2014 r., poz. 1059, z późn. zm.).

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).

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).

 ACER (ang. Agency for Cooperation of Energy Regulators) - Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, której celem jest koordynowanie i wspieranie współpracy krajowych organów regulacyjnych.

 ENTSO-E (ang. European Network of Transmission System Operators for Electricity) - Europejska Sieć Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych, organizacja skupiająca europejskich operatorów energetycznych systemów przesyłowych.

 Rozporządzenie SoS: Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 994/2010 z dnia 20 października 2009 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego.

Ponadto w 2016 r. Gas Storage Poland Sp. z o.o. obowiązywały taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego, natomiast Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. – taryfa dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.

W segmencie Wytwarzanie swoje taryfy posiadały PGNiG TERMIKA SA (dla ciepła oraz na przesył ciepła), Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. (dla ciepła) oraz Spółka Energetyczna Jastrzębie S.A. (dla ciepła i energii elektrycznej).

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.

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 wniosek 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 zaazotanowanego.

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 wniosek 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.

Europejskie otoczenie regulacyjne

Trzeci Pakiet Energetyczny

W 2016 r. kompleksową regulacją dotyczącą europejskiego rynku gazu był tzw. Trzeci Pakiet Energetyczny. W skład tego Pakietu wchodzi 5 aktów prawnych przyjętych przez instytucje unijne w 2009 r. Celem Pakietu jest zwiększenie konkurencji na europejskim rynku energii oraz stworzenie rynku wewnętrznego energii poprzez takie mechanizmy jak: rozdzielanie własnościowe, organizacja współpracy regulatorów oraz przedsiębiorców działających na rynku energetycznym (ACER, ENTSO-E oraz ENTSG) czy wprowadzenie kodeksów sieciowych.

Rozporządzenie SoS

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 ostrzeżenia, 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.

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. W toku prac w Radzie UE i w Parlamencie Europejskim dyskutowano nad ryzykami zidentyfikowanymi przez PGNiG. Kierunek prac Rady UE i Parlamentu Europejskiego wskazuje 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.

Grupa PGNiG uczestniczyła w konsultacjach publicznych organizowanych przez Komisję Europejską, w ramach których dyskutowany był zakres wpływu nowej regulacji na systemy taryfowe obowiązujące w państwach członkowskich.

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 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.

Jednym z postulatów Grupy 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 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.

Prace nad przedstawioną przez Komisję Europejską 15 lipca 2015 r. propozycją nowelizacji dyrektywy EU ETS były kontynuowane w 2016 r. Obecnie proponowane rozwiązania mogą doprowadzić do wzrostu cen uprawnień do emisji, co może negatywnie wpłynąć na działalność Grupy PGNiG w sektorze elektroenergetycznym i ciepłowniczym.

 ETS - wspólnotowy rynek uprawnień do emisji dwutlenku węgla.

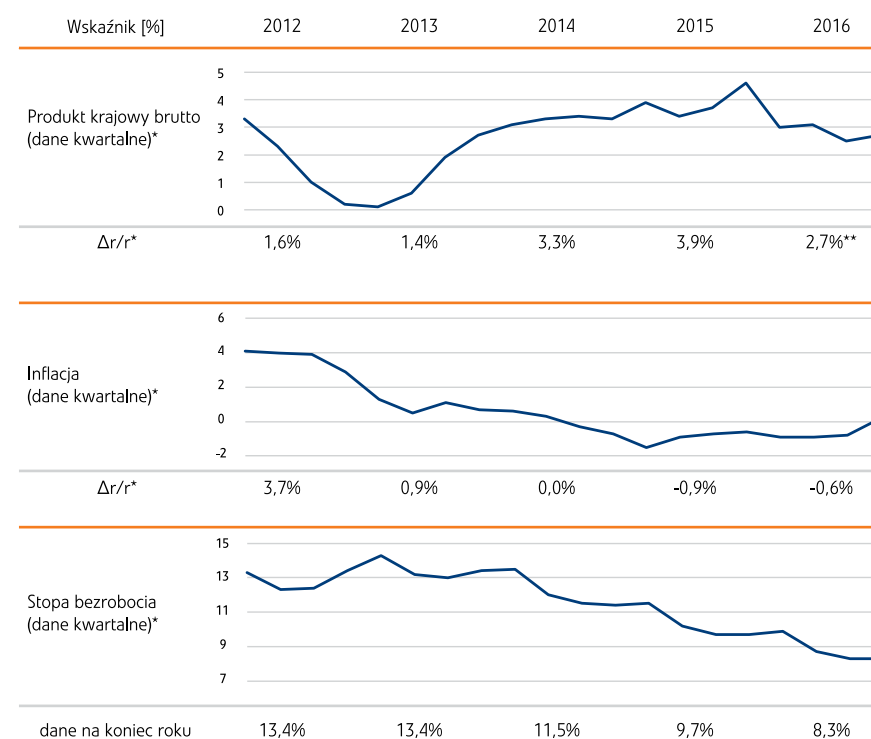
Otoczenie makroekonomiczne

W 2016 r. globalny wzrost gospodarczy wyniósł 3,1% r/r według danych OECD oraz 1,7% r/r po uwzględnieniu czynnika inflacji. Natomiast dynamika realnego wzrostu PKB we wszystkich państwach UE utrzymała się na umiarkowanym poziomie 1,9% r/r, zgodnie z szacunkami podanymi przez Eurostat. W porównaniu z 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 (1,2% 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 produk-

tem krajowym brutto, na poziomie 2,7% r/r, zgodnie z szacunkami podanymi przez Główny Urząd Statystyczny. Względem 2015 r. odczyt ten jest niższy o 1,2 pkt proc. Na lekkie spowolnienie aktywności gospodarczej w Polsce wpływa przejściowy spadek wydatków inwestycyjnych (5,5% r/r**) 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 stabilnej dynamiki popytu krajowego (2,4% r/r**) uzyskanej przez zwiększoną konsumpcję prywatną, bardzo dobrą sytuację na rynku pracy oraz wprowadzenie rządowych programów społecznych. 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-letniej przerwie, do czego przyczyniły się m.in. rosnące ceny surowców.

Wybrane wskaźniki makroekonomiczne w latach 2012–2016



* Źródło: Główny Urząd Statystyczny

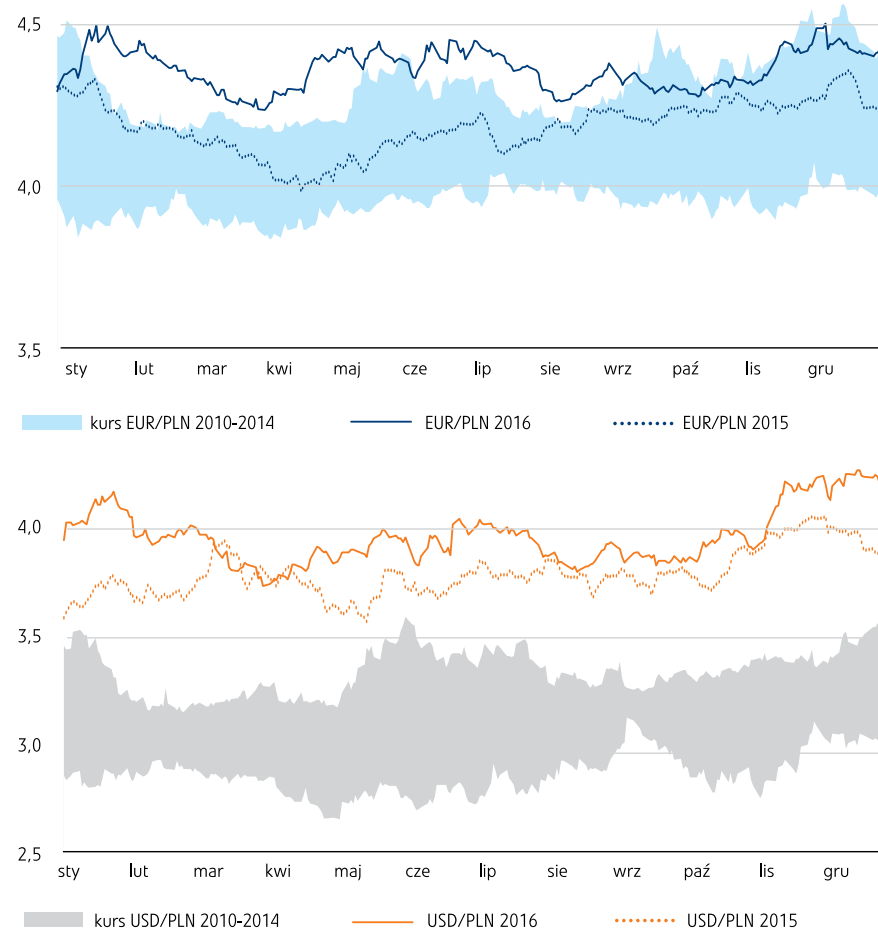
** Szacunek wstępny.



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 wybił 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).



Rynek gazu

Grupa 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. Grupa PGNiG zapewnia dywersyfikację dostaw poprzez wydobycie złóż krajowych oraz import ze źródeł zewnętrznych. W Polsce PGNiG jest największym importerm 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 rozprowadzany jest do odbiorców końcowych. Krajowy system gazu uzupełniają magazyny gazu, które służą do pokrywania sezonowych i dobowych niedoborów paliwa gazowego. Natomiast z perspektywy samego obrotu kluczową rolę pełni **Towarowa Giełda Energii SA**, na której PGNiG jest Animatorem Rynku Gazu od listopada 2013 r.

Zarządzaniem siecią przesyłową oraz transportem gazu ziemnego siecią przesyłową na terenie całego kraju, w celu ich dostarczenia do sieci dystrybucyjnych (w 96% własność Grupy PGNiG) oraz do odbiorców końcowych podłączonych do systemu przesyłowego, zajmuje się państwowa spółka **Operator Gazociągów Przesyłowych 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 zaazotowanego Lw).

W 2016 r. na poziomie połączeń między-systemowych 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 Gaz-System;
- kontynuowanie prac nad projektami dotyczącymi budowy interkonektorów na granicy z Litwą, Ukrainą, Słowacją oraz Czechami;
- przeprowadzenie konsultacji rynkowych w sprawie Korytarza Norweskiego.

Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. - Spółka Skarbu Państwa, której kluczowym zadaniem jest transport paliw gazowych siecią przesyłową na terenie Polski.

Zobacz również: www.gaz-system.pl

Towarowa Giełda Energii SA - licencjonowana przez Komisję Nadzoru Finansowego giełda towarowa energii, paliw ciekłych i gazowych, limitów wielkości produkcji energii elektrycznej i emisji zanieczyszczeń, praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia, itp.

Zobacz również: www.tge.pl

Mapa aktualnych oraz planowanych transgranicznych punktów wejścia do systemu przesyłowego



Źródło: Gaz-System i ENTSOG

Przepływ 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 z 2015 r. Zdecydowaną większość importowanego surowca (prawie 75% w łącznym przepływie paliwa) dostarczono z kierunku wschodniego. Według danych opublikowanych przez ENTSOG najwięcej 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 prawie sześciokrotnie.

Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu (ang. the European Network of Transmission System Operators for Gas) - organizacja skupiająca europejskich operatorów gazociągów.

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 Drozdowice	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 rozpoczęł Terminal LNG im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. Terminal LNG wraz z infrastrukturą powstał przy udziale czterech głównych podmiotów: Gaz-System, Polskie LNG S.A. (spółka w 100% zależna od Gaz-System), 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

Regazyfikacja - proces zmiany stanu skupienia gazu z postaci skroplonej do gazowej poprzez ogrzewanie.

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 Grupy PGNiG) i kilkudziesięciu mniejszych operatorów systemu dystrybucyjnego, działających lokalnie, których sieci przyłączone są do PSG lub operatora systemu przesyłowego Gaz-System.

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. śred-

nie zatłaczanie gazu do magazynów w Polsce wyniosło 135 GWh/dobę, o 22 GWh/dobę więcej niż w 2015 r. Przed rozpoczęciem sezonu zimowego w Polsce magazyny były wypełnione w ponad 98%.

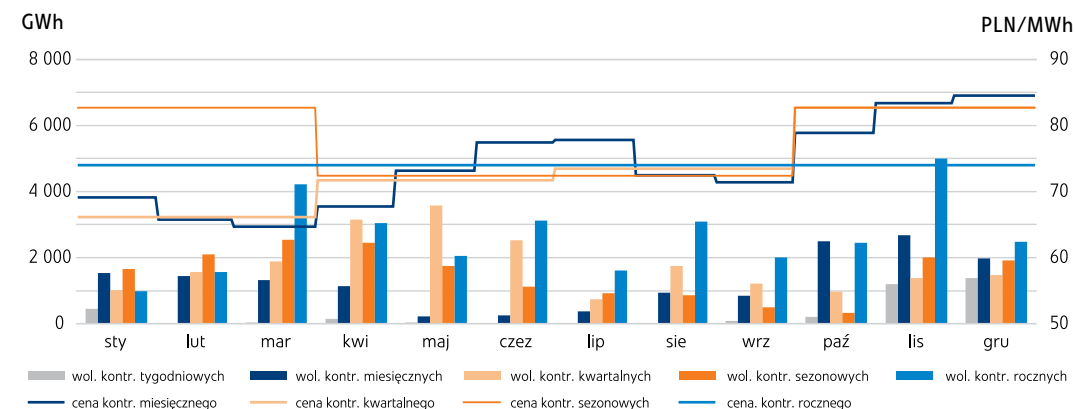
Towarowa Giełda Energii

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.

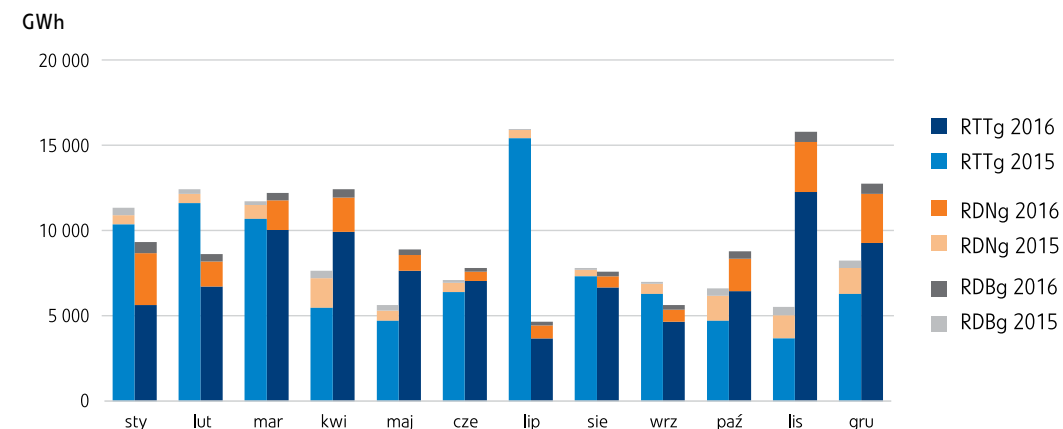


Zestawienie wolumenów i cen poszczególnych kontraktów terminowych na gaz ziemny notowanych na TGE w 2016 r.



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.

Gaspool (GPL) - niemiecki hub gazowy, punkt obrotu gazem naturalnym w północnych Niemczech.

Net Connect Germany - niemiecki hub gazowy, punkt obrotu gazem naturalnym w południowych Niemczech.

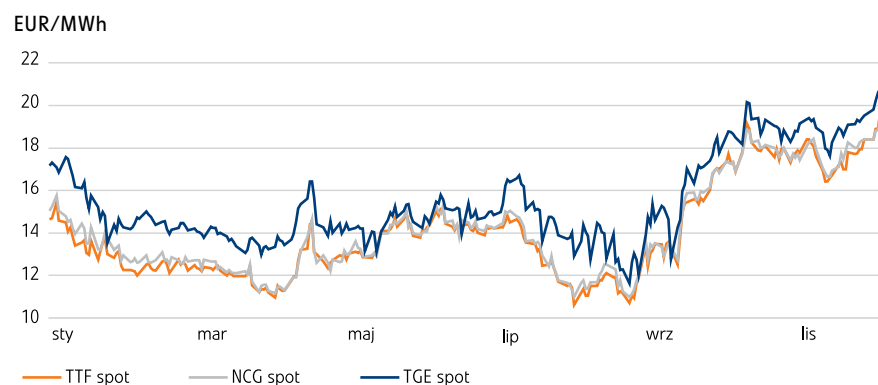
National Balancing Point (NBP) - brytyjski hub gazowy, punkt obrotu gazem naturalnym w Wielkiej Brytanii.

Title Transfer Facility - holenderska giełda energii, wirtualny punkt obrotu gazem naturalnym w Holandii.

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

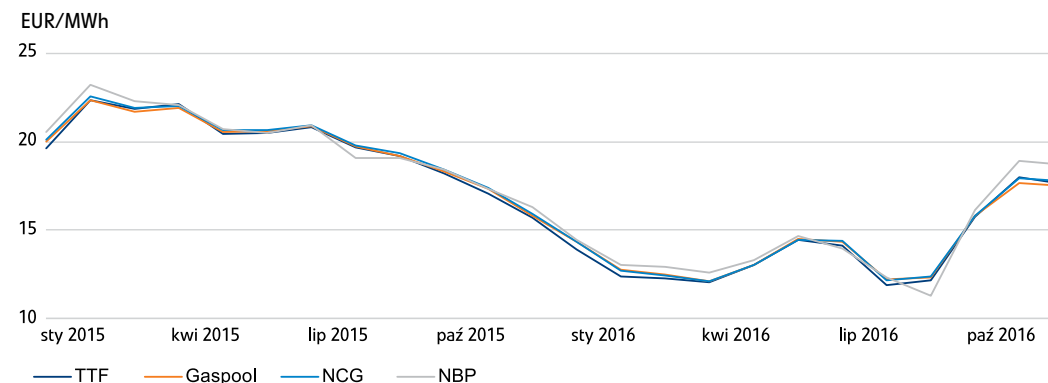
Tendencje na rynku gazu ziemnego

W 2016 r. ceny kontraktów terminowych na gaz ziemny, notowane na giełdzie TTF, spadły o 29% w porównaniu z rokiem poprzednim. 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 z 19,77 EUR/MWh rok wcześniej.

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.

Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego na wybranych hubach europejskich w latach 2015–2016



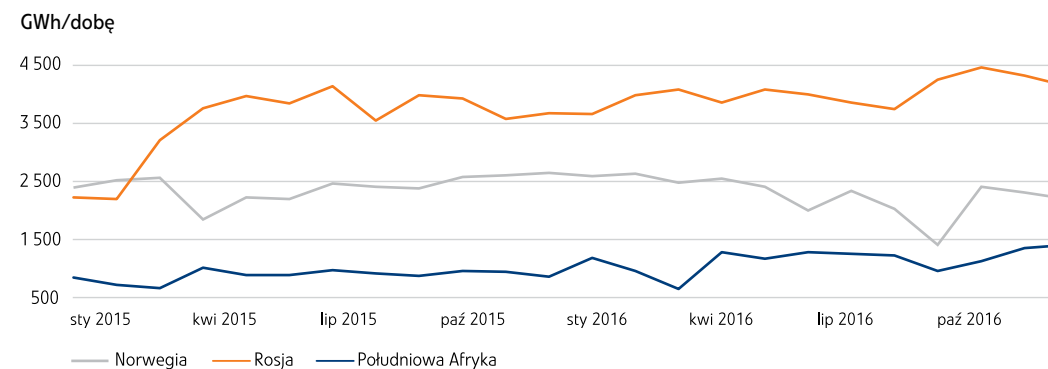
Źródło: ICE - Intercontinental Exchange, EEX - European Energy Exchange

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 rosyj-

skiego 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 z 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 z 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.

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 zagrozi konkurencji na rynku gazu w Polsce i innych krajach Europy Środkowo-Wschodniej. 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 nitk gazociągu, które planowo mają być oddane do eksploatacji w grudniu 2019 r., czyli w momencie wygaśnięcia umowy tranzytowej pomiędzy Rosją a Ukrainą. 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.

Rynek ropy naftowej

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

Organizacji Krajów Eksportujących Ropę Naftową oraz niektórzy producenci spoza kartelu porozumieili się w sprawie cięć produkcyjnych, które miały doprowadzić do ograniczenia utrzymującej się nadpodaży, ograniczyć wyso-

kie stany magazynowe i zneutralizować skutki napływu ropy z Iranu. Na koniec roku cena za baryłkę ropy naftowej osiągnęła wartość ok. 57 USD.

Cena ropy Brent

USD/bbl



Źródło: ICE – Intercontinental Exchange

Średnie światowe zapotrzebowanie na ropę naftową w 2016 r. wzrosło w porównaniu z 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 bbl/d i wyniosła 96,1 mln baryłek dziennie. W 2016 r. producenci nienależący do OPEC obniżyli wydobycie ropy naftowej, natomiast średnia dobowo produkcja ropy w krajach OPEC wzrosła i wyniosła 32,5 mln baryłek, o 0,8 mln baryłek więcej niż w 2015 r.

Popyt oraz podaż ropy na świecie

mld bbl	Popyt		Podaż	
	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

OPEC (ang. Organization of the Petroleum Exporting Countries) - Organizacja Krajów Eksportujących Ropę Naftową zrzeszająca kraje odpowiedzialne za ok. 40% światowego wydobycia ropy.

1 baryłka to ok. 0,136 tony lub 159 litrów.

Zobacz również: <https://gie.eu/>

Ropa Brent - mieszanina ropy wydobywanej z pól naftowych Morza Północnego.

Decydujący wpływ na rynek ropy w 2016 r. miały ustalenia grupy OPEC odnośnie do 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. 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.

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 zobowiązało 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).



PGNiG na giełdzie



PGNiG na giełdzie

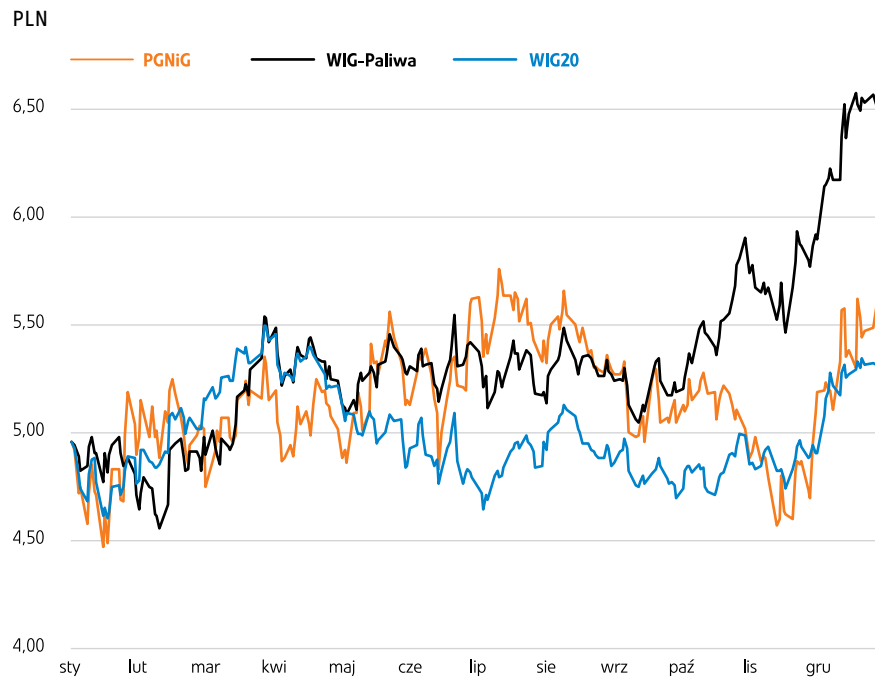
Zobacz również:
www.odpowiedzialni.gpw.pl

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.).

Kurs akcji PGNiG oraz indeksów WIG20 i WIG-Paliwa



Źródło: Giełda Papierów Wartościowych, www.gpw.pl

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: 1999,3 pkt w dniu 30 marca 2016 r.). W porównaniu z wartością 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 IV kwartale);
- spadek poziomu cen na Towarowej Giełdzie Energii SA (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 I 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 Wydobywanie. Koniec I 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 że w IV 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 II 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 Urzędu Regulacji Energetyki o obniżeniu taryfy detalicznej dla PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. 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 Grupę 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 IV 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 Krajów Eksportujących Ropę Naftową 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 z ceną 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%.

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 minimalna 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	1948 pkt	1 675 pkt	2 000 pkt	5,2%
WIG30	2 076 pkt	2243 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. „odcienia praw do dywidendy”.

Porównanie stopy zwrotu indeksów GPW oraz akcji PGNiG w 2016 r. oraz od dnia debiutu*

Indeks / kurs akcji*	Stopa zwrotu	Stopa zwrotu od debiutu PGNiG ¹ do 30.12.2016
WIG	11,4%	-20,7%
WIG20	4,8%	55,8%
WIG30	8,1%	-11,7% ²
WIG-Poland	10,9%	60,6%
WIG-Paliwa	26,9%	59,2% ³
RESPECT Index	10,9%	151,6% ⁴
PGNiG	9,5%	47,8% ⁵

Źródło: Giełda Papierów Wartościowych, www.gpw.pl

* Stopy zwrotu nie uwzględniają zwrotów z tytułu wypłaty dywidendy w latach 2005–2016.

¹ Kurs zamknięcia z 23 września 2005 r.

² Dane wyliczone w stosunku do wartości bazowej indeksu (data bazowa 23.09.2013).

³ Dane wyliczone w stosunku do wartości bazowej indeksu (data bazowa 30.12.2005).

⁴ Dane wyliczone w stosunku do wartości bazowej indeksu (data bazowa 30.12.2008).

⁵ W stosunku do ceny emisyjnej 2,98 zł stopa zwrotu w PGNiG od dnia debiutu wynosi 89%.

Wskaźniki finansowe i giełdowe

Wskaźniki finansowe*	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	-	12,88	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.

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.

Łącznie w 2016 roku PGNiG nabyło 121 685 143 zdematerializowane akcje zwykłe na okaziciela wyemitowane przez PGNiG, o wartości nominalnej 1,00 zł każda. Z czego:

- w dniu 7 września 2016 r. PGNiG nabyło 92 764 327 akcji po jednolitej cenie wynoszącej 5,39 zł za jedną akcję;
- w dniu 14 listopada 2016 r. PGNiG nabyło 28 920 816 akcji po jednolitej cenie wynoszącej 5,00 zł za jedną akcję.

Relacje inwestorskie

Relacje inwestorskie to obszar działań biznesowych coraz istotniejszy z punktu widzenia spółek publicznych. Wpływ na to ma dynamicznie rozwijający się rynek kapitałowy w Polsce, o czym świadczą: rosnący z roku na rok poziom aktywów polskich i zagranicznych funduszy inwestycyjnych, stabilna liczba notowanych spółek (487 na koniec 2016 r.) oraz rachunków inwestycyjnych zarejestrowanych w naszym kraju (1,4 mln). Statystyki potwierdzają, że Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie to atrakcyjne miejsce inwestowania nie tylko dla podmiotów instytucjonalnych, ale również dla setek tysięcy inwestorów indywidualnych.

Umacnianie pozycji polskiego rynku kapitałowego możliwe jest także dzięki skutecznemu wdrażaniu nowych obowiązków prawnych i regulacyjnych. Od dnia 3 lipca 2016 r. uczestnicy rynku kapitałowego w Polsce

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 596/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie nadużyć na rynku.

Zobacz również: eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014R0596&from=PL

Zobacz również: www.ri.pgning.pl

Zobacz również: www.zse.seg.org.pl

zobowiązani są do przestrzegania przepisów rozporządzenia MAR. W tym celu – we współpracy m.in. z Komisją Nadzoru Finansowego – emitenci stanęli przed zadaniem wdrożenia nowych wytycznych oraz efektywnego stosowania zmieniających się obowiązków informacyjnych spółek giełdowych (raportowanie bieżące i okresowe). Grupa PGNiG wdrożyła wewnętrzny regulamin ułatwiający pracownikom spółki identyfikację zdarzeń, które mogą zostać uznane za poufne, a tym samym wymagające publicznego raportowania.

W 2015 r. oraz 2016 r. Grupa PGNiG podejmowała prace nad dalszym doskonaleniem strony internetowej spółki – w silnym stopniu dotyczyło to zakładek poświęconych tematyce relacji inwestorskich. Umieszczane są tam m.in.: raporty bieżące i okresowe, informacje dotyczące strategii Grupy, zaktualizowane prezentacje inwestorskie PGNiG, oddające w skondensowanej i przystępnej formie obraz Grupy PGNiG pod kątem giełdowym, jak również kontakt telefoniczny i mailowy do Działu Relacji Inwestorskich PGNiG.

Inwestorzy docenili najwyższą jakość serwisu relacji inwestorskich PGNiG – w 2016 r. spółka została laureatem IX edycji konkursu **Złota Strona Emitenta** w kategorii „Polskie spółki należące do indeksów WIG20 i mWIG40” (za 2015 r.). Analizując oceny uzyskane w poszczególnych kryteriach II etapu, strona PGNiG zebrała najwięcej ocen maksymalnych. Spółka została najwyższej oceniona w zakresie jasności komunikatu i zawartości informacyjnej, intuicyjności, ergonomii i zgodności z regułami nawigacji oraz estetyki. Grupa PGNiG w marcu 2017 r. została zakwalifikowana również do ścisłego grona finalistów X edycji konkursu (za 2016 r.).

W 2016 r. przedstawiciele Grupy PGNiG odbyli kilkadziesiąt spotkań z inwestorami i analitykami domów maklerskich. Spółka aktywnie komunikowała się także z inwestorami indywidualnymi – wśród istotnych działań na rzecz tej grupy inwestorów wymienić należy m.in. tworzenie dedykowanych materiałów dydaktycznych zwiększających wiedzę na temat spółki oraz rynku gazu (np. raport roczny online) czy udostępnianie zapisów z telekonferencji z analitykami z udziałem Zarządu PGNiG.

Akcjonariat

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.

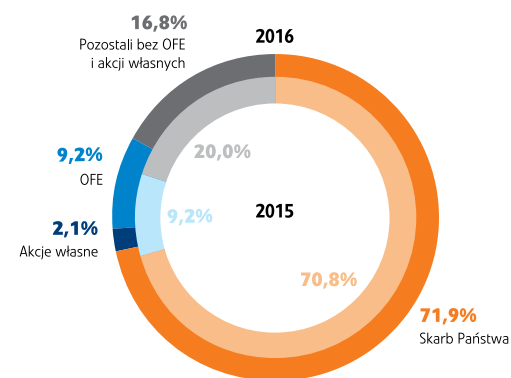
Struktura akcjonariatu na koniec 2016 r.

Akcjonariusze	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji	Udział w kapitale zakładowym/ liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2016	Zmiany w 2016 r.	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji	Udział w kapitale zakładowym/ liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2016
Skarb Państwa	4 178 771 608	70,83%	(25 065 451)	4 153 706 157	71,88%
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%

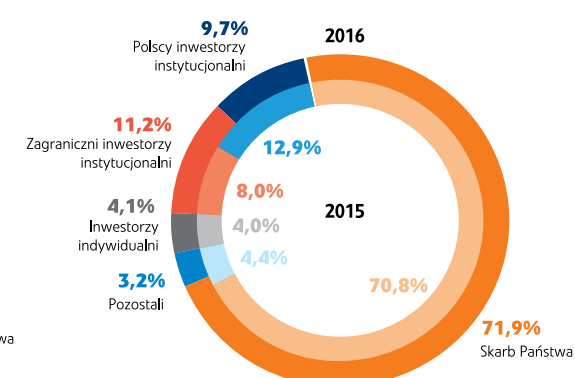
Inwestorzy instytucjonalni, do których należą głównie otwarte fundusze emerytalne (OFE), powszechne towarzystwa emerytalne oraz polskie i zagraniczne fundusze inwestycyjne, posiadali ponad 1/5 akcji wyemitowanych przez PGNiG. Do polskich inwestorów należało blisko

10% akcji Spółki, natomiast do zagranicznych podmiotów – głównie z Europy oraz ze Stanów Zjednoczonych – ponad 11% udziałów. W przypadku krajów europejskich największą liczbą 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% udziału w kapitale PGNiG, wycenione na prawie 3 mld zł. W porównaniu z 2015 r. liczba akcji posiadanych przez OFE ustabi-

liła 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 z 2015 r.

Udział OFE w akcjonariacie PGNiG na koniec 2016 r.

0,37%
BANKOWY OFE

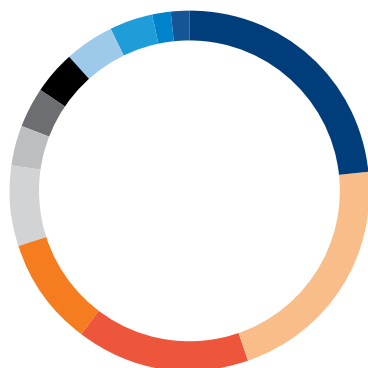
0,37%
GENERALI OFE

0,41%
NORDEA OFE

0,36%
AEGON OFE

0,16%
OFE POCZTYLION

0,13%
PEKAO



2,16%
ING NN OFE

1,96%
Aviva OFE

1,44%
OFE PZU "Złota Jesień"

0,89%
METLIFE OFE

0,67%
AXA OFE

0,34%
ALLIANZ POLSKA OFE

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.

Struktura geograficzna akcjonariatu

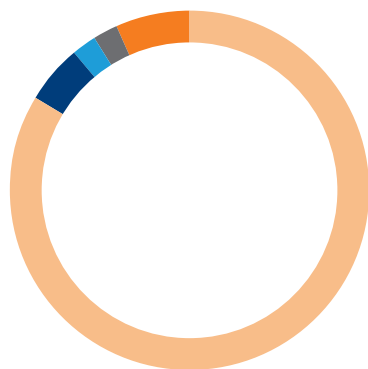
6,55%
Pozostali

2,2%
Wielka Brytania

2,15%
Reszta Europy

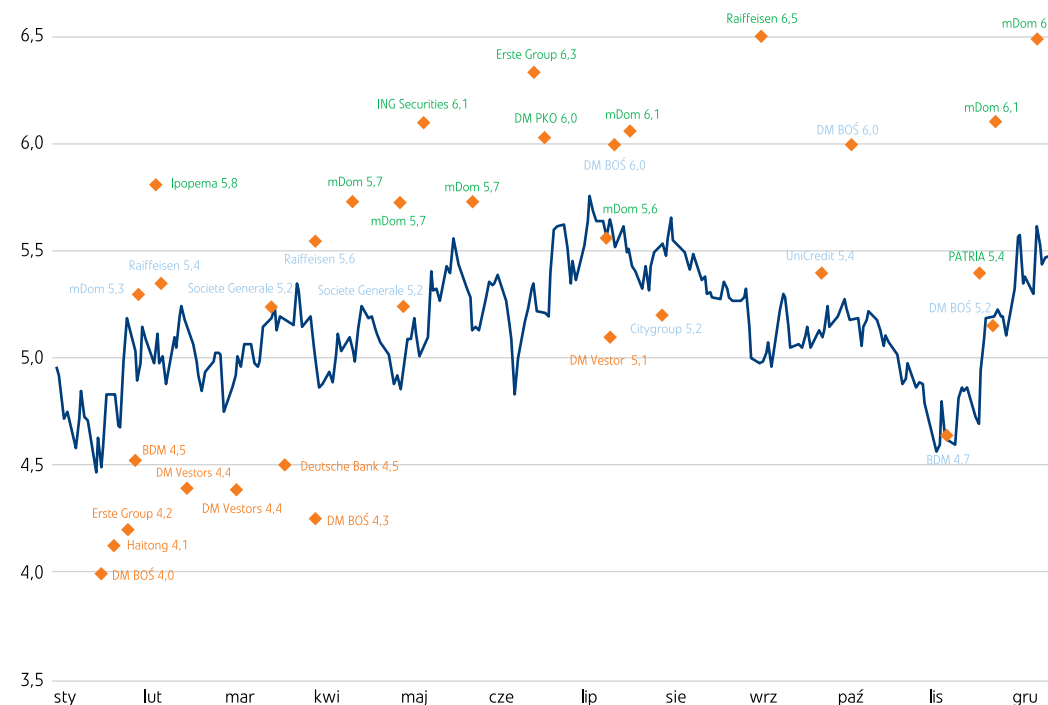
5,45%
Stany Zjednoczone

83,65%
Polska



Rekomendacje analityków wraz z ceną docelową w 2016 r.

Liczba rekomendacji: **13** kupuj **9** sprzedaj **11** trzymaj — PGNiG



W porównaniu z 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.).

wypłatę do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy, przy czym zarząd PGNiG, rekomendując wypłatę dywidendy, każdorazowo bierze pod uwagę bieżącą sytuację finansową Grupy 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.

Dywidenda

Zarówno obowiązująca w 2016 r. Strategia, jak i Nowa Strategia Grupy PGNiG na lata 2017 - 2022 zakładają

Wyplacona 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%	-

Strategia



Strategia Grupy PGNiG 2017-2022

Misja

Jesteśmy zaufanym dostawcą energii dla domu i biznesu

Zaufany: nasi klienci polegają na wysokiej jakości i wiarygodności świadczonych usług

Dostawca energii: kompleksowo zaspakajamy potrzeby energetyczne klientów (gaz + prąd + ciepło + inne/usługi)

Dom i biznes: dbamy i cenimy wszystkich naszych klientów - gospodarstwa domowe, firmy i instytucje

Wizja

Odpowiedzialnie i efektywnie dostarczamy innowacyjne rozwiązania energetyczne

Odpowiedzialnie: działamy przejrzysto w oparciu o zasady odpowiedzialności społecznej

Efektywnie: jesteśmy zoptymalizowani procesowo i kosztowo

Innowacyjne rozwiązania: jesteśmy liderem innowacyjności w branży energetycznej

Cel nadrzędny

Wzrost wartości Grupy Kapitałowej PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej

Wzrost wartości: naszą nadrzędną aspiracją jest kreowanie wartości dodanej dla naszych akcjonariuszy i klientów

Stabilność finansowa: dążymy do zapewnienia długoterminowej stabilności finansowej i wiarygodności kredytowej

W dniu 13 marca 2017 r. Rada Nadzorcza PGNiG przyjęła nową „Strategię Grupy PGNiG na lata 2017–2022 z perspektywą do 2026 r.”. Opracowanie nowej Strategii było podyktowane szeregiem zmian w otoczeniu zewnętrznym i wewnętrznym Grupy PGNiG.

Wśród uwarunkowań zewnętrznych najistotniejsze to zmiany w otoczeniu makroekonomicznym (m.in. spadek cen ropy i gazu

ziemnego) oraz pozostałe zmiany rynkowe, w tym istotne przyspieszenie rozwoju konkurencji na rynku gazu ziemnego w Polsce, potrzeba dywersyfikacji kierunków dostaw gazu z importu po roku 2022 (tj. wygaśnięciu kontraktu jamalskiego), jak też zmiana uwarunkowań regulacyjnych (stopniowe znoszenie taryf, brak przewidywalności wsparcia energetyki po roku 2018). W wyniku

przeprowadzonych prac analitycznych aktualizacji uległy kluczowe założenia makroekonomiczne będące podstawą opracowania prognoz strategicznych, w tym dotyczące cen gazu ziemnego, ropy naftowej i energii elektrycznej. Opracowano również nowe cele strategiczne i wynikające z nich ambicje strategiczne Grupy do roku 2022.

Z punktu widzenia uwarunkowań wewnętrznych istotną zmianą towarzyszącą przyjęciu nowej Strategii jest zastosowanie nowego podejścia do zarządzania strategicznego w Grupie PGNiG. Jego istotą jest wdrożenie metodyki zrównoważonego zarządzania strategicznego, tzw. Balanced Scorecard („BSC”). Wykorzystanie tej metodyki pozwala na zrównoważenie celów finansowych, operacyjnych i rozwojowych Spółki w oparciu o 4 kluczowe perspektywy: finanse, klienci, procesy oraz zasoby i rozwój.

Efektom zastosowanego podejścia jest również zmiana sposobu definiowania podstawowych założeń strategicznych, który polega na wyznaczeniu celów i aspiracji

na poziomie całej Grupy PGNiG, a następnie ich skaskadowaniu na kluczowe obszary działalności Grupy.

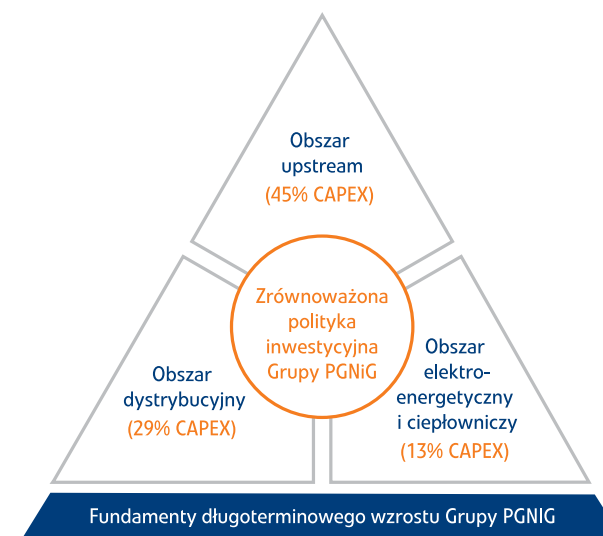
Założenia nowej Strategii na poziomie Grupy PGNiG

Nowa Strategia definiuje nowy cel nadrzędny dla Grupy PGNiG jakim jest „Wzrost wartości Grupy PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej”. Jego realizacja będzie polegała na zrównoważonym rozwoju Grupy PGNiG poprzez inwestowanie w obszary działalności cechujące się relatywnie wysoką stopą zwrotu, ale obciążone odpowiednio wyższym ryzykiem (ok. 45% łącznych planowanych nakładów przeznaczonych zostanie na obszar upstream), przy jednoczesnym inwestowaniu w obszary regulowane cechujące się znacznym bezpieczeństwem inwestycyjnym (ok. 42% łącznych nakładów alokowanych będzie w obszar dystrybucji gazu oraz elektroenergetyki i ciepłownictwa).

Priorytetowe obszary strategicznego inwestowania i rozwoju

Dodatkowo w Strategii zarezerwowano ok. 4 mld PLN na inne projekty rozwojowe, przede wszystkim w obszarach: dystrybucji, obrotu, elektroenergetyki i ciepłownictwa.

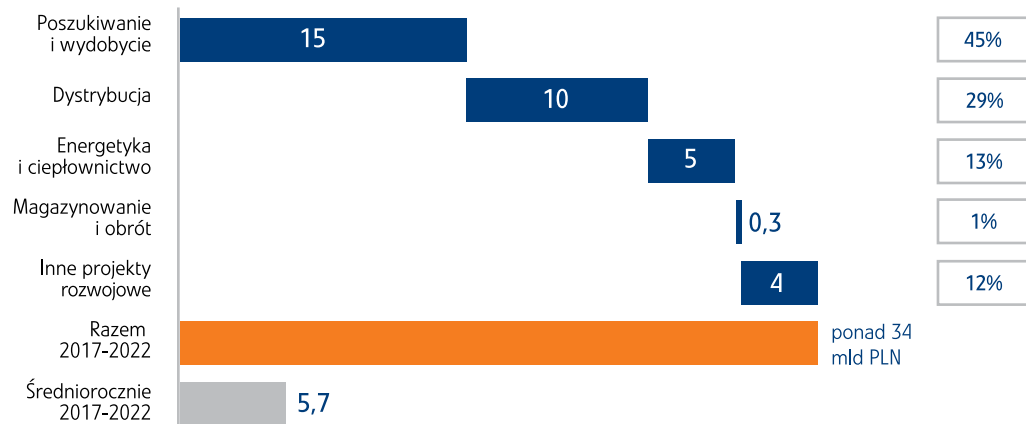
Grupa PGNiG zakłada, iż na realizację polityki inwestycyjnej zostanie przeznaczonych łącznie ponad 34 mld PLN w latach 2017–2022.



Zobacz również:
www.pgnig.pl/misja-i-strategia

Nakłady inwestycyjne (CAPEX) na lata 2017–2022

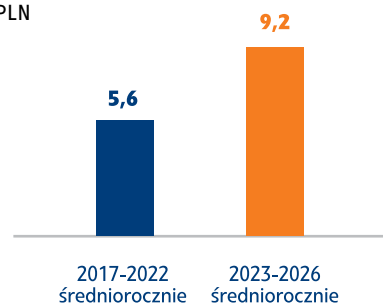
mld PLN



Program inwestycyjny umożliwi wygenerowanie skumulowanego wyniku EBITDA Grupy na poziomie ok. 33,7 mld PLN w latach 2017–2022, co umożliwi perspektywiczny wzrost wyniku EBITDA Grupy do poziomu średniorocznego ok. 9,2 mld PLN w latach 2023–2026. Jednocześnie, poziom zadłużenia netto w relacji do wyniku EBITDA powinien pozostać w całym okresie objętym nową Strategią na poziomie poniżej 2,0, przy utrzymaniu dotychczasowej polityki dywidendowej zakładającej wypłatę do 50% skonsolidowanego zysku netto Grupy.

Wyniki EBITDA na lata 2017–2022

mIn PLN



Aspiracje w kluczowych obszarach działalności

Nowa Strategia określa 7 strategicznych obszarów działalności Grupy oraz definiuje dla nich cele i aspiracje strategiczne na lata 2017–2022, które obejmują:



Poszukiwanie i Wydobywanie

Wzrost bazy zasobów i poziomu wydobycia węglowodorów

- Zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów węglowodorów o 35% (do 1 208 mln ekwiwalentu baryłki ropy naftowej w 2022);
- Zwiększenie łącznego poziomu wydobycia węglowodorów o 41% (do 55 mln boe w 2022).



Obrót hurtowy

Zdywersyfikowany i konkurencyjny portfel dostaw gazu ziemnego

- Zdywersyfikowany portfel dostaw gazu ziemnego po roku 2022;
- Zwiększenie łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego o 7% (do 178 TWh w 2022);
- Skumulowany wolumen sprzedaży gazu ziemnego na rynku hurtowym w kraju i za granicą na poziomie 1000 TWh;
- Skumulowany wolumen sprzedaży detalicznej gazu ziemnego i energii elektrycznej na poziomie 410 TWh.



Obrót detaliczny

Utrzymanie pozycji rynkowej i maksymalizacja marży

- Maksymalizacja marży w obrocie detalicznym;
- Utrzymanie łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego na poziomie 67–69 TWh/rok.



Magazynowanie

Zabezpieczenie dostępu do pojemności magazynowych

- Zabezpieczenie pojemności magazynowych dostosowanych do popytu;
- Wzrost efektywności obszaru magazynowania.



Dystrybucja

Przyspieszenie gazyfikacji kraju

- Ponad 300 tys. nowych przyłączy w latach 2017–2022;
- Zwiększenie dynamiki rocznego przyrostu liczby przyłączy o 17%;
- Zwiększenie wolumenu dystrybucji gazu ziemnego o 16%.



Energetyka i ciepłownictwo

Wzrost wolumenu produkcji energii

- Zwiększenie wolumenu sprzedaży ciepła i energii o 20% (do 18 TWh w 2022);



Centrum korporacyjne

Efektywny model operacyjny, rozwój B+R+I oraz CSR

- Efektywna realizacja projektów R&D&I;
- Wzmocnienie wizerunku Grupy PGNiG;
- Poprawa efektywności operacyjnej Grupy PGNiG.

boe (ang. barrel of oil equivalent) – ekwiwalent baryłki ropy naftowej (1 baryłka to ok. 0,136 tony).

Realizacja strategii w 2016 r.

Wyzwania

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

1. 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-procentowe 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 SA.

Istotne implikacje dla Grupy 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 większej dostępności światowej floty LNG.

2. Pogłębienie liberalizacji

W wyniku wprowadzenia tzw. „obligi 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.

3. Konieczność zmiany struktury portfela zakupu gazu z importu

Portfel pozyskania gazu Grupy 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 Grupy PGNiG składa się

w istotnej części z kontraktów, w których cena w części opiera się na notowaniach 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 Grupy 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.

4. Zmiany polityk i regulacji prawnych

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

Realizacja strategii 2016 r.

W celu dostosowania realizowanej Strategii do wyzwań stojących przed Grupą PGNiG w nadchodzących latach przeprowadzono na początku 2016 r. jej przegląd i aktualizację. W dniu 4 kwietnia 2016 r. Rada Nadzorcza przyjęła aktualizację Strategii Grupy 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 obejmowała 4 kluczowe dla Grupy PGNiG obszary biznesowe:

- Utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym);

- Maksymalizacja przepływów z obszaru infrastruktury i wytwarzania;
- Wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwania i wydobycia;
- Zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości.

Zaktualizowana Strategia zakładała nieznaczne zwiększenie celu nadrzędnego, tj. wartości EBITDA Grupy PGNiG do poziomu powyżej 7 mld zł w 2022 r.

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 2016 r. Spółka zrealizowała zakładane cele inicjatyw strategicznych w poszczególnych obszarach biznesowych. Do kluczowych osiągnięć Spółki w 2016 r. należało:

1. W zakresie działań ukierunkowanych na utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym)

- **Dywersyfikacja źródeł dostaw – Korytarz Norweski**
 - PGNiG przy wsparciu Rządu RP prowadziło z Norwegią i Danią rozmowy dotyczące budowy połączenia polskiego systemu gazowego z Norweskim Szelfem Kontynentalnym;
- **Dywersyfikacja źródeł dostaw – dostawy LNG**
 - do Terminala w Świnoujściu zostało dostarczonych 9 dostaw LNG (w tym 2 pierwsze o charakterze technicznym) realizowanych w ramach kontraktu katarskiego. Dodatkowo na potrzeby bilansowania krótkoterminowego PGNiG dokonało zakupu LNG z rynku spot z Norwegii (kontrakt z firmą Statoil);



Więcej o Obrocie
i Magazynowaniu
- str. 82

- **Uruchomienie biura handlowego LNG**
 - biuro rozpoczęło prace od początku 2017 r., a pełną zdolność operacyjną osiągnie do końca I kwartału 2017 r. Zadania biura skoncentrowane będą na prowadzeniu obrotu LNG w krótkoterminowym i średnioterminowym horyzoncie;

- **Kontrakt jamalski**
 - arbitraż – PGNiG prowadziło działania mające na celu dostosowanie kontraktu długoterminowego z Gazpromem do warunków odzwierciedlających sytuację na rynku europejskim. 1 lutego 2016 r. Spółka złożyła pozew przeciw OAO Gazprom i OOO Gazprom Export w postępowaniu przed Trybunałem Arbitrażowym z siedzibą w Sztokholmie;

- **Nowe kontrakty na sprzedaż gazu**
 - Spółka rozszerzyła portfel odbiorców gazu ziemnego poprzez wzmocnienie obecności na rynkach ościennych. 4 sierpnia 2016 r. podpisano umowę z ukraińską spółką ERU Trading na dostawę gazu ziemnego dla odbiorców przemysłowych. Dodatkowo w 2016 r. PGNiG zawarło nowe kontrakty na sprzedaż gazu w kraju;

- **Oferta dla klientów**
 - Spółka konsekwentnie dostosowuje się do zmieniających się potrzeb i oczekiwań odbiorców końcowych, oferując programy rabatowe, które spotkały się z dużym zainteresowaniem i zostały pozytywnie odebrane przez największych klientów Spółki.

2. W zakresie maksymalizacji przepływów z obszaru infrastruktury i wytwarzania

- **Dystrybucja**
 - Wzrost wolumenu dystrybuowanego gazu (wolumen dystrybuowanego gazu wyniósł ok. 11 mld m³ w 2016 r.), co było spowodowane m.in. większą liczbą nowych przyłączy;

- Nowa strategia Polskiej Spółki Gazownictwa zakładająca: (i) zwiększenie ilości dystrybuowanego gazu, (ii) zwiększenie liczby nowych odbiorców oraz (iii) istotny przyrost gazyfikacji nowych gmin w Polsce;

- Zmiana struktury organizacyjnej PSG odpowiadająca podziałowi administracyjnemu kraju, co pozwoli na uproszczenie współpracy z władzami samorządowymi oraz ułatwi dostęp do usług dla klientów PSG.

- **Wytwarzanie**
 - 28 kwietnia 2016 r. PGNiG Termika kupiła 100% akcji Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A. w Jastrzębiu-Zdroju;
 - 11 sierpnia 2016 r. nabyła akcje Spółki Energetycznej „Jastrzębie” S.A. od Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A.

W segmencie wytwarzania w 2016 r. Grupa PGNiG realizowała strategię ukierunkowaną na zwiększenie udziałów w rynku produkcji i dystrybucji ciepła. Dzięki przejęciom Grupa PGNiG otworzyła swoją działalność na zupełnie nowe rejony Polski.

3. W zakresie wzmocnienia i transformacji obszaru poszukiwania i wydobywania

- **Poszukiwanie i Wydobywanie w kraju**
 - Utrzymanie stabilnego wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej w kraju;
 - Intensywne prace przyczyniające się do odkrycia i udokumentowania nowych złóż węgłowodorów;
 - Kontynuowanie prac poszukiwawczo-rozpoznawczych złóż typu „shale gas” na swoich najbardziej perspektywicznych koncesjach. Pod koniec 2016 r. projekty pozyskania gazu z tzw. formacji łupkowych zostały wstrzymane. Dotychczasowe efekty prac nie potwierdziły wstępnych szacunków i prognoz dotyczących potencjału zasobów gazu z łupków;

- **Poszukiwanie i Wydobywanie za granicą**
 - PGNiG Upstream Norway AS pozyskało w 2016 r. 5 nowych koncesji o charakterze poszukiwawczym na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Jednym z kluczowych celów operacyjnych Spółki jest wzrost poziomu wydobycia węgłowodorów. Ponadto w związku z rozpatrywaną budową Korytarza Norweskiego i Baltic Pipe (dającego Polsce dostęp do gazu ze złóż norweskich) posiadane aktywa pozwolą na wykorzystanie naturalnych synergii pomiędzy segmentami PGNiG, wykorzystując zasoby Grupy PGNiG;
 - PGNiG rozpoczęło realizację odwiertu eksploatacyjnego Rehman-2 w Pakistanie. Jest to trzeci odwiert realizowany na złożu Rehman, którego zadaniem jest przede wszystkim zwiększenie produkcji gazu ziemnego. W ramach kontynuacji prac poszukiwawczych w Pakistanie w kwietniu 2016 r. dokonano akwizycji zdjęcia sejsmicznego 3D, dzięki któremu będzie można zlokalizować kolejne odwierty, których wiercenie przewidywane jest na rok 2017;
 - Po zniesieniu sankcji PGNiG analizuje powrót na rynek irański. PGNiG i NIOC podpisały 5 listopada 2016 r. w Teheranie list intencyjny w sprawie współpracy na złożu ropy naftowej Soumar.

4. W zakresie zbudowania fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości

- **Program Poprawy Efektywności**
 - Grupa PGNiG kontynuowała działania związane z Programem Poprawy Efektywności, którego celem jest redukcja bazy kosztowej oraz wzrost dyscypliny kosztowej. W 2016 r. w PPE wygenerowano oszczędności kosztowe w wysokości 830 mln PLN, osiągnięto wyższą wartość o ponad 5% od planowanej wartości poprzez wzrost sprawności organizacyjnej oraz procesowej całej Grupy Kapitałowej;
- **Zbycie nieruchomości oraz spółek non-core**
 - jedną z kluczowych inicjatyw w strategii Grupy jest zbycie nieruchomości non-core przez Grupę PGNiG. W 2016 r. łączny przychód ze sprzedaży nieruchomości wyniósł ponad 41 mln PLN (plan zakładał ponad 33 mln PLN);
- **Badania, Rozwój, Innowacje**
 - w 2016 r. zainicjowano zmiany w zakresie funkcjonowania dotychczasowego obszaru Badań i Rozwoju („B+R”). W szczególności rozpoczęto prace nad stworzeniem nowej poszerzonej strategii „B+R+I”, czyli badań, rozwoju i innowacji.



Więcej o Wytwarzaniu - str. 106

Więcej o Poszukiwaniu i Wydobywaniu - str. 66

Gaz łupkowy (ang. shale gas) - jeden z rodzajów gazu ze złóż niekonwencjonalnych, uzyskiwany z położonych głęboko pod ziemią łupków osadowych.

Więcej o Dystrybucji - str. 98

Inwestycje w 2016 r.

W 2016 r. nakłady inwestycyjne Grupy 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 poszcze-

gólnych segmentach działalności PGNiG i Grupy PGNiG przedstawiają poniższe tabele. Szczegółowe informacje dot. inwestycji w poszczególnych segmentach znajdują się w następujących rozdziałach.

Nakłady inwestycyjne poniesione przez Grupę PGNiG w 2016 r.

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

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

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 Grupy PGNiG;
- wdrożeniem 14 inicjatyw z zakresu B+R+I, których głównym celem było usprawnienie procesu naboru innowacyjnych projektów, usprawnienie oceny projektów, podejmowania decyzji dotyczących innowacji, a następnie ich wdrożeń;
- umową-porozumieniem o utworzeniu przez PGNiG, Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. oraz Narodowe Centrum Badań i Rozwoju 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 Grupy PGNiG problemy badawczo-rozwojowe z obszarów: poszukiwania i wydobycia węglowodorów, magazynowania gazu, sieci gazowych, użytkowania i nowych zastosowań paliw gazowych oraz ochrony środowiska;
- przystąpieniem przez PGNiG do Międzynarodowego Centrum Doskonałości w zakresie metanu z kopalń węgla oraz rozpoczęciem projektu B+R o nazwie GEO-METAN dotyczącego przedeksplatacyjnego wydobycia metanu z pokładów węgla kamiennego;
- zorganizowaniem w ramach inicjatywy Warsztatów

Innowacyjnych Pomysłów trzech edycji spotkań dotyczących poszukiwania rozwiązań dla spółek Grupy PGNiG z grupą mikro i małych przedsiębiorstw oraz startupów;

- 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, 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.

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 Grupie PGNiG w ramach zrównoważonego portfela projektów innowacyjnych.

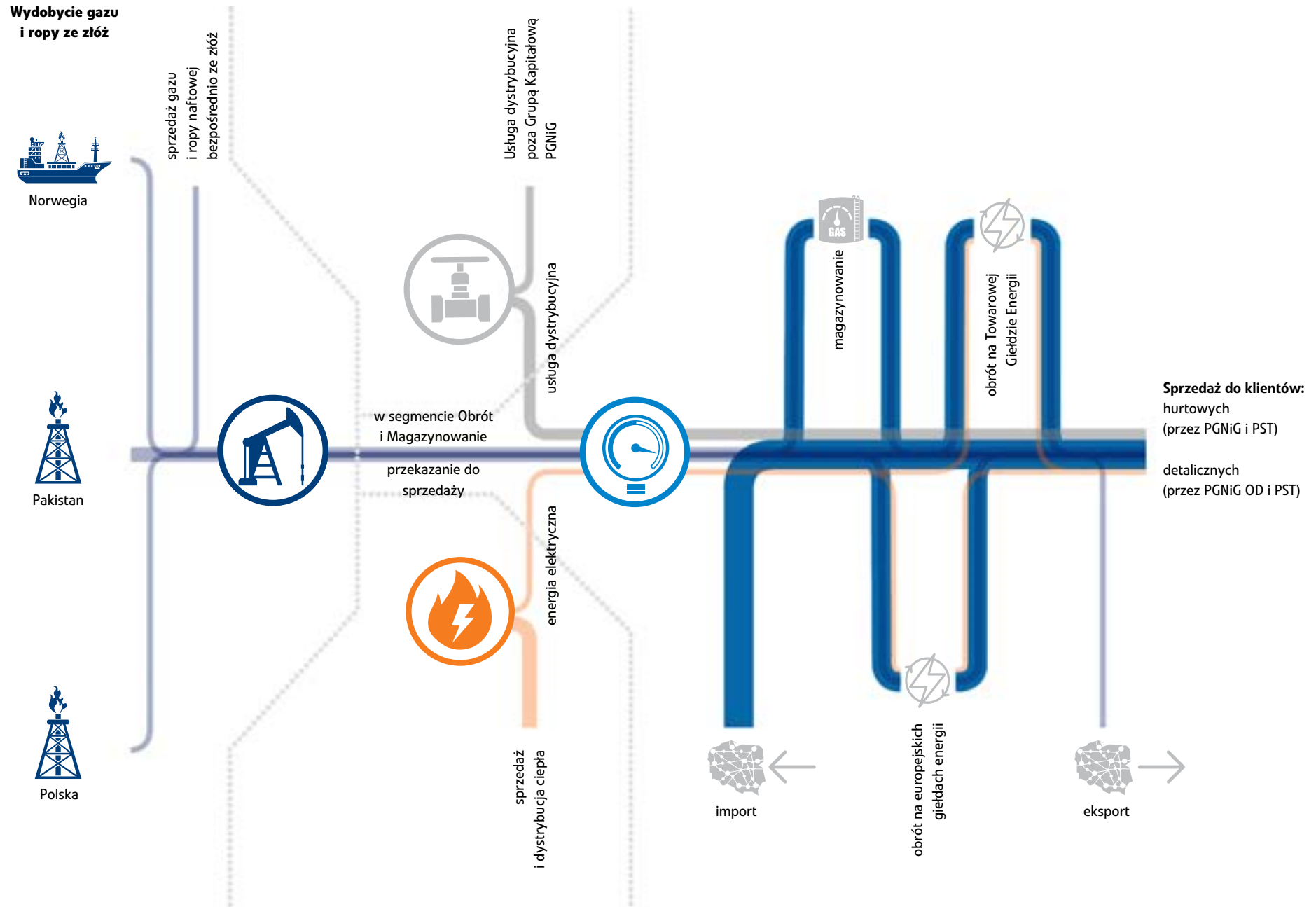
W ramach struktur badań, rozwoju i innowacji prowadzone są również projekty dotyczące zarządzania efektywnością energetyczną. Intensyfikacja zadań w tym zakresie przewidziana jest na 2017 r.

W latach 2017-2022 Grupa PGNiG przeznaczy na Badania i Rozwój oraz Innowacje ok. 680 mln PLN (ponad 100 mln PLN średniorocznie).

Model biznesowy



Model biznesowy Grupy PGNiG

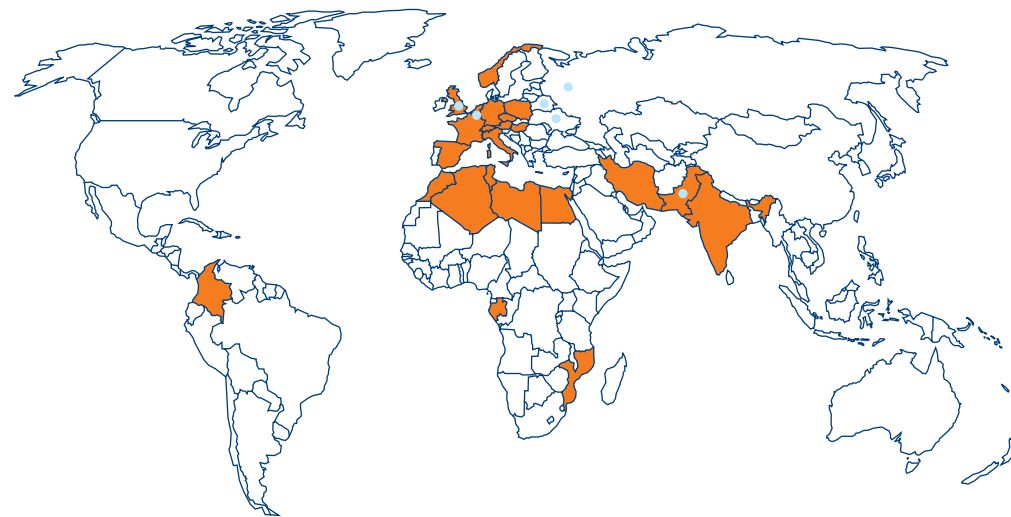




Nazwa spółki – spółka pośrednio zależna od PGNiG.

[nazwa kraju] – Kraj rejestracji jednostki (inny niż Polska).

* Główne miejsce prowadzenia działalności (inne niż kraj rejestracji).



■ Obszary działalności spółek z Grupy PGNiG
● Zagraniczne przedstawicielstwa i oddziały PGNiG

Sprzedż gazu ziemnego ogółem poza Grupą PGNiG

mln m³

	2016	2015	2014	2013	2012
Gaz wysokometanowy (E)	22 899	21 653	17 322	14 970	13 723
Gaz zaazotowany (Ls/Lw* przeliczony na E)	1 373	1 295	1 252	1 202	1 156
RAZEM (przeliczony na E)	24 273	22 948	18 574	16 173	14 879

* Rodzaj gazu zaazotowanego.

Poszukiwanie i wydobywanie



Poszukiwanie i wydobywanie

Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania oraz wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej, 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.

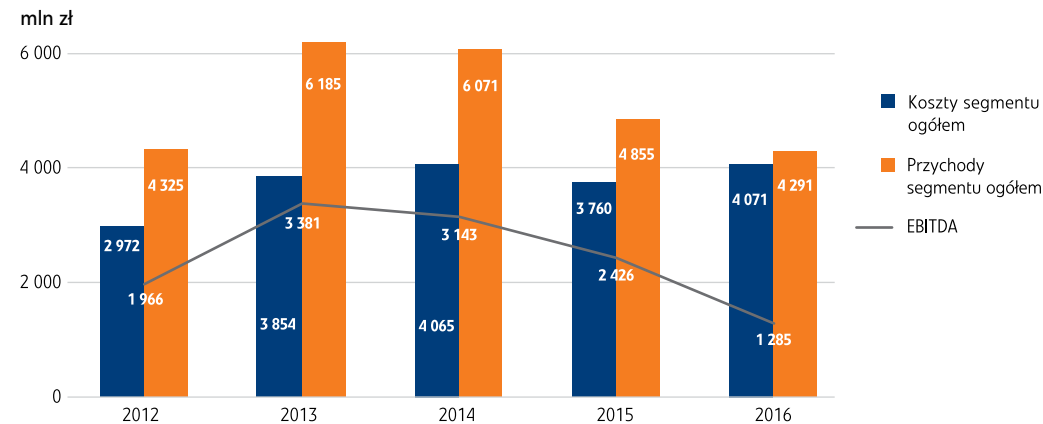
Spółki segmentu: PGNiG SA, PGNiG Upstream Norway AS, Polish Oil and Gas Company – Libya B.V., EXALO Drilling SA, GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o., GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. w likwidacji.

Segment w liczbach

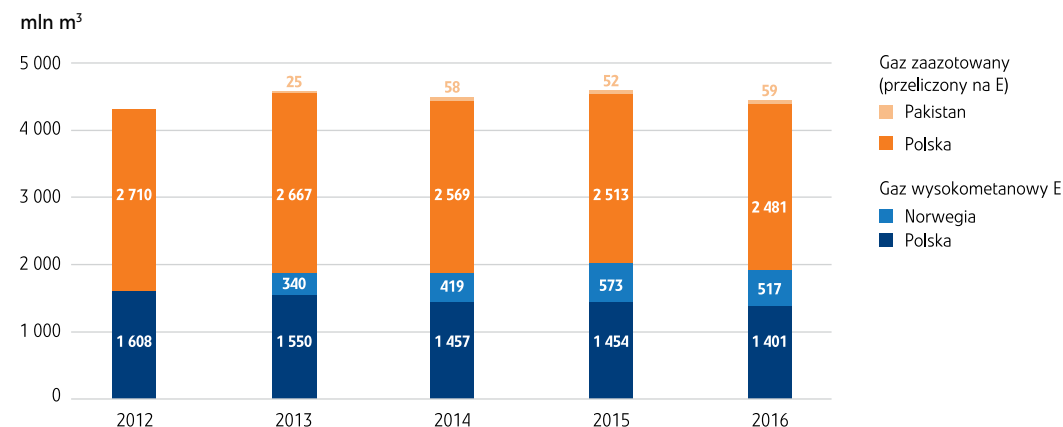
Segment Poszukiwanie i Wydobywanie na koniec 2016 r. zanotował zysk na działalności operacyjnej w wysokości 219 mln zł. Wynik ten był o 875 mln zł niższy niż osiągnięty w poprzednim roku. Na poziomie EBITDA wypracowano zysk w wysokości 1 285 mln zł, co jest wynikiem niższym od wyniku roku poprzed-

niego 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-procentowego spadku wolumenu sprzedaży ropy naftowej oraz cen (średnia kwartalna cena ropy Brent wyrażona w polskiej walucie w 2016 r. była niższa o ok. 12%). Spadek wolumenu spowodowany był głównie dłuższymi planowanymi przestojami w Norwegii i nieplanowanymi przestojami remontowymi. Wzrost kosztów operacyjnych segmentu o 311 mln zł (8%) był efektem większych odpisów aktualizujących na trwałą utratę wartości majątku trwałego, które w 2016 r. obciążły wynik segmentu kwotą 771 mln zł, w porównaniu z 555 mln zł w 2015 r. Na poziom kosztów miało również wpływ zmniejszenie amortyzacji z 1 331 mln zł do 1 066 mln zł w 2016 r. Spadek ten wynika głównie z przeszacowania wielkości zasobów na norweskim szelfie kontynentalnym, które wpłynęło na obniżenie stawek amortyzacji aktywów produkcyjnych.

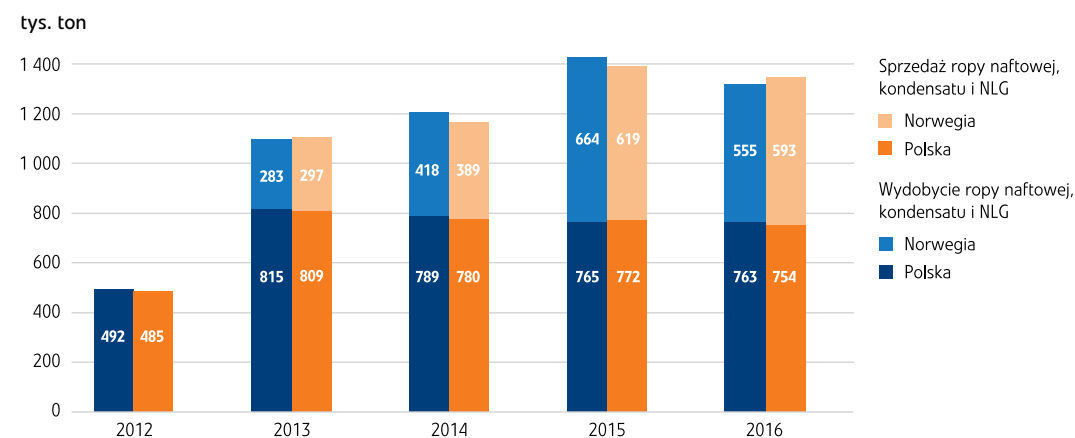
Wyniki finansowe segmentu



Wydobywanie gazu ziemnego w Grupie Kapitałowej PGNiG



Ropa naftowa, kondensat i NGL w Grupie PGNiG



PGNiG Upstream Norway AS - dawniej PGNiG Upstream International AS.

Zobacz również: www.norway.pgnig.pl

Więcej o działalności w Norwegii na str. 71

Zobacz również: www.exalo.pl/en

Działalność w 2016 roku

Działalność w Polsce

Grupa PGNiG zajmuje dominującą pozycję na krajowym rynku poszukiwania i wydobycia węglowodorów ze złóż. Spółka posiada około 90-procentowy udział w wydobyciu w Polsce. W przypadku ropy naftowej Grupa PGNiG z produkcją ropy na poziomie 750 tys. ton w 2016 r. miała około 20-procentowy udział w wydobyciu tego surowca w Polsce.

Na koniec 2016 r. PGNiG posiadało 48 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. 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 otwo-

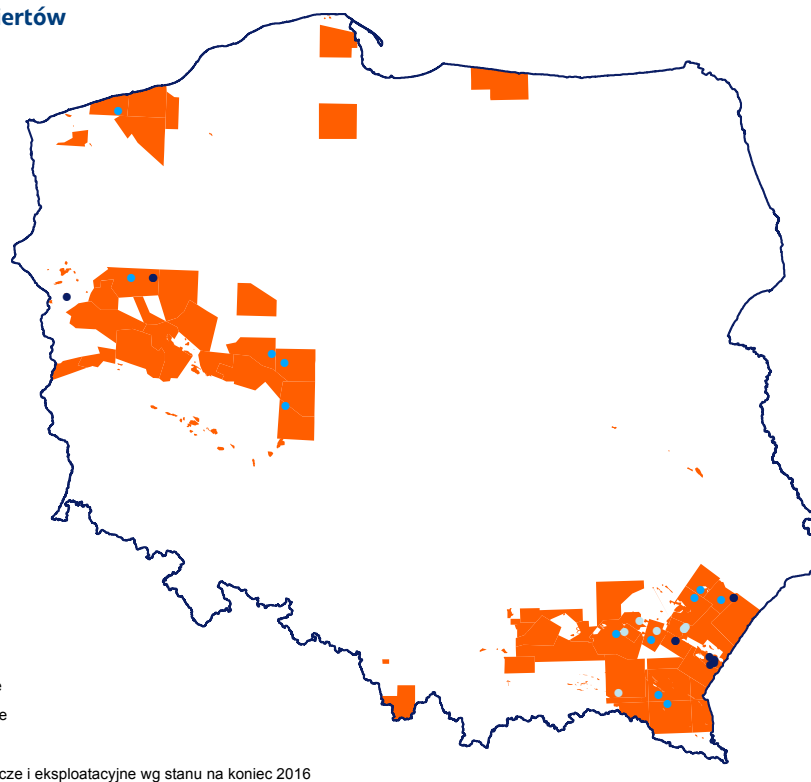
rach, w tym: 12 poszukiwawczych oraz 7 rozpoznawczych. Na koniec grudnia 2016 r. wyniki złożowe uzyskano z 14 odwiertów (10 poszukiwawczych i 4 rozpoznawczych), w tym 2, których wiercenie zakończono w 2015 r.

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.

Wykonane zostały również rekonstrukcje, zabiegi intensyfikacyjne i testy złożowe w: 4 otworach badawczych, 3 otworach poszukiwawczych, 2 otworach rozpoznawczych i 4 otworach eksploatacyjnych.

Mapa koncesji i odwiertów



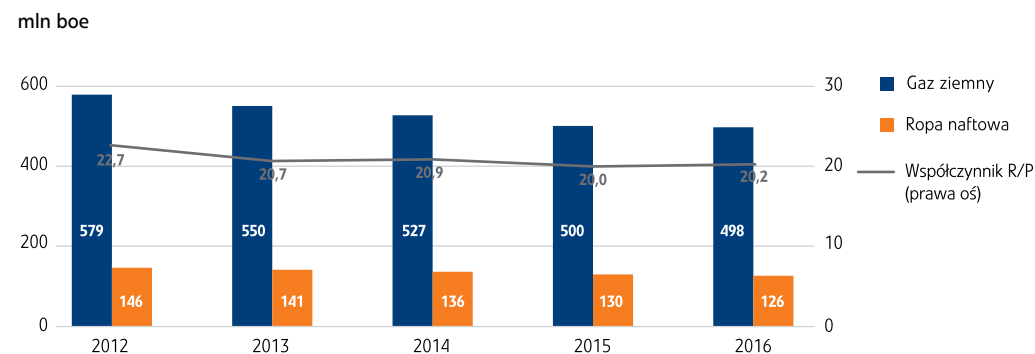
Liczba kopalni

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

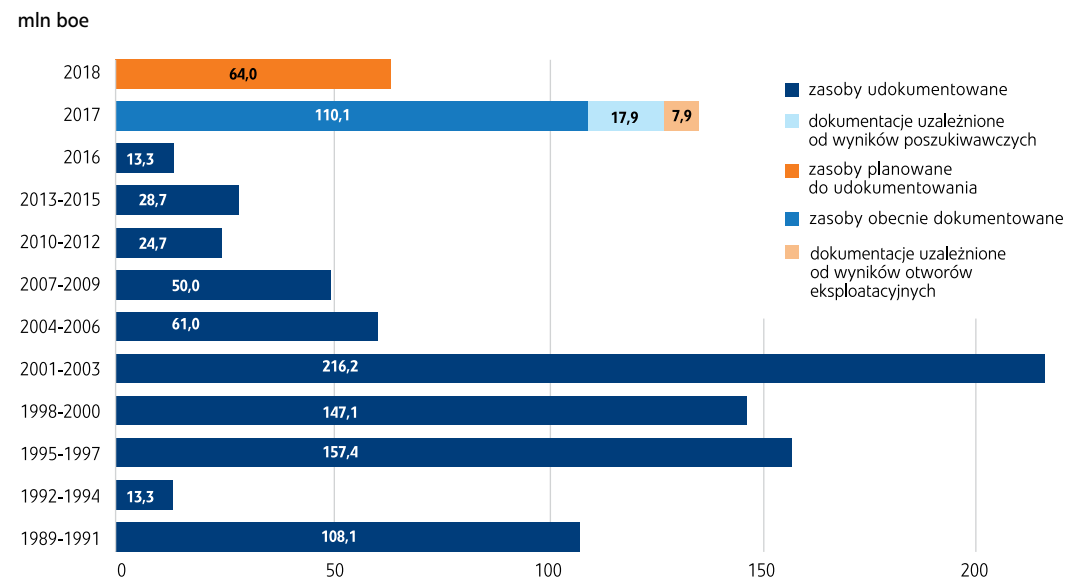
W 2016 r. PGNiG współpracowało z innymi podmiotami na obszarach koncesyjnych. Spółka współpracowała m.in. z: FX Energy Poland Sp. z o.o., LOTOS

Petrobaltic SA i ORLEN Upstream Sp. z o.o. We współpracy z innymi podmiotami PGNiG prowadziło również prace poszukiwawcze w Pakistanie i Norwegii.

Udokumentowane zasoby wydobywalne w Polsce w latach 2012-2016



Zasoby udokumentowane i planowane do udokumentowania w latach 1989-2018



Sejsmiki 2D - badania metodą refleksyjną w wyniku rejestracji fal sejsmicznych wzbudzonych punktowo i rejestrowanych wzdłuż wyznaczonej linii.

Sejsmiki 3D - Badania sejsmiczne, w wyniku rejestracji fal sejsmicznych wzbudzonych punktowo i odbierania na określonym obszarze.

Coal bed methane - technologia wydobycia metanu z pokładów węgla.

1 baryłka to ok. 0,136 tony lub 159 litrów.

Zobacz również: www.geofizyka.pl/pl

Daily Rate - system rozliczania wykonawców za prace wiertnicze na wykonanie otworu.

Sprzedaż podstawowych produktów

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

W 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 surowca) były realizowane do Grupy LOTOS – Rafineria w Gdańsku oraz do spółki Orlen Południe Zakład Trzebinia (Grupa 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 na rynkowych notowaniach cen tego surowca. Ropa typu Brent w 2016 r. średnio kosztowała 43,74 USD za baryłkę przy rozpiętości cen między 28 USD/bbl w styczniu a 55 USD/bbl w grudniu 2016 r.

Prace sejsmiczne

W 2016 r. Grupa PGNiG – przede wszystkim przez spółki GEOFIZYKA Toruń i GEOFIZYKA Kraków – wykonała 168,5 km

sejsmiki 2D i 576,7 km² sejsmiki 3D. Do największych projektów 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-Bandrow 3D (120,5 km²).

Proces 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 (Coalbed methane – CBM). Obecnie prowadzone projekty w Karpatach (np. Siedlecza – tight gas) czy na Górnym Śląsku (Gilowice – metan z pokładów węgla) są na to dowodem. Udostępnienie nowych horyzontów (tight) do eksploatacji w projektach Siedlecza i Kramażówka 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.

Działalność zagraniczna

Norwegia

Spółka zależna PGNiG UN posiada udziały w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, zlokalizowanych na Morzach: Norweskim, Północnym i Barentsa. Wspólnie z partnerami zajmuje się wydobyciem 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 UN jest złożo Skarv, zagospodarowane przy pomocy pływającej jednostki produkcyjnej FPSO. Jednostka ta stanowi własność udziałowców koncesji, w tym PGNiG UN, 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 i 517 mln m³ gazu ziemnego. Wydobycie ze złóż było wyższe, niż planowano, głównie dzięki wysokiej sprawności instalacji wydobywczych. Dodatkowo, zwiększenie wydobycia na złożu Skarv uzyskano dzięki zastosowaniu techniki wydobycia polegającej m.in. na równoczesnym zatłaczaniu gazu ziemnego do złoża w celu zwiększenia współczynnika wyczerpania ropy naftowej.

W 2016 r. PGNiG UN razem z partnerami kontynuowała zagospodarowanie złóż Gina Krog i Snadd. W ramach prac realizowanych na złożu Gina Krog prowadzono wiercenia otworów eksploatacyjnych. Dodatkowo 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 UN wspólnie z partnerami kontynuowała również prace na pozostałych koncesjach poszukiwawczych. PGNiG UN 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 oraz 23. Runda Koncesyjna, w wyniku których PGNiG UN 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 koniec 2016 r. PGNiG UN posiadała udziały w 17 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych, 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 UN 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.

FPSO (ang. Floating Production, Storage and Offloading Unit) - Pływająca Punkt Produkcji, Przechowywania i Załadunku. Jednostka pływająca przeznaczona do wydobycia, przechowywania i przeładunku ropy naftowej ze złóż podmorskich.

APA (ang. awards in predefined areas).



Zobacz również: <http://www.npd.no/en/Topics/Production-licences/Theme-articles/Licensing-rounds/>

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.

boe (ang. barrel of oil equivalent) – ekwiwalent baryłki ropy naftowej, 1 baryłka to ok. 0,136 tony.

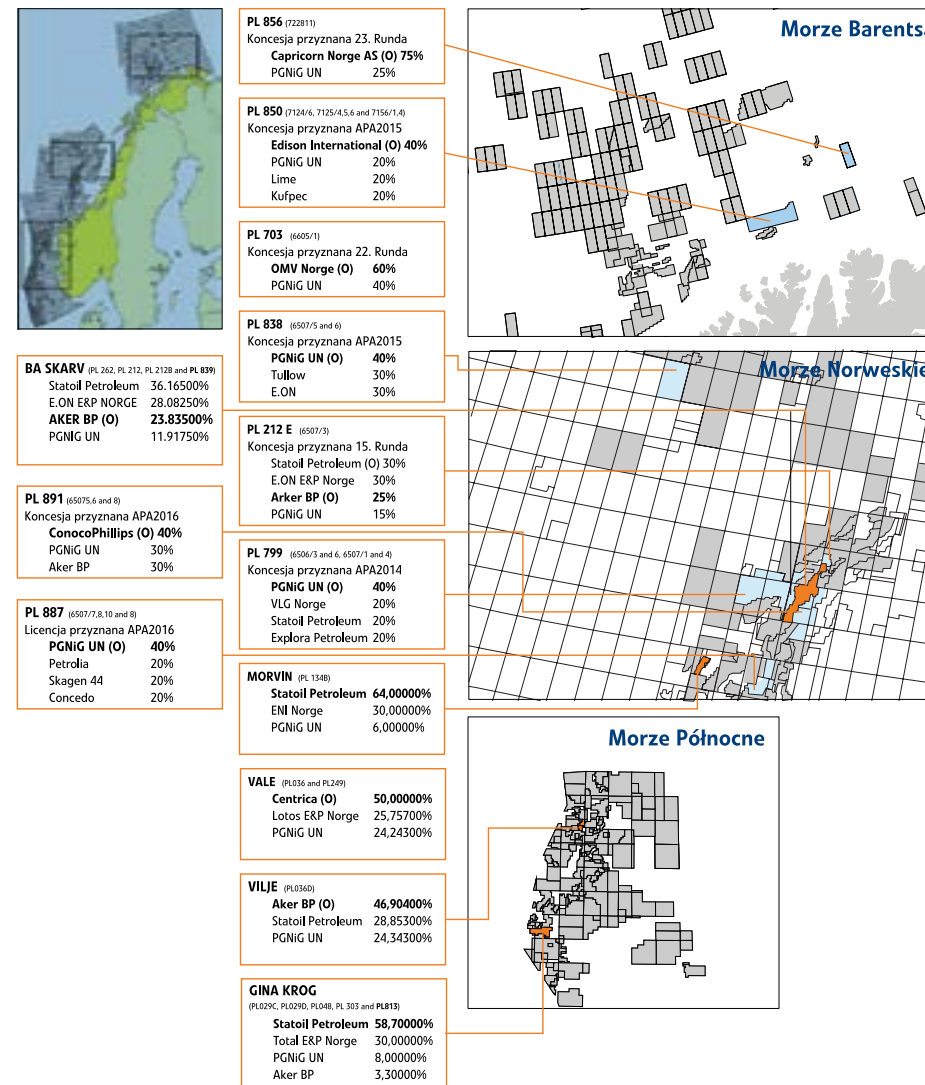
Skarv i Snadd	
Udział PGNiG	11,92%
Partnerzy	AkerBP (Operator 24%), Statoil (36%), EON (28%)
Zasoby 01.01.2017	51,1 mln boe (netto dla PGNiG UN)
Produkcja '16	14,2 tys. boe (netto dla PGNiG UN)
Morvin	
Udział PGNiG	6%
Partnerzy	Statoil (Operator 64%), Eni (30%)
Zasoby 01.01.2017	1,8 mln boe (netto dla PGNiG UN)
Produkcja '16	1,2 tys. boe (netto dla PGNiG UN)
Vale	
Udział PGNiG	24,24%
Partnerzy	Centrica (Operator 50%), Lotos (25,8%)
Zasoby 01.01.2017	2,3 mln boe (netto dla PGNiG UN)
Produkcja '16	1,4 tys. boe (netto dla PGNiG UN)
Vilje	
Udział PGNiG	24,24%
Partnerzy	AkerBP (Operator 47%), Statoil (29%)
Zasoby 01.01.2017	4,6 mln boe (netto dla PGNiG UN)
Produkcja '16	3,4 tys. boe (netto dla PGNiG UN)
Gina Krog	
Udział PGNiG	8%
Partnerzy	Statoil (Operator 58,7%), Total (15%), KUFPEC (15%), AkerBP (3,3%)
Zasoby 01.01.2017	18,3 mln boe (netto dla PGNiG UN)
Produkcja '16	Start planowany 2017 r.

Ropa naftowa, wydobywana na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, jest sprzedawana 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 PGNiG Supply & Trading GmbH. Rynkami zbytu dla PGNiG UN są głównie Norwegia, Niemcy i Wielka Brytania.

Więcej o PGNiG Supply & Trading na str. 88

Portfel koncesji posiadanych przez PGNiG UN w styczniu 2017 r.



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 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 i rozpoczęto wiercenie otworu Rehman-3. W 2016 r. kontynuowano również budowę gazociągu, za pomocą którego udostępniono do produkcji odwiert Rizq-1. Wydobywany gaz sprzedawany jest 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. Ponadto PGNiG planuje kontynuację prac poszuki-

wawczych na obszarze 3 potencjalnych złóż: N2, W1 i W2. Równolegle 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 notyfikowała National Oil Corporation (NOC) Siłę Wyższą i rozpoczęła ograniczanie działalności operacyjnej. W listopadzie 2015 r. 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.

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.

Niemcy

Prace na wydzielonej części koncesji Lubben we wschodnich Niemczech w landzie Brandenburgia prowadzone były przez PGNiG (36% udziałów) z partnerami: Central European Petroleum GmbH (39% udziałów i operatorstwo koncesji) oraz austriacką firmą 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 listopadzie 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. Zasoby geologiczne złoża Soumar wynoszą ok. 475 mln boe.

Prace sejsmiczne

W zakresie akwizycji danych sejsmicznych w 2016 r. Grupa PGNiG prowadziła prace na terenie Węgier, Włoch, Algierii, Mozambiku, Tunezji, Egiptu oraz Maroka. W zakresie przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych w 2016 r. Grupa PGNiG realizowała projekty na terenie Gabonu, Niemiec, Francji, Belgii, Włoch, Algierii, Szwajcarii, Pakistanu, Indii, Hiszpanii oraz Kolumbii. W zakresie geofizyki wiertniczej i pomiarów parametrów wiertniczo-gazowych w 2016 r. Grupa PGNiG prowadziła prace na terenie Niemiec.

Strategia w segmencie

Głównym celem w 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. Grupa PGNiG wydobyła 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. Ponadto wydobyto 1 318 tys. ton ropy naftowej (łącznie z kondensatem i NGL), z czego 763 tys. ton ze złóż krajowych i 555 tys. ton z zagranicznych.

W Polsce PGNiG prowadziło intensywne 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. Grupa 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. Zasoby ropy naftowej i kondensatu NGL wyniosły 161 mln boe, z czego 126 mln boe w Polsce i 35 mln boe poza krajem.

Wspólnie z Państwowym Instytutem Geologicznym – Państwowym Instytutem Badawczym, PGNiG kontynuowało projekt badawczy wykorzystania technologii szczelinowania do pozyskania metanu z pokładów węgla kamiennego, jeszcze przed rozpoczęciem eksploatacji samego węgla.

Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne

W 2016 r. nakłady inwestycyjne PGNiG w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie 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, a 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 wydobycia w 2016 r. wydatkowano m.in. 210 mln zł na odwiercenie otworów eksploatacyjnych i 178 mln zł na



Zobacz również:
www.pogc.ly/libya




Umowa EPSA - umowa zawarta w 2008 r. pomiędzy POGC Libya, a rządem Libii na prowadzenie prac poszukiwawczych w basenie naftowym Murzuq (koncesja nr 113).



NGL (ang. natural gas liquids) - kondensat gazu ziemnego.



Zobacz również:
www.pgi.gov.pl

 Zasoby wydobywalne - wartości odpowiadające prawdopodobieństwu (odpowiednio 90%, 50% i 10%), że wartość wy-nikowa wielkości zasobów progno- stycznych złóż gazu jest większa od wyliczonej.

Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka:


●●● niskie
●●● średnie
●●● wysokie


Istotność ryzyka:

●●● niska
●●● średnia
●●● wysoka

Ryzyko w stosunku do 2015 r.:

↗ wzrosło
→ utrzymało się
↘ spadło

 Shale gas - jeden z rodzajów gazu ze złóż niekonwencjonalnych, uzyskiwany z położonych głęboko pod ziemią łupków osadowych.

 Tight gas - gaz ziemny w izolowanych porach skalnych, np.: piaskowcach lub skałach węglanowych o niskiej przepuszczalności.

zagospodarowanie złóż. Wśród najważniejszych projektów wydobywczych 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).

W 2016 r. nakłady inwestycyjne poniesione w Norwegii wyniosły 343 mln zł. W 2016 r. PGNiG UN razem z partnerami kontynuowało zagospodarowanie złóż Gina Krog i Snadd. Do wiercenia otworów poszukiwawczych i produkcyjnych na projekcie Gina Krog wykorzystywana jest nowa platforma wiertnicza, która rozpoczęła prace na złożu w październiku 2015 r. Uruchomienie wydobywania ze złoża Gina Krog planowane jest na 2017 r.

Nakłady inwestycyjne poniesione w Pakistanie w 2016 r. wyniosły 98 mln zł i były o 81% wyższe niż w 2015 r.

Ryzyka

Odkrycia i szacowanie zasobów

●●● Polska ↗

●●● Norwegia →

Działalność poszukiwawcza obarczona 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 ze 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 Grupy PGNiG.

Zarządzanie ryzykiem następuje poprzez uwzględnienie w ocenach ekonomicznych projektów poszukiwawczych prawdopodobieństwa sukcesu poszukiwawczego oraz szacowania zasobów wydobywalnych 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 ciągu ostatniego roku ryzyko to znacząco zmalało na rynku krajowym. Niektórzy konkurenci Grupy PGNiG, zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową oraz większe niż Grupa 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 Grupy 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 koncesje może trwać nawet dwa lata. Ponadto przed rozpoczęciem prac terenowych jest wymóg uzyskania podstaw formalnoprawnych 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 publicz-

nych 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

●●● Poland ↘

●●● Norwegia →

Dostosowanie do regulacji ochrony środowiska w Polsce i za granicą może znacząco zwiększyć koszty działalności Grupy 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.

 Natura 2000 - sieć obszarów określonych typów siedlisk przyrodniczych oraz gatunków, które uważa się za cenne i zagrożone w skali całej Europy, zajmujących prawie 20% powierzchni lądowej Polski.

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 zanieczyszczenie 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 – Grupy PGNiG



W państwach, w których Grupa PGNiG prowadzi działalność poszukiwawczo-wydobywczą, istnieje ryzy-

ko konfliktów zbrojnych oraz ataków terrorystycznych, których efektem może być ograniczenie, zawieszenie lub zaprzestanie tej działalności.

W rejonach działalności Grupy PGNiG istnieje także ryzyko destabilizacji społecznej i politycznej. Zmiany ekip rządzących mogą doprowadzić do wstrzymywania wydawania zezwoleń przez administrację rządową odnośnie do działalności naftowej. Ponadto w krajach tych istnieje ryzyko wybuchu konfliktów wewnętrznych i niepokojów społecznych spowodowane złą sytuacją socjalną i demograficzną ludności zamieszkującej te państwa.

W 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.

Perspektywy rozwoju

Prognozowane wydobycie 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 wydobycia ropy naftowej w 2018 r. Planowane prace w obszarze wydobycia 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 UN kontynuować będzie jako partner wydobycie węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje i Vale oraz zagospodarowanie złóż Snadd i Gina Krog. PGNiG UN 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 UN 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 przy-

szłości 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, gdzie głębokość wody morskiej przekracza 1 000 m, i dwóch koncesji na Morzu Barentsa

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.



Obrót i Magazynowanie



Obrót i Magazynowanie

Podziemne magazyny gazu (PMG) - magazyny utworzone w dwóch rodzajach struktur geologicznych - w złożach soli (tzw. kawernowe podziemne magazyny gazu „KPMG”) oraz w częściowo wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego lub ropy naftowej.

Zobacz również: ipi.gasstoragepoland.pl

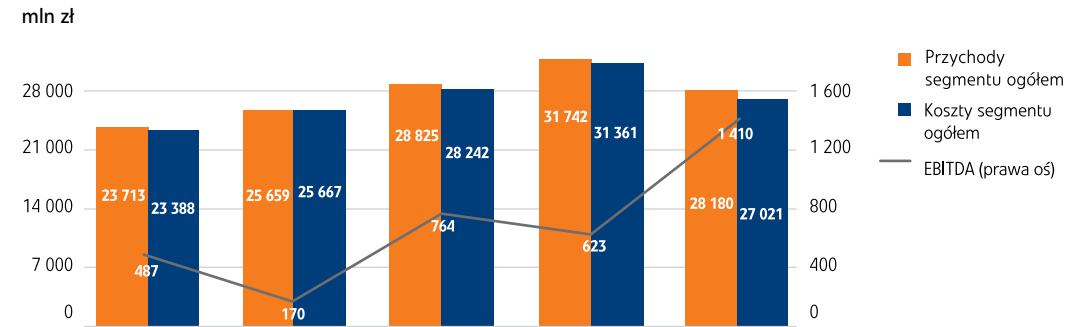
Podstawową działalność segmentu stanowi obrót gazem ziemnym w Polsce i na rynkach zagranicznych, który jest wydobywany ze złóż krajowych i zagranicznych lub importowany. Grupa PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Poprzez spółki PGNiG Sales and Trading GmbH (sprzedaż hurtowa) i PST Europe Sales GmbH (sprzedaż detaliczna), Grupa 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. W segmencie wykorzystuje się siedem podziemnych magazynów gazu, które zlokalizowane są w Brzeźnicy, Husowie, Mogilnie, Strachocinie, Swarzowie, Wierzchowicach i Kosakowie.

Spółki segmentu: PGNiG, PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., PGNiG Sales and Trading GmbH, PST ES, Gas Storage Poland Sp. z o.o.

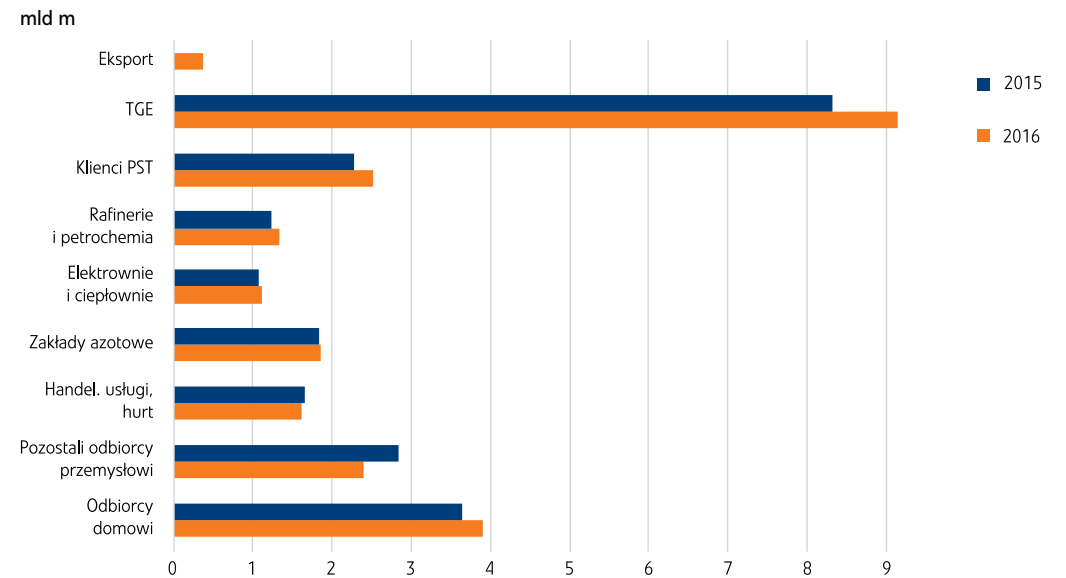
Segment w liczbach

Zysk operacyjny segmentu Obrót i Magazynowanie wyniósł w 2016 r. 1 158 mln zł, będąc o 776 mln zł, czyli ponaddwukrotnie, wyższy niż w 2015 r. Na poziomie EBITDA wypracowano zysk w wysokości 1 410 mln zł, co jest wynikiem wyższym o 787 mln zł w porównaniu z 2015 r. Przychody segmentu ukształtowały się na poziomie 28 179 mln zł, o 3 564 mln zł (11%) niższym w stosunku do poprzedniego roku. Jednoczesne ograniczenie kosztów operacyjnych segmentu o 4 339 mln zł (14%) do łącznej wartości 27 022 mln zł przełożyło się na poprawę wyniku segmentu, co jest efektem m.in. wpływu niskich cen ropy naftowej na koszt pozyskania gazu w ramach głównego kontraktu długoterminowego PGNiG i w rezultacie wpłynęło na poprawę marżowości. Za sprawą prowadzonych działań w obszarze uelastyczniania cen, zysk operacyjny został podwojony pomimo kilkukrotnego obniżenia 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.

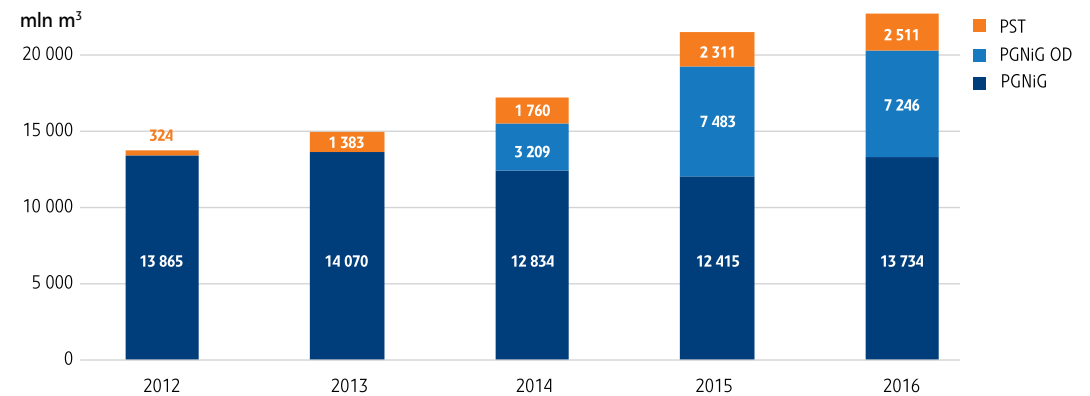
Wyniki finansowe segmentu



Wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców Grupy PGNiG



Sprzedaż gazu ziemnego z segmentu poza Grupą PGNiG



Działalność w 2016 roku

Działalność handlowa w Polsce

Podstawową działalność segmentu stanowi obrót gazem ziemnym w Polsce. W dniu 1 sierpnia 2014 r. nastąpiła zmiana organizacyjna Grupy PGNiG, polegająca na rozdzielaniu sprzedaży hurtowej gazu, która pozostała w PGNiG, od detalicznej i jednoczesnym przeniesieniu handlowej obsługi klienta detalicznego do nowej spółki PGNiG OD.

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:

- rosyjskim OOO Gazprom na zakup gazu ziemnego do Polski, obowiązującego do 2022 r. (tzw. Kontrakt Jamalski);
- katarskim Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) na zakup gazu LNG, obowiązującej do 2034 r. (tzw. Kontrakt Katarski);
- niemieckim VNG-Verbundnetz Gas AG (umowa obowiązywała do 1 października 2016 r.).

Renegocjacja warunków cenowych w ramach kontraktu z OOO Gazprom

W 2016 r. PGNiG kontynuowało rozpoczęte formalnie 1 listopada 2014 r. działania na rzecz zmiany warunków

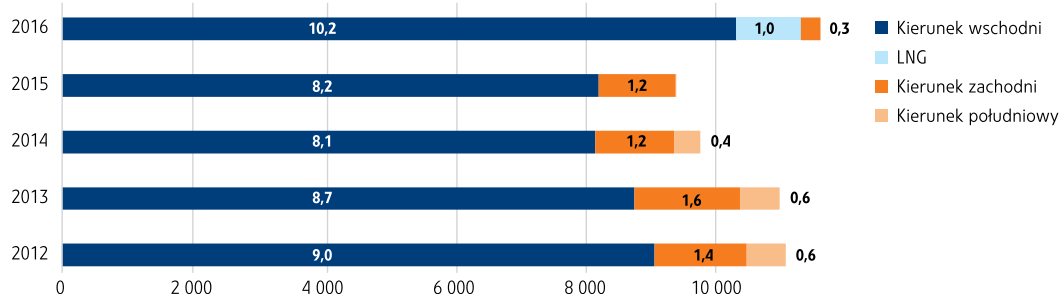
cenowych Kontraktu Jamalskiego. Wobec braku uzyskania porozumienia z dostawcą w przewidzianym kontraktem okresie, w dniu 13 maja 2015 r. PGNiG rozpoczęło przewidzianą w kontrakcie procedurę rozstrzygania sporów poprzez postępowanie arbitrażowe. Przedmiotem sporu jest zmiana warunków cenowych kontraktu na dostawy gazu do Polski. W ramach prowadzonego postępowania arbitrażowego w dniu 1 lutego 2016 r. PGNiG złożyło do Trybunału Arbitrażowego pozew przeciwko OAO Gazprom i OOO Gazprom Export. Przewiduje się, że zakończenie postępowania arbitrażowego może nastąpić w trzecim kwartale 2017 r.

Dostawy gazu LNG

Pierwsze ładunki gazu LNG niezbędne do przeprowadzenia operacji schładzania i rozruchu Terminalu LNG w Świnoujściu zostały dostarczone w grudniu 2015 r. i w lutym 2016 r. W styczniu 2016 r. PGNiG, Operator Gazociągów Przesyłowych 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. W związku z opóźnieniem uruchomienia gazoprotu PGNiG i Qatargas podpisały w dniu 21 października 2015 r. Umowę Dodatkową, która zmieniła zasady dostarczania LNG w pierwszej połowie 2016 r. W dniu 1 czerwca 2016 r. Terminal LNG w Świnoujściu został oddany do użytkowania, co umożliwiło rozpoczęcie dostaw komercyjnych LNG do Polski – pierwsza z nich została dostarczona do Terminalu LNG w Świnoujściu w dniu 17 czerwca 2016 r.

Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w 2015 i 2016 r.

mld m³



w ramach kontraktu katarskiego. W sumie PGNiG odebrało w 2016 r. 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 przyłynął 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 r. 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 Grupie 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., Grupa 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 S.A. i jej spółkami zależnymi. Umowa ramowa została zawarta na czas nieoznaczony, 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 dostarczenie paliwa gazowego do nowo wybudowanej elektrociepłowni w Toruniu. 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. Wolumen dostaw może wynieść łącznie ok. 2,2 mld m³.

Grupa Orlen

30 września 2016 r. PGNiG zawarła nowy kontrakt gazowy z PKN Orlen S.A. na dostawy do Grupy 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 2016 r. największy udział w wolumenie sprzedaży Grupy 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 z rokiem ubiegłym, w podziale na Rynek Terminowy Towarowy gazów oraz Rynek Dnia Następnego

Wolumen sprzedaży gazu przez PGNiG na TGE

TWh

	2016	2015
Łącznie RTTg	78,7	79,5
Łącznie RDNIg	19,1	9,3
Giełda RAZEM	97,8	88,8

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. Jej celem jest oferowanie 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.

Konkurencja

Do głównych konkurentów PGNiG w segmencie odbiorców biznesowych, a działających bezpośrednio na rynku polskim należą przede wszystkim PGE Polska Grupa Energetyczna SA, 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 zabezpieczenia ceny oraz łącząc sprzedaż gazu ziemnego i energii elektrycznej. 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 kontraktowanie grup kapitałowych. PGNiG oferuje podpisywanie umów w oparciu o rynkowe mechanizmy zapewniające pozyskiwanie gazu w cenach powiązanych z indeksami giełdowymi.

i Bieżącego gazu (dane według daty dostawy) przedstawia poniższa tabela:

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. 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 wchodziły 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 Gaz-System (umowa na potrzeby bilansowania dostaw);
- zakup gazu na mocy umowy OTC zawartej z PGNiG z dostawą do punktu fizycznego Słubice.

Rok	Odbiorcy zmieniający dostawcę gazu
2012	210
2013	429
2014	7 007
2015	23 742
2016	47 688

Źródło: URE

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. 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. 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 kolej-

ności 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 prowadził aktywną politykę cenową, objawiającą się w oferowaniu konkurencyjnych cen oraz



Zobacz również:
[bip.ure.gov.pl/
 bip/taryfy-i-inne-decyzje/paliwa-gazowe](http://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje/paliwa-gazowe)



Zobacz również:
[www.pgnig.pl/
 dla-firmy/oferta](http://www.pgnig.pl/dla-firmy/oferta)

indywidualnego analizowania poszczególnych kontraktów. Spółka zdecydowanie poszerzyła swoje portfolio produktowe. Kontynuowane były wprowadzone wcześniej programy promocyjne („Elastyczna Cena” oraz „Stała Oszczędności dla Biznesu”), jednak dla większych klientów wprowadzono nowe produkty – wyceniane na podstawie indywidualnych profili zużycia.

W trzecim kwartale 2016 r. wprowadzona została gama produktów dla najbardziej wymagających klientów, w których cena gazu oparta jest na notowaniach giełdowych. Produkty te umożliwiają klientowi wybór rodzaju indeksów giełdowych, w oparciu o które rozliczany będzie kontrakt. Została wdrożona 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.

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

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 pięć tzw. BOK Premium zlokalizowanych w Galeriach Handlowych w Krakowie, Katowicach, Poznaniu oraz w dwóch punktach w Warszawie.

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”. Oferta ta jest szczególnie atrakcyjna dla klientów posiadających aktywną umowę na sprzedaż gazu. Oprócz braku opłat abonamentowych zyskują oni niższą cenę sprzedaży (zagwarantowanej na okres 12 miesięcy) oraz możliwość rezygnacji przed terminem wygaśnięcia umowy.

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 czwartym kwartale 2016 r., dla najbardziej wymagających klientów, spółka wprowadziła do sprzedaży innowacyjne produkty, oparte na zakupach energii elektrycznej na bazie transz i indeksów giełdowych. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki w 2016 r. na zmianę dotychczasowego sprzedawcy energii elektrycznej zdecydowało się ponad 86 tys. odbiorców (gospodarstwa domowe).

Działalność handlowa za granicą

Grupa 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 ES (sprzedaż detaliczna). Perspektywnym rynkiem dla PGNiG w 2016 r. był rynek ukraiński. W ramach rozwoju aktywności na rynkach zagranicznych PGNiG dostarczało gaz do ERU Trading oraz NAK Naftogaz Ukrainy.

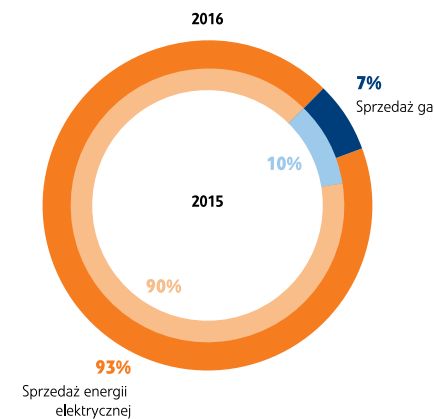
Handel hurtowy na giełdzie oraz w obrocie pozagiełdowym OTC

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 w sierpniu 2016 r. Ponadto, PST ma zarejestrowaną działalność w Czechach oraz w Polsce. PST jest gotowe do działalności handlowej na rynku czeskim, jeśli pojawi się taka potrzeba ze strony klientów lub ze względów płynnościowych.

W przypadku zaistnienia zapotrzebowania ze strony Grupy PGNiG, PST jest w pełni gotowe do prowadzenia działalności handlowej na terenie Polski. Dodatkowo jest zarejestrowanym dostawcą na rynku duńskim i słowackim. PST pełni rolę animatora rynku na giełdzie PEGAS na obszarze rynkowym hubu gazowego GASPOOL, kontynuuje działalność w zakresie handlu energią elektryczną oraz certyfikatami emisji (bez dostawy fizycznej) na giełdzie European Energy Exchange (EEX), a także gazem na giełdzie PEGAS oraz ICE Index.

W zakresie nowych surowców PST rozpoczęło działalność handlową na światowym rynku LNG, włącznie z analizą potencjalnej działalności dotyczącej small scale LNG, tzn. LNG jako paliwa do samochodów ciężarowych. W tym celu podjęto decyzję o otwarciu oddziału PST Londynie w Wielkiej Brytanii. Oddział londyński został zarejestrowany we wrześniu 2016 r., a gotowość operacyjna oddziału została osiągnięta w lutym 2017 r.

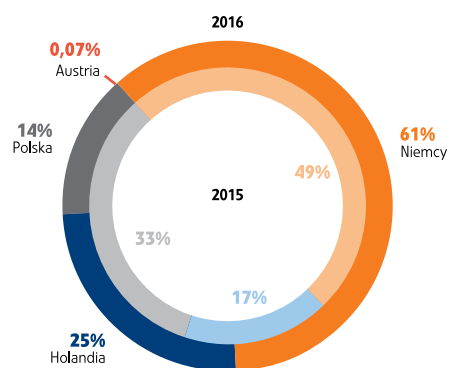
Struktura sprzedaży PST według produktów



Sprzedaż detaliczna

W 2015 r. PST wydzieliła działalność detaliczną i poprzez nowo utworzoną spółkę córkę – PSTES –

Struktura sprzedaży PST poza Grupą PGNiG według krajów



sprzedaje gaz oraz energię elektryczną do klientów końcowych na terenie Niemiec i Austrii. Docelową grupą klientów są małe

Zobacz również:
www.pgnig.pl/dla-domu/oferta/gaz

EFET - Rodzaj umowy ramowej będący przykładem standardowego kontraktu na rynku energii w Europie.

PEGAS - platforma obrotu giełd European Energy Exchange (EEX) i Powernext.

National Balancing Point (NBP) - brytyjski hub gazowy, punkt obrotu gazem naturalnym w Wielkiej Brytanii.

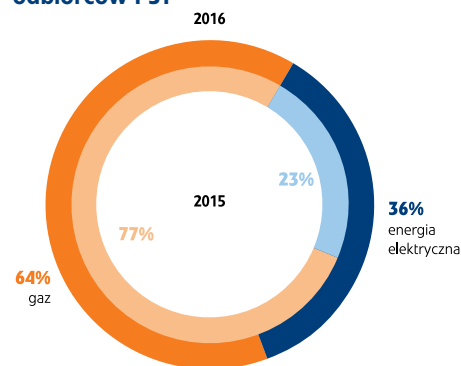
i średnie przedsiębiorstwa oraz gospodarstwa domowe ze standardowym profilem odbioru. Restrukturyzacja i dostosowanie portfela spowodowało zmniejszenie portfela klientów końcowych (głównie zarządzanie należnościami – monitoring klientów nieplacących miesięcznych rat) oraz znaczną poprawę marży na klienta.

Ogólna wielkość portfela (klienci w dostawie oraz nowo pozyskani klienci) ustabilizowała się na początku roku i rosła, począwszy od drugiego kwartału 2016 r. głównie za sprawą pozyskiwania nowych klientów przez partnera handlowego Premio i prowadzony przez niego telemarketing. Liczba nowych, podpisanych umów z klientami końcowymi w 2016 r. przez PST ES 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 Grupy 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

Struktura produktowa odbiorców PST

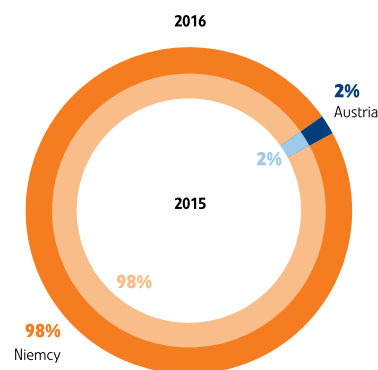


od klientów końcowych w okresach zimowych oraz optymalizacji portfela handlowego.

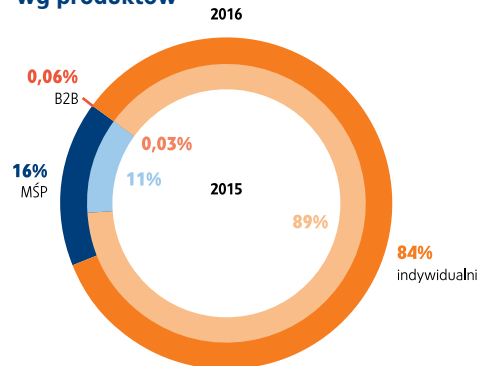
Na podstawie bieżących umów PST świadczy usługi dostaw gazu ziemnego dla PGNiG na granicy polsko-niemieckiej oraz polsko-czeskiej, zapewniając dywersyfikację źródeł gazu.

Ponadto PST realizuje umowę z PGNiG UN na zakup gazu pochodzącego ze złoża norweskiego Skarv, począwszy od 2013 r., oraz złoża Vale oraz Morvin, począwszy od 2015 r. Umożliwia również 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

Struktura krajowa odbiorców PST



Struktura odbiorców PST wg produktów



w trybie 24/7, w celu minimalizacji kosztów handlowych dla PGNiG UN.

Magazynowanie

Segment wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności czynne PMG Wierzchowice, PMG Husów, Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu Mogilno, PMG Strachocina, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica oraz KPMG Kosakowo. Część pojemności czynnej KPMG Mogilno, która została udostępniona na potrzeby Gaz-System Zarządzanie zdolnościami instalacji magazynowych prowadzone jest przez spółkę GSP.

GSP prowadzi działalność w dwóch podstawowych obszarach:

- działalności regulowanej obejmującej świadczenie usług magazynowania paliwa gazowego w instalacjach magazynowych stanowiących własność PGNiG, a także obsługę eksploatacyjną KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo;
- działalności nieregulowanej obejmującej świadczenie usług w zakresie projektowania, budowy i rozbudowy PMG.

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, dodatkowo

świadczy usługi magazynowania, na podstawie umowy o świadczenie usług magazynowania (USUM).

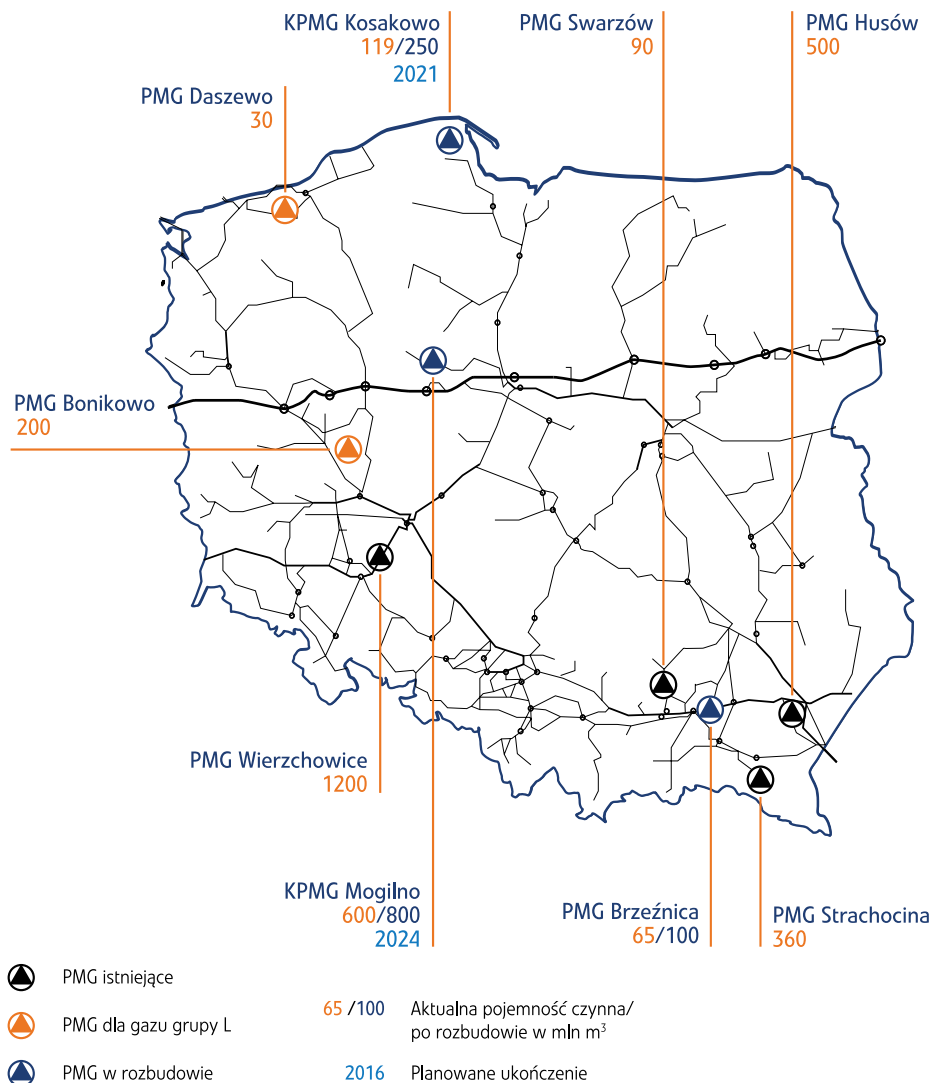
GSP świadczy usługi magazynowania z wykorzystaniem Instalacji Magazynowej (IM) i Grup Instalacji Magazynowych (GIM):

- 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);
- IM PMG Wierzchowice.

W okresie sprawozdawczym 2016 r. GSP oferowała następujące rodzaje usług magazynowania paliwa gazowego:

- usługi pakietowe oraz usługi rozdzielone na warunkach ciągłych i przerywanych, usługi długo- i krótkoterminowe oraz dobowe w postaci mocy zatłaczania lub mocy odbioru na warunkach przerywanych trwające 1–24 godziny;
- rozszerzenie udostępnionych usług/redukcję udostępnionych usług.

Łącznie, na dzień 31 grudnia 2016 r., GSP rozdysonował zdolności magazynowe w ilości 5 757 pakietów, z czego 2 192 pakiety w usługach magazynowania na warunkach ciągłych oraz 3 565 pakietów na warunkach przerywanych. Na koniec roku 97% zdolności magazynowych zarezerwowane zostało przez PGNiG, 2% przez klientów zewnętrznych, pozostały 1% nie został zakontraktowany. Na dzień 31 grudnia 2016 r. GSP dysponował instalacjami magazynowanymi o łącznym wolumenie pojemności wynoszącym 2 929 mln m³ (32 128 GWh). W ramach tych pojemności Grupa PGNiG udostępniła na zasadach „third part access” (TPA) oraz na potrzeby Gaz-System łącznie 2 888,5 mln m³ (31 687 GWh) pojemności czynnych na zasadach umowy długoterminowej.



Strategia w segmencie

Sprzedaż

Grupa PGNiG rozszerzyła portfel odbiorców gazu ziemnego, poprzez wzmocnienie obecności na rynkach ościenych. Dodatkowo zawarto nowe kontrakty na sprzedaż gazu w kraju. Kolejne umowy to efekt konsekwent-

nie realizowanej polityki wysokiej jakości sprzedaży oraz dostosowania oferty do potrzeb klientów, oferując programy rabatowe, które spotkały się z dużym zainteresowaniem i pozytywnym odbiorem, przynosząc oczekiwane efekty. W dniu 2016 r. została uruchomiona oferta „dual fuel” dla klientów indywidualnych (oferta Prąd i Gaz – PiG). W okresie wrzesień–grudzień 2016 r.

PGNiG OD z sukcesem zrealizowała zakładany poziom sprzedaży w ramach oferty PiG. Do końca roku umowę podpisało ponad 13,1 tys. klientów. Rosnąca efektywność służb sprzedażowych oraz stale rozwijane portfolio produktowe przełożyły 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. Budowa połączenia umożliwiłaby dostawy gazu ziemnego z posiadanego już portfolio wydobywczego w Norwegii, a w konsekwencji osiągnięcie naturalnych synergii pomiędzy segmentami Grupy 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 rozpoczęło swą działalność na rynku hurtowym LNG poprzez dostawy gazu do Terminala w Świnoujściu w ramach długoterminowego kontraktu z Qatargas. 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. Docelowo londyński oddział stanie się dla całej Grupy PGNiG międzynarodowym centrum kompetencji w obszarze LNG oraz głównym ośrodkiem handlowym w zakresie krótko- i średnioterminowych kontraktów na gaz skroplony.

Magazynowanie

Strategicznym celem GSP jest zapewnienie równego i niedyskryminacyjnego dostępu do instalacji magazynowych dla wszystkich podmiotów zainteresowa-

nych zakupem usług magazynowania. GSP realizuje ten cel poprzez oferowanie wszystkich dostępnych zdolności magazynowych stosownie do postanowień Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego, na zasadach zawartych w Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowania i taryfie. W związku z odpowiedzialnością Grupy 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.

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 określającą środowiskowe uwarunkowania realizacji tego przedsięwzięcia. 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 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 wyładzie solnym KPMG Mogilno. Usługi zostały udostępnione w ramach długoterminowej usługi magazynowania lub krótkoterminowej na warunkach przerywanych, w formie pakietów, pakietów elastycznych lub usługi rozdzielonej.

Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka:

● ○ niska
● ● średnie
● ● ● wysokie

Istotność ryzyka:

● ○ niska
● ● średnia
● ● ● wysoka

Ryzyko w stosunku do 2015 r.:

↑ wzrosło
→ utrzymało się
↓ spadło

Ryzyka

Administracyjne ustalenie 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 ener-

gii elektrycznej. W reakcji na zachodzące zmiany na rynku gazu ziemnego w Polsce Grupa 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 Export.

Perspektywy rozwoju

Perspektywy rozwoju w Polsce

Zakup gazu ziemnego

W perspektywie długoterminowej PGNiG kierować się będzie realizacją warunków wynikających z długoterminowych kontraktów z Gazprom Ekspert 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

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. Ponadto realizowane są następujące inicjatywy:

- mała Regazyfikacja LNG dla przedsiębiorców: budowa stacji LNG dla klienta biznesowego, 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.

Magazynowanie

W zakresie budowy KPMG Kosakowo kontynuowane będą prace związane z budową 5 komór Kłastera B oraz ługowaniem kawern K-6, K-8 i K-9. Zgodnie z umową zakończenie wszystkich prac związanych z budową 5 kawern kłastera 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 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.

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.



CNG (ang. compressed natural gas) - sprężony do ciśnienia 20-25 Mpa gaz ziemny.



Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (REMIT) nałożone na uczestników hurtowych rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego.



Zobacz również: komunikaty REMIT PGNiG - <https://komunikaty.pgnig.pl/Remit?lang=pl>

Dystrybucja



Dystrybucja

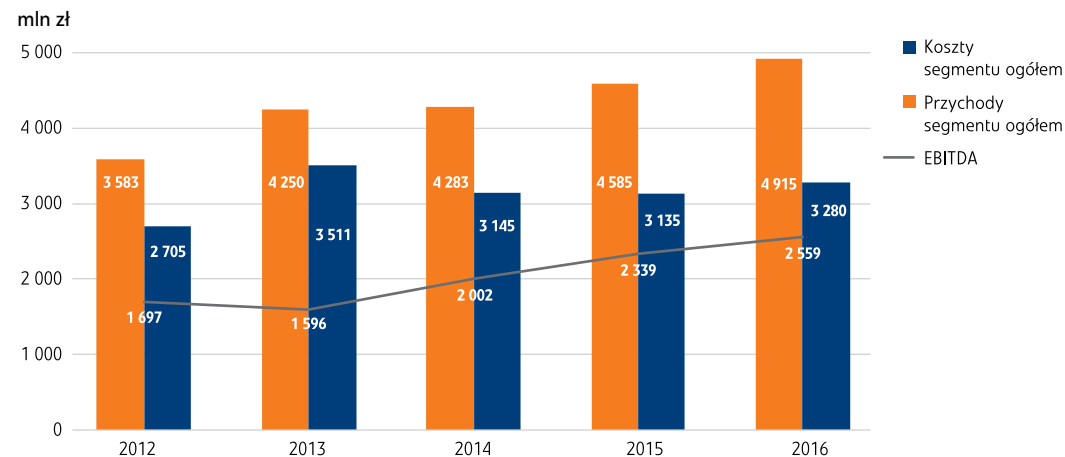
Podstawową działalność segmentu stanowi przesyłanie siecią dystrybucyjną gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu koksowniczego do klientów detalicznych i korporacyjnych. Ponadto segment prowadzi prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej oraz dokonuje przyłączeń 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.

Segment w liczbach

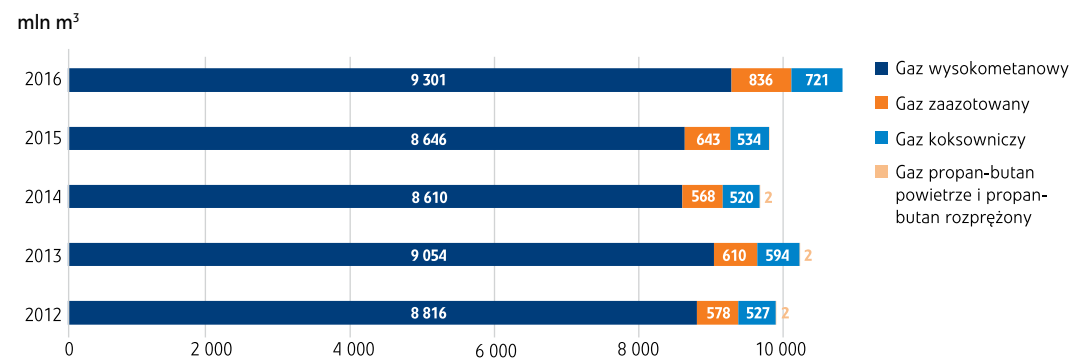
Wynik operacyjny segmentu Dystrybucja w 2016 r. zwiększył się o 13% wobec 2015 r. i osiągnął poziom 1 635 mln zł, natomiast powiększony o amortyzację wyniósł 2 559 mln zł, czyli o 221 mln zł więcej niż rok wcześniej. Wyższy wynik operacyjny segmentu to skutek głównie wyższych r/r o 7% przychodów ze sprzedaży 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.

Zobacz również:
www.psgaz.pl

Wyniki finansowe segmentu

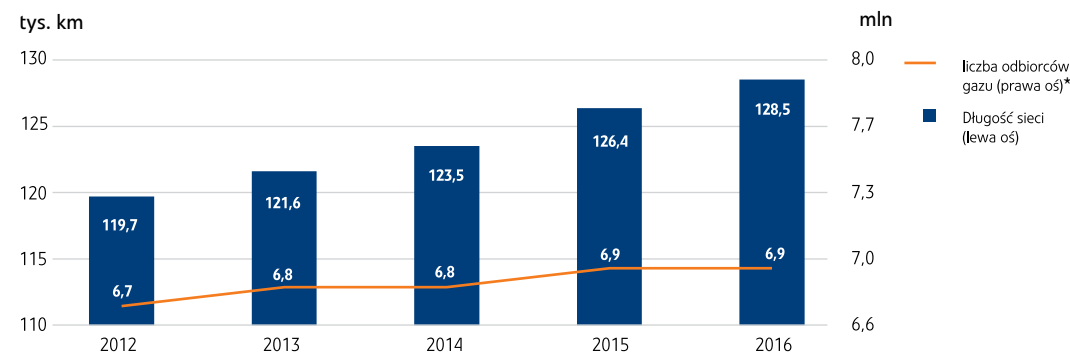


Ilość gazu przesyłanego systemem dystrybucyjnym



Stopień pokrycia geograficznego pod kątem liczby gazyfikowanych gmin lub powierzchni gazyfikowanych gmin – 59,78%.

Długość sieci własnych bez przyłączy oraz liczba odbiorców



* Odbiorca - każdy, kto otrzymuje lub pobiera paliwa gazowe na podstawie umowy ze sprzedawcą.

Działalność w 2016

Działalność operacyjna

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.).

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 określonych 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.

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.

Strategia w segmencie

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.

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 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 wykonuje 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 przyłączenie 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.

Ryzyka

Ryzyko braku długoterminowej polityki regulacyjnej

●●●●●●●● →

Brak polityki taryfowej dla przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją gazu ziemnego zawierającej 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 Gaz-System

●●●●●●●● →

W związku z nasilającą się konkurencją w sektorze istnieje ryzyko przełączania dużych klientów PSG bezpośrednio do sieci przesyłowej Gaz-System. Chęć przełączenia klientów 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 Gaz-System. 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.

Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka:

●●●●●●●● niskie
●●●●●●●● średnie
●●●●●●●● wysokie

Istotność ryzyka:
●●●●●●●● niska
●●●●●●●● średnia
●●●●●●●● wysoka

Ryzyko w stosunku do 2015 r.:

↗ wzrosło
→ utrzymało się
↘ spadło

Regazyfikacja - proces zmiany stanu skupienia gazu z postaci skroplonej do gazowej poprzez ogrzewanie.

URE - Urząd Regulacji Energetyki.

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 niekorzystne 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 przypad-

ku 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 formalnoprawnych 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.

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 następnie 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.

PSG na bieżąco obserwuje pojawiające się technologie o znaczeniu przełomowym dla sektora energetycznego oraz wprowadzane zachęty administracyjne wspierające rozwój energetyki niskoemisyjnej opartej na ekolo-

gicznych 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 powołująca Fundusz Niskoemisyjnego Transportu. W oczekiwaniu na jego wdrożenie PSG angażuje się we współpracę pomiędzy Grupą 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.

Wytwarzanie



Wytwarzanie

Podstawową działalnością segmentu jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej oraz realizacja dużych przedsięwzięć elektroenergetycznych wykorzystujących gaz ziemny jako paliwo. Centrum kompetencyjnym Grupy PGNiG w dziedzinach wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz realizacji projektów z zakresu elektroenergetyki i ciepłownictwa jest **PGNiG TERMIKA SA**.

Głównymi źródłami przychodów spółki są sprzedaż ciepła, energii elektrycznej i usług systemowych oraz certyfikatów pochodzenia energii. Spółka dysponuje 4,6 GW mocy ciepłej oraz 1 GW mocy elektrycznej osiąganych w źródłach wytwórczych spółki i zaspokaja 70% potrzeb ciepłych rynku warszawskiego. PGNiG TERMIKA jest także wytwórcą i dostawcą ciepła oraz jednocześnie właścicielem źródła i sieci ciepłej 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.

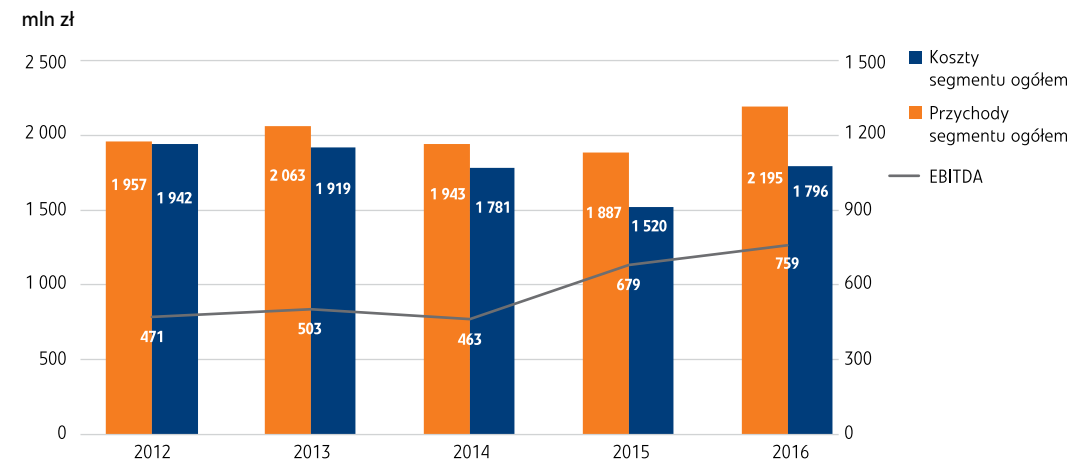
W 2016 r. do segmentu Wytwarzanie dołączyła spółka Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju (PEC) oraz Spółka Energetyczna Jastrzębie S.A. (SEJ).

Segment w liczbach

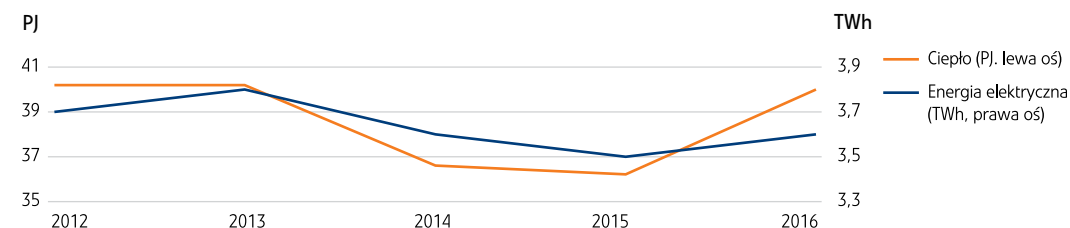
Wynik operacyjny segmentu w 2016 r. wyniósł 400 mln zł i był wyższy o 33 mln zł w 2015 r. Na poziomie EBITDA osiągnięto wynik w wysokości 759 mln zł, o 80 mln zł i 12% wyższy r/r. Przychody segmentu wyniosły 2 195 mln zł – o 308 mln zł więcej niż w 2015 r., przy czym nabycie aktywów PEC oraz SEJ przełożyło 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 wsparty niższe ceny węgla z transportem oraz zmiana struktury zużycia paliw poprzez spalanie biomasy. W 2016 r. ograniczono również zużycie węgla i oleju opałowego.

Wyniki finansowe segmentu



Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej z produkcji



Zobacz również:
www.termika.
pgnig.pl

Wysokosprawna kogeneracja - równoczesne wytwarzanie energii ciepłej i energii elektrycznej przy osiągnięciu oszczędności energii pierwotnej powyżej 10%.

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.

** Kotłownia w Rybniku przy ul. Karłowicza została wygaszona we wrześniu 2016 r. Zainstalowana moc ciepła ZC Rybnik - stan na grudzień 2016 - stanowi sumę mocy kotłowni przy ul. Obywatelskiej 5 oraz Mościckiego 5D.

Działalność w 2016 r.

Działalność operacyjna

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. Spółka realizuje ponadto plan ekspansji geograficznej w obszarze systemów ciepłowniczych i wytwarzania, stając się właścicielem PEC oraz SEJ.

PEC

PEC prowadzi działalność w zakresie eksploatacji systemów ciepłowniczych (głównie sieci ciepłownicze oraz kilka lokalnych źródeł ciepła) w 8 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 Grupy 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

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 odmetałowania kopalń w procesie produkcji ciepła i chłodu do klimatyzacji wyrobisk górniczych w trójgeneracji. Z tego względu w strukturach Grupy 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).

Strategia w segmencie

W segmencie Wytwarzanie Grupa 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 przejęciom Grupa PGNiG otworzyła swoją działalność na zupełnie nowe rejony Polski. PEC oraz SEJ działają na perspektywicznych rynkach ciepła Górnego Śląska. Poprzez spółkę zależną PGNiG TERMIKA, Grupa PGNiG buduje grupę prężnie funkcjonujących spółek o dużym potencjale wzrostu, który pozytywnie przełoży się na wartość całej Grupy PGNiG.

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 benchmarków rynkowych efektywności organizacji w Polsce.



Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne

PGNiG TERMIKA

W celu sprostania zaostrożonym 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.

Budowa bloku gazowo-parowego 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 SA. Rozstrzygnięcie przetargu nastąpi po sprawdzeniu i ocenie ofert.

Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli

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 Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A. 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. 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 - projektowanie, kompletacja dostaw, zarządzanie budową). Aktualnie trwają przygotowania do ogłoszenia postępowania na wybór EPCM. W 2016 r. sponsorzy inwestycji (PGNiG i TAURON Polska Energia S.A.) udzieliili kredytu w wysokości ok. 25 mln PLN celem zabezpieczenia środków na bieżącą działalność ECSW.

Inne ważne zadania inwestycyjne realizowane w 2016 r.

- Przebudowa kotła K1 na kocioł biomasowy w EC Sievierki – 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 Przemysłu (EC Przemysł) – kontynuowano prace związane z projektem budowy gazowej elektrociepłowni o mocy 5 MWe/8 MWt w Przemysłu. Uzyskano pozwolenie na budowę gazowej elektrociepłowni i uzyskano warunki przyłączenia. Rozpoczęto prace projektowe gazociągu doprowadzającego paliwo z lokalnych kopalni gazu ziemnego należących do PGNiG. U uruchomienie elektrociepłowni planowane jest na trzeci kwartał 2018 r.

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 75 MWe w EC Zofiówka.

Ryzyka

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 zrekompensować 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 Best Available Technology 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.

🔍
IED - dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola).

🔍
BAT (ang. Best Available Technology) - dokument referencyjny dla najlepszych dostępnych technik dotyczących LCP, czyli dużych instalacji spalania.

Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka:
●●●●●● niska
●●●●●● średnie
●●●●●● wysokie

Istotność ryzyka:
●●●●●● niska
●●●●●● średnia
●●●●●● wysoka

Ryzyko w stosunku do 2015 r.:
↗ wzrosło
→ utrzymało się
↘ spadło

Perspektywy rozwoju

Największe projekty 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 75 MWe 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.



Wyniki finansowe



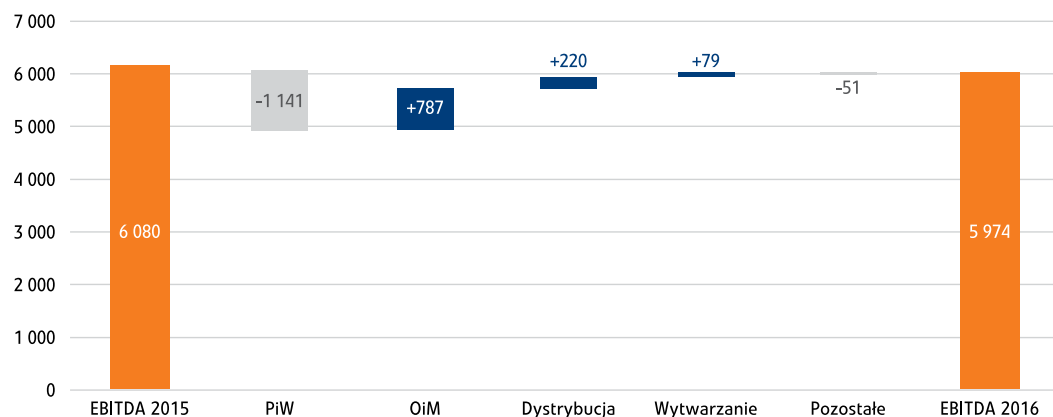
Skonsolidowane sprawozdanie finansowe

W 2016 r. przychody Grupy 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, Grupa 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 cen 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 Grupę PGNiG z 23 mld m³ w 2015 r. do poziomu 24,3 mld m³ w 2016 r.

Zmiany w EBITDA pomiędzy latami 2015–2016



Skonsolidowane sprawozdanie finansowe za rok obrotowy kończący się 31 grudnia 2016 r. jest dostępne na stronie internetowej www.pgnig.pl/relacje-inwestorskie/raporty-gieldowe/okresowe. Opinia niezależnego biegłego rewidenta – wraz z raportem uzupełniającym opinię z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego za rok obrotowy kończący się 31 grudnia 2016 roku została uwzględniona w skonsolidowanym raporcie rocznym Grupy Kapitałowej PGNiG 2016

Wybrane dane finansowe Grupy PGNiG

na dzień 31 grudnia 2016 r.

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
Przeplwy pieniężne netto z działalności operacyjnej	5 922	7 271	(1 349)
Przeplwy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(3 842)	(3 147)	(695)
Przeplwy pieniężne netto z działalności finansowej	(2 269)	(829)	(1 440)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	(189)	3 282	(3 471)

mln zł	2016	2015	Zmiana r/r
Aktywa razem	49 672	48 292	1 380
Aktywa trwałe (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

Skonsolidowany rachunek zysków i strat

na dzień 31 grudnia 2016 r.

mln zł	2016	2015
Przychody ze sprzedaży gazu	26 429	30 263
Przychody ze sprzedaży pozostałe	6 767	6 201
Przychody ze sprzedaży	33 196	36 464
Koszt sprzedanego gazu	(18 320)	(22 005)
Zużycie innych surowców i materiałów	(2 427)	(2 211)
Świadczenia pracownicze	(2 573)	(2 714)
Usługi przesyłowe	(1 106)	(1 156)
Pozostałe usługi	(1 412)	(1 235)
Podatki i opłaty	(765)	(628)
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(332)	(515)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	868	953
Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	(1 155)	(873)
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	5 974	6 080
Amortyzacja	(2 614)	(2 790)
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	3 360	3 290
Koszty finansowe netto	(76)	(225)
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	(74)	(51)
Zysk przed opodatkowaniem	3 210	3 014
Podatek dochodowy	(861)	(878)
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

Rentowność

na dzień 31 grudnia 2016 r.

mln zł	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

na dzień 31 grudnia 2016 r.

	2016	2015
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem 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

na dzień 31 grudnia 2016 r.

	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%

Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

na dzień 31 grudnia 2016 r.

młn zł	2016	2015
Zysk netto	2 349	2 136
Różnice kursowe z przeliczenia sprawozdań jednostek zagranicznych	23	15
Rachunkowość zabezpieczeń	783	(431)
Aktualizacja wyceny aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	2	-
Podatek odroczoney	(149)	82
Pozostałe całkowite dochody podlegające przeklasyfikowaniu do wyniku	659	(334)
Straty aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych	(29)	(35)
Podatek odroczoney	5	2
Udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności	(2)	-
Pozostałe całkowite dochody niepodlegające 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

na dzień 31 grudnia 2016 r.

młn zł	2016	2015
Przepływy 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
Podatek dochodowy zapłacony	(611)	(833)
Zmiana stanu kapitału obrotowego	(543)	1 292
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	5 922	7 271
Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej		
Wydatki na nabycie środków trwałych w budowie dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(713)	(986)
Wydatki na pozostałe rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(2 255)	(2 168)
Wydatki na nabycie udziałów w jednostkach powiązanych	(1 027)	(59)
Pozostałe pozycje netto	153	66
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 842)	(3 147)
Przepływy pieniężne z działalności finansowej		
Wydatki z tytułu nabycia własnych akcji	(645)	-
Wpływy z tytułu zadłużenia	451	1 948
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	89	84
Wydatki z tytułu zadłużenia	(1 021)	(1 578)
Wyplacone dywidendy	(1 062)	(1 180)
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	(78)	(81)
Pozostałe pozycje netto	(3)	(22)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(2 269)	(829)
Przepływy 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

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

na dzień 31 grudnia 2016 r.

mln zł	2016	2015*	2014*
AKTYWA			
Rzeczowe aktywa trwałe	33 149	32 967	33 528
Wartości niematerialne	1 079	1 138	1 113
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	100	42	58
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	1 229	840	856
Pozostałe aktywa	679	656	642
Aktywa trwałe	36 236	35 643	36 197
Zapasy	2 510	2 229	3 189
Należności	4 288	3 379	4 241
Pochodne instrumenty finansowe	623	709	567
Pozostałe aktywa	129	146	132
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	5 829	6 022	2 728
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	57	164	147
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
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	702	565	604
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	1 641	1 540	1 580
Pozostałe rezerwy	198	188	223
Dotacje	815	843	843
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	1 932	1 557	1 525
Pozostałe zobowiązania	669	770	815
Zobowiązania długoterminowe	7 303	11 262	10 659
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	5 006	583	769
Pochodne instrumenty finansowe	346	1 165	593
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków [A]	3 179	2 765	3 306
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	334	352	284
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	20	33	28
Pozostałe rezerwy	560	661	692
Pozostałe zobowiązania	908	730	701
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

mln zł, na dzień 31 grudnia 2016 r.

	Kapitał własny akcjonariuszy jednostki dominującej											
	Skumulowane pozostałe całkowite dochody z tytułu:											
Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej, w tym:	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) aktualnych dotyczących świadczeń pracowniczych	udziału w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności	Zyski zatrzymane	Ogółem	Kapitał własny	Kapitał własny razem
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

Segmenty

mln zł, za okres zakończony 31 grudnia 2016 r.

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.

Segmenty

mln zł, za okres zakończony 31 grudnia 2015 r.

2015	Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	Sprzedaż między segmentami	Przychody razem	EBITDA	Amortyzacja	Zysk operacyjny	Odpisy rzeczowego majątku trwałego	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.

Przewidywana sytuacja finansowa

Na sytuację finansową Grupy 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 Grupę PGNiG w segmentach Poszukiwanie i Wydobywanie oraz Obrót i Magazynowanie.

Zmiana notowań cen ropy naftowej przekłada się na przychody ze sprzedaży realizowane przez podmioty Grupy PGNiG zajmujące się wydobywaniem i sprzedażą ropy naftowej oraz ma wpływ na poziom popytu na usługi sejsmiczne i poszukiwawcze świadczone przez spółki Grupy PGNiG. Wzrost cen ropy naftowej wpływa pozytywnie na wyniki w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie. 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 Wydobywanie 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 Grupę PGNiG istotny wpływ będzie miała także sytuacja na krajowym rynku walutowym. Umocnienie 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 Grupy PGNiG polityki zabezpieczeń wpływ zmian kursów walutowych na wyniki jest optymalizowany.

Na sytuację finansową Grupy PGNiG wpłynie także stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki odnośnie do 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 Grupy 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 Grupy 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 Grupę PGNiG.

W przypadku segmentu Wytwarzanie ważnym z punktu widzenia działalności Grupy 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 (świadectw pochodzenia energii elektrycznej) będą wpływać na sytuację finansową Grupy 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 Grupa PGNiG zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną, w tym głównie na realizację projek-

tów w zakresie utrzymania zdolności wydobywczych, działalności związanej z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz budowy sektora elektroenergetycznego.



Spółeczna odpowiedzialność biznesu



Spółeczna odpowiedzialność biznesu

Etyka

Celem programu etycznego jest zapewnienie dbałości o przestrzeganie zasad etyki oraz wzmacnianie kultury korporacyjnej w PGNiG SA 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 menedżera Grupy 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 Grupy 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 Grupy PGNiG. W Grupie 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.

Ochrona 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 górniczym.

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 wewnętrzne 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 Barlink 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 ryzyka.

Ponadto prowadzono badania monitoringowe stanu środowiska gruntowo-wodnego zrehabilitowanego składowiska odpadów w Zabrze-Biskupicach i nieruchomości w Zabrzu.

Podziemne Magazyny Gazu

W zakresie ochrony środowiska w otoczeniu Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu 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, oddziaływanie zrzuconej 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 Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze PGNiG SA. Z przeprowadzonych dotychczas badań i obserwacji wynika, że budowa i eksploatacja KPMG Mogilno nie wpływa negatywnie na środowisko.

Emisja gazów, odpadów i produktów ubocznych


PGNiG TERMIKA SA 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 odpylania spalin. W 2016 r. pracował w EC Siekierki kocioł biomasowy (przebudowany z kotła węglowego), który przyczynił się do obniżenia emisji ww. 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 pochłodniczych i 1,6 mln m³ ścieków.

W 2016 r. wytworzono ponadto 536 tys. ton popiołów i żużli, w tym 53 tys. ton popiołów certyfikowanych,

 Zobacz również:
www.pgnig.pl/dzialania-spolne-odpowiedzialny-biznes/kodeks-etyki-i-zasady-postepowania

 SO₂ - dwutlenek siarki.

 CO₂ - dwutlenek węgla.

jako produkt uboczny. Wytworzono także 59 tys. ton gipsu również zakwalifikowanego jako produkt uboczny z instalacji odsiarczania spalin. Odpady i produkty ubocz-

ne w całości zostały przekazane do dalszego odzysku (produkcja cementu, materiałów budowlanych, górnictwo, drogownictwo oraz rekultywacja).

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.

Pracownicy

Grupa PGNiG jest jednym z największych pracodawców w Polsce. Zatrudnia zarówno osoby z ogromnym doświadczeniem i wysokimi kwalifikacjami, jak również jest pierwszym miejscem pracy dla wielu młodych ludzi. Tworzony w ten sposób kapitał jest dla nas najcenniejszym zasobem, bo to dzięki zaangażowaniu pracowników możemy świadczyć naszym klientom usługi najwyższej jakości, osiągać sukcesy na arenie międzynarodowej oraz realizować szeroki program inwestycyjny.

W 2016 r. w Grupie PGNiG zatrudnionych było 25 271 osób. Oznacza to zmianę zatrudnienia w stosunku do roku ubiegłego o 148 osób, kiedy w Grupie PGNiG pracowało 25 419 osób.

W segmencie Poszukiwanie i Wydobycie odnotowano istotny spadek zatrudnienia. W porównaniu z 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 Drilling SA przeprowadzono proces restruktury-

zacji zatrudnienia, gdzie w ramach zwolnień grupowych zwolniono 800 pracowników (25%);

- w wyniku trwającego procesu likwidacji GEOFIZYKI Kraków Sp. z o.o. 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 Grupa PGNiG została powiększona o spółki Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Jastrzębiu-Zdroju oraz Spółkę Energetyczną Jastrzębie S.A.

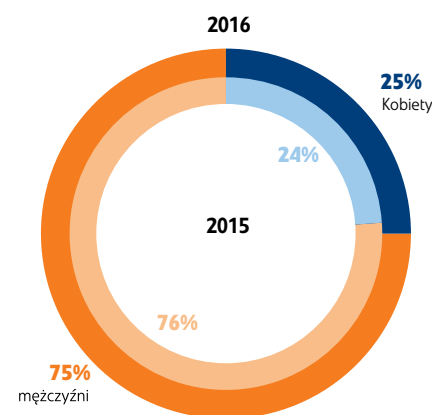
Stan zatrudnienia w segmencie Dystrybucja wzrósł o 168 osób (2%) w związku z realizacją w Polskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. procesu reorganizacji struktury przedsiębiorstwa, w wyniku której zwiększona została liczba gazowców oraz placówek gazowniczych.

Zatrudnienie w Grupie PGNiG według segmentów

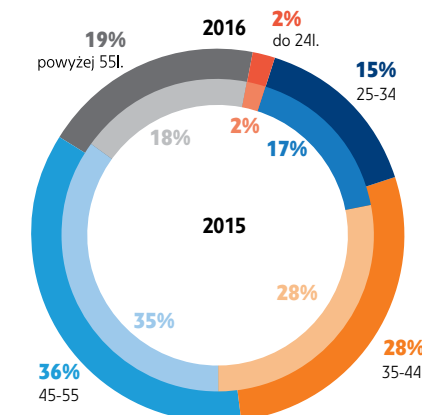
liczba osób

	2016	2015	2014	2013	2012
Poszukiwanie i Wydobycie	7 720	8 903	10 221	10 754	10 990
Obrót i Magazynowanie	3 520	3 462	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	1 305	1 605	1 990	2 327
Razem	25 271	25 419	28 996	30 930	32 038

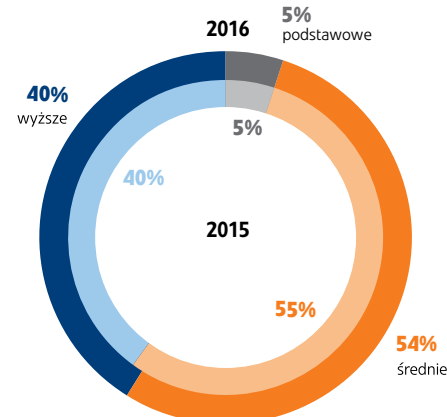
Płeć pracowników



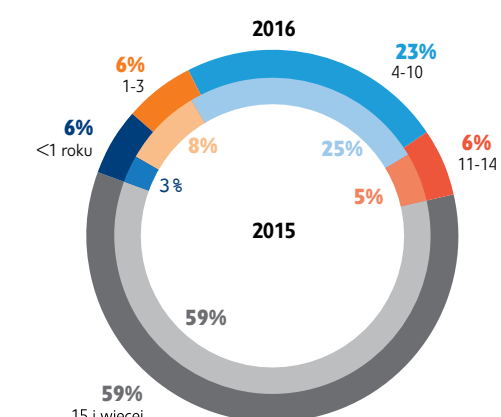
Wiek pracowników



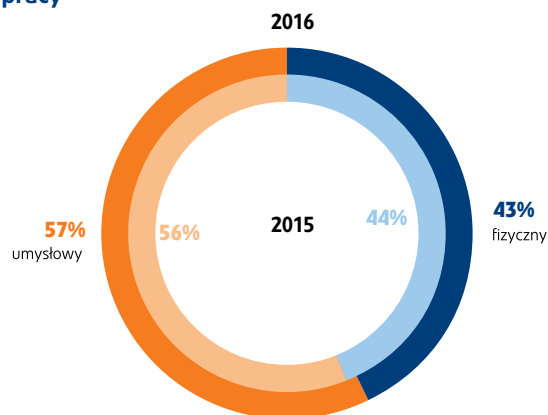
Wykształcenie pracowników



Staż pracy w Grupie PGNiG



Rodzaj wykonywanej pracy



Fluktuacja – nowo zatrudnieni/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 55 l.	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 Grupie 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.

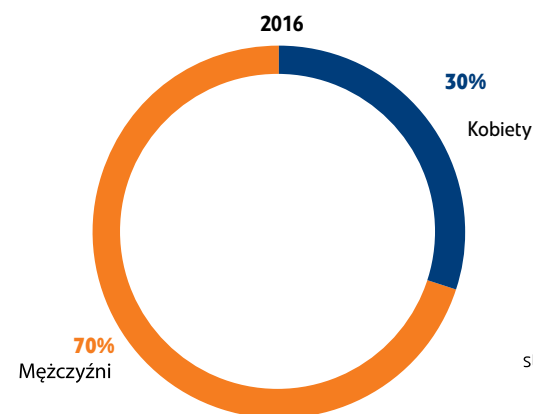
Szkolenia i programy rozwojowe

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.

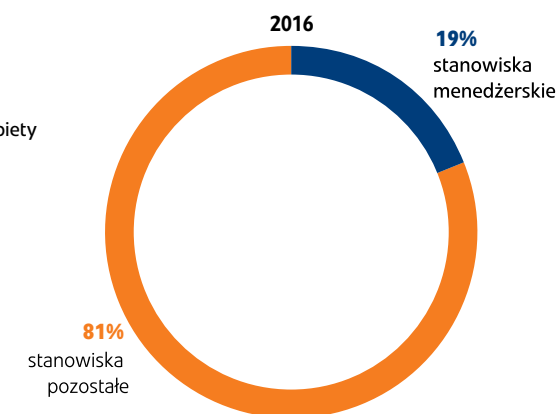
W czerwcu 2016 r. uruchomiony został System Identyfikacji Talentów Organizacji (SITO) inicjujący Akademię Liderów Przyszłości (ALP). Celem Programu SITO jest wyłonienie pracowników o dużym potencjale (talentów), którzy następnie mogą być objęci programem rozwojowym Akademia Liderów Przyszłości (ALP), przygotowującym ich do pełnienia dalszych funkcji w organizacji, w tym funkcji menedżerskich.

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 wyznaczane pracownikom, powiązane z celami strategicznymi Grupy 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 Grupie PGNiG wyniósł w 2016 r. 85,8%.

Praktyki studenckie i programy stażowe

PGNiG uczestniczy w szeregu inicjatyw i konkursów 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-edukacyjnych:

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 Ambadorski, 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

Zobacz również:
www.pgnig.pl/pgnig-akademia-mlodych

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. Lesława 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 absolwentką 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. objętych 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.

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 bra-

ni są pod uwagę pracownicy Grupy PGNiG, co pozwala w pełni wykorzystać potencjał własnych pracowników.

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 Grupy PGNiG, w tym aktualizacja Strategii Grupy 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.

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;
- 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 Grupy PGNiG: GEOFIZYKA Kraków, GEOFIZYKA Toruń, EXALO Drilling, PGNiG TERMIKA, PGNiG Serwis, GEOVITA SA, Gas Storage Poland, PGNiG Technologie Sp. z o.o., PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., 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

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**.

Fundacja 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.

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.

Edukacja

Fundacja PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza od lat wspiera działania propagujące naukę, edukację oraz historię, czego efektem jest projekt pamięci o patronie Ignacym Łukasiewiczu,

 [Zobacz również: www.pgnig.pl/polityka-qhse](http://www.pgnig.pl/polityka-qhse)

 [Zobacz również: www.fundacja.pgnig.pl](http://www.fundacja.pgnig.pl)



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 interaktywne komiks, filmy edukacyjne z eksperymentami naukowymi oraz gra przygodowa.

W ramach programu organizowany jest konkurs na „Naukową Szkołę Ignacego”, w którym przyznawane będą statuetki Ignas. 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.

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”.

„Rozgrzewamy polskie serca” – pod tym hasłem 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.

Wspólnie z Fundacją PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza w ramach programu „Rozgrzewamy polskie serca” spółka dofinansowała także produkcję filmu fabularnego „Wyklęty” w reż. Konrada Łęckiego, którego premiera miała miejsce w 2017 r. Spółka została też m.in. Sponsorem Głównym VIII edycji festiwalu filmowego „Niepokorni, Niezłomni, Wyklęci”.



Program „Rozgrzewamy Polskie Serca”

Wydarzenia CSR w 2016 r.

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, oraz Beata Wereszczyńska-Dembska, Dyrektor Departamentu Strategii i Komunikacji Społecznej w Urzędzie Regulacji Energetyki. Spotkanie moderowało Forum Odpowiedzialnego Biznesu;

- program Pogoń dla Pogoni, który promuje PGNiG w innowacyjny sposób jako odpowiedzialny 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;
- działania w ramach Systemu Zarządzania Programem Etycznym, dzięki którym w Grupie PGNiG propagowane są postawy etyczne oraz rozwiązywane sporne kwestie pracownicze. Dzięki podjętym działaniom komunikacyjnym zwiększono liczbę osób pełniących w podmiotach Grupy 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;
- aktualizację strategii CSR dla Grupy PGNiG. Prace nad nową strategią zostaną zakończone w pierwszej połowie 2017 r.



Reprezentacja Polski w piłce ręcznej podczas Mistrzostw Świata we Francji

Ład korporacyjny



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 SA 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 Łazarskiego 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.

ka. 11 grudnia 2015 r. 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 pomiędzy posiedzeniami Zarządu PGNiG we wszystkich obszarach działalności Grupy Kapitałowej PGNiG oraz wykonuje wszelkie inne czynności, które na mocy wewnętrznych regulacji Spółki przyporządkowane są do kompetencji Prezesa Zarządu. Sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki w zakresie: funkcjonowania kontroli i audytu wewnętrznego zgodnie z powszechnie uznawanymi 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 Grupy PGNiG, ochrony informacji niejawnych, ochrony danych osobowych, realizacji zadań obronnych oraz ochrony obiektów Spółki, zarządzania Grupą PGNiG, w tym sprawowania nadzoru właścicielskiego w ramach Grupy PGNiG, tworzenia podmiotów Grupy PGNiG do realizacji nowych przedsięwzięć w ramach realizacji strategii Grupy PGNiG, przygotowania i realizacji planów prywatyzacji spółek z udziałem PGNiG, przygotowania

i nadzoru nad realizacją Strategii Grupy PGNiG, kreowania optymalnego kształtu Grupy PGNiG, polityki, założeń i programów poszukiwania i wydobycia 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 górniczego, 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 Grupy PGNiG w podmiotach Grupy PGNiG w obszarze rozwoju IT, zarządzania obszarem IT, 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, 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 górnicznej. Radosław Bartosik, wliczając czteroletnią przerwę, jest związany z Grupą 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 w 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 Sp. z o.o. 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 programu Społecznej Odpowiedzialności Biznesu /CSR/, strategii zakupów w ramach

Spółki i Grupy PGNiG, administrowania majątkiem Spółki z wyłączeniem majątku sieciowego, majątku górniczego i podziemnych magazynów gazu, zagospodarowania majątku nieprodukcyjnego, w tym nieruchomości Spółki, kreowania i realizacji polityki sponsoringowej i wizerunku marki Spółki w Polsce i za granicą, współpracy z operatorami systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.

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 menedżerskie. 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 Eksperckiej 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 stano-

wisko 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, 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. Doświadczenie zawodowe zdobywał od 1995 r. w sektorze bankowym. Od 2003 r. związany z Grupą 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 reali-

zacji 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 Grupie 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 Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju w Paryżu. Później wielokrotnie reprezentował Polskę na posiedzeniach Rady Zarządzającej MAE. Przy-

gotowywał 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 2016 r.

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 Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A., 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 Urzędem Regulacji Energetyki w zakresie opracowywania projektów taryf i cen na produkty i usługi PGNiG oraz uzyskania przez Spółkę koncesji, polityki informacyjnej Spółki oraz komunikacji korporacyjnej, 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 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.

Wiceprezes Zarządu wybrany przez pracowników Spółki sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki w zakresie zapewnienia warunków bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej.

Podział kompetencji pomiędzy członków Zarządu PGNiG reguluje Uchwała Nr 128/2017 Zarządu Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA w Warszawie z dnia 13 marca 2017 r.

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 Transatlantyckich. Przez ostatnie 8 lat (do lipca 2015) pełnił też funkcję dziekana Wydziału Ekonomii i Zarządzania w tejże uczelni. Uprzednio 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 BOŚ, Famurze, PAIiZ, 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 jest 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 postępowaniu upadłościowych podmiotów z branży deweloperskiej. Świadczył także usługi prawne jako pełnomocnik w postępowaniach przed sądami powszechnymi, również 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. otrzy-

mał 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 PGNiG 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 trzecią kadencję. Ponadto był współorganizatorem Państwowej Wyższej Szkoły Zawodowej w Krośnie, gdzie pełnił funkcje 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 zdobywał 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 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 w kopalni gazu – Husów. W latach 1990–1992 był członkiem Rady Pracowniczej w Sanockim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu, a w latach 1992–1996 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. oddelegowany 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 Europeenne i Fundacji Czesława Miłosza oraz mediatorem z listy Ministra Rodziny, Pracy i Polityki Społecznej. Po obronie doktoratu, do początku lat 90. 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.

Polityka zgodności

Pod pojęciem compliance należy rozumieć zgodność działalności z normami:

- prawnymi, regulacyjnymi, technicznymi, które obowiązują Spółkę jako podmiot gospodarczy aktywny w wielu obszarach;
- etycznymi, którymi Spółka związała się poprzez przyjęcie kodeksów dobrych praktyk, deklaracji i innych form samoograniczenia się przedsiębiorcy;

łącznie określanymi mianem „standardów zgodności”.

Wyodrębnienie funkcji compliance jest charakterystyczne dla zaawansowanych organizacji, prowadzących działalność w złożonym obrocie prawnym. Mówiąc o compliance (zgodności), należy pamiętać o ryzyku braku zgodności, tzn. ryzyku naruszenia ww. standardów zgodności i związanych z tym negatywnych konsekwencjach. Skutki naruszenia obowiązującego prawa są obecne na wielu płaszczyznach:

- bezpośrednio w wymiarze finansowym, jako kary, odszkodowania, zadośćuczynienia i inne należności, do których zapłaty Spółka może być zobowiązana;
- w odniesieniu do wizerunku Spółki, którego utrata może również mieć swoje reperkusje finansowe (np. w związku z zanieczyszczeniem środowiska);
- w działalności operacyjnej Spółki;
- z punktu widzenia wartości dla interesariuszy, w tym akcjonariuszy (dolegliwe

kary od regulatora czy pewne nadużycia mogą przełożyć się na spadek cen akcji).

System zarządzania ryzykiem braku zgodności – Compliance w PGNiG

Formalną podstawę wprowadzenia funkcji compliance stanowi Program Zgodności w PGNiG. Pośród różnorodnych występujących w praktyce gospodarczej rozwiązań, w Spółce przyjęto koncepcję, zgodnie z którą:

- compliance stanowi szczególny element zarządzania ryzykiem w PGNiG, czego najlepszym wyrazem jest przyjęcie, że funkcja compliance realizowana jest w ramach Systemu Zarządzania Ryzykiem Braku Zgodności;
- zarząd powołuje Pełnomocnika ds. zgodności, któremu powierza rolę koordynacyjno-informacyjną;
- z uwagi na szerokie spektrum działalności Spółki dla poszczególnych obszarów ryzyka braku zgodności określono tzw. Zarządzających Obszarami Ryzyka Braku Zgodności (liderów merytorycznych);
- ostatecznie odpowiedzialność za zarządzanie ryzykiem braku zgodności i wykonywanie obowiązków wynikających z Programu Zgodności spoczywa na właścicielu ryzyka (stosownie do przypadku, we współpracy z właściwym zarządzającym obszarem ryzyka braku zgodności).

Z Programu Zgodności wynikają pewne obowiązki cykliczne, przede wszystkim okresowe raportowanie standardów zgodności, ryzyk braku zgodności (oraz ich oceny pod względem istotności/skutku i prawdopodobieństwa wystąpienia), a także reakcji na ryzyko (sposobu zarządzania danym ryzykiem i kosztu reakcji na ryzyko), oraz obowiązki stałe, polegające w szczególności na monitorowaniu zmian standardów zgodności i raportowaniu istotnych ryzyk.

Każdy pracownik, współpracownik, a także interesariusz zewnętrzny ma możliwość dokonania zgłoszenia podejrzenia nieprawidłowości/nadużycia w ramach ustanowionej w Programie zgodności tzw. linii zgodności.

Prawo konkurencji

W Spółce obowiązuje procedura zarządzania ryzykiem antymonopolowym i regulacyjnym, do której stosowania zobowiązany jest każdy pracownik.

Naruszenia prawa konkurencji grożą sankcjami dla Spółki, a w pewnych przypadkach mogą również wiązać się z odpowiedzialnością osób kierujących przedsiębiorstwem (zwłaszcza wchodzenie w kartele i zawieranie innych porozumień antykonkurencyjnych, niewykonywanie decyzji organu antymonopolowego, brak wymaganych zgłoszeń zamiaru koncentracji, tj. fuzji lub przejęcia).

Regulacje sektorowe – rozporządzenie REMIT

Rozporządzenie REMIT weszło w życie dnia 28 grudnia 2011 r. Wiąże ono w całości i jest stosowane bezpośrednio we wszystkich państwach członkowskich, tj. nie wymaga implementacji do systemów prawnych państw członkowskich i obowiązuje nie tylko państwa członkowskie, lecz wszystkie podmioty, do których jest skierowane.

Rozporządzenie REMIT nakłada obowiązek podawania informacji wewnętrznych do wiadomości publicznej. Dodatkowe obowiązki, które wchodzą w życie po przyjęciu przez KE tzw. aktów wykonawczych, to obowiązek zarejestrowania się jako uczestnik rynku w rejestrze prowadzonym przez krajowego regulatora, obowiązek przekazywania informacji o zawartych transakcjach i składanych zleceniach (raportowania transakcji) oraz obowiązek przekazywania danych fundamentalnych.

Relacje inwestorskie i regulacje rynków finansowych

PGNiG jako emitent akcji, spółka notowana na giełdzie, zobowiązane jest do wykonywania obowiązków ustawowych dotyczących informowania akcjonariuszy o ważnych zdarzeniach na bazie krajowych aktów prawnych: Kodeks Spółek Handlowych, Ustawa o ofercie publicznej, Ustawa o obrocie instrumentami finansowymi, Ustawa o rachunkowości, Rozporządzenie ws. informacji bieżących i okresowych oraz europejskich aktów prawnych: Market Abuse Regulation i Transparencji Directive.

W Spółce oraz w Grupie PGNiG obowiązuje procedura dotycząca wykonywania obowiązków informacyjnych spółki publicznej, do której stosowania zobowiązany jest każdy pracownik.

Stosowany zbiór zasad ładu korporacyjnego

Grupa PGNiG przywiązuje dużą wagę do właściwego wypełniania zasad ładu korporacyjnego. W sposób uczciwy, równy i rzetelny traktujemy wszystkich akcjonariuszy, dokładając wszelkich starań, by zbudować jak najlepsze relacje pomiędzy inwestorami a organami Spółki.

Walne Zgromadzenie

Walne Zgromadzenie jest najwyższym organem PGNiG, realizującym uprawnienia akcjonariuszy. Poprzez Walne Zgromadzenie akcjonariusze wypełniają swoje prawa korporacyjne, między innymi rozpatrując i zatwierdzając sprawozdania Zarządu, podejmując decyzje dotyczące wielkości, sposobu oraz terminu wypłaty dywidendy z zysku. Gremium to udziela członkom innych organów PGNiG absolutorium z wykonania obowiązków, powołuje członków Rady Nadzorczej, a także podejmuje decyzje dotyczące majątku Spółki.

Rada Nadzorcza

Rada Nadzorcza sprawuje stały nadzór nad funkcjonowaniem PGNiG we wszystkich dziedzinach jego działalności, zgodnie z zasadami określonymi w [Regulaminie Rady Nadzorczej](#). W skład Rady Nadzorczej wchodzi od pięciu do

dziwięciu członków (w tym jeden niezależny), powoływanych na trzyletnią, wspólną kadencję przez Walne Zgromadzenie PGNiG. Skarb Państwa jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej tak długo, jak pozostaje akcjonariuszem PGNiG. Dodatkowo w Radzie Nadzorczej liczącej do sześciu członków, dwóch z nich – a gdy Rada liczy od siedmiu do dziewięciu członków, trzech z nich – jest powoływanych przez pracowników PGNiG.

Zarząd

Zarząd jest organem wykonawczym, kierującym działalnością PGNiG i reprezentującym Spółkę we wszystkich czynnościach sądowych i pozasądowych. W Zarządzie PGNiG zasiada od dwóch do siedmiu osób, przy czym liczbę członków określa Rada Nadzorcza. Członkowie Zarządu są powoływani na wspólną kadencję, która trwa trzy lata. Do kompetencji tego organu należą wszelkie sprawy związane z prowadzeniem działalności PGNiG, które nie zostały zastrzeżone przepisami prawa lub postanowieniami [Statutu](#). Zarząd działa na podstawie przepisów prawa, ze szczególnym uwzględnieniem przepisów Kodeksu spółek handlowych oraz postanowień Statutu i [Regulaminu Zarządu](#).

Komitet Audytu

[Komitet Audytu](#) działa w ramach Rady Nadzorczej jako stały organ od 27 listopada 2008 r. Składa się z co najmniej trzech członków Rady, w tym przynajmniej jednego członka niezależnego od Spółki i podmiotów pozostających w istotnym powiązaniu z PGNiG, powoływanego przez Walne Zgromadzenie zgodnie ze Statutem PGNiG. Osoba ta musi być kompetentna w dziedzinie rachunkowości i finansów. Członkowie Komitetu Audytu są powoływani przez Radę Nadzorczą.

Zasady powoływania i odwoływania osób zarządzających

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 ważnie 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 na ręce Rady Nadzorczej oraz przekazać do wiadomości, Akcjonariuszowi – Skarbowi Państwa (reprezentowanemu przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa). 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.

Informacje dla akcjonariuszy w związku z Walnymi Zgromadzeniami

Akcjonariusz lub akcjonariusze reprezentujący co najmniej 5% kapitału zakładowego mogą żądać umieszczenia określonych spraw w porządku obrad tego Zgromadzenia. Żądanie takie winno być przesłane do Spółki na piśmie bądź w postaci elektronicznej na skrzynkę e-mail: wz@pgnig.pl, 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 powinni udokumentować swe uprawnienie do wykonywania tego prawa, przedstawiając odpowiednie dokumenty w formie pisemnej.

Akcjonariusz lub akcjonariusze Spółki reprezentujący co najmniej 5% kapitału zakładowego mogą przed terminem Walnego Zgromadzenia zgłaszać Spółce na piśmie lub drogą elektroniczną na skrzynkę e-mail: wz@pgnig.pl projekty uchwał dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad Walnego Zgromadzenia lub spraw, które mają zostać wprowadzone do porządku obrad. Projekty uchwał powinny być sporządzone w języku polskim w programie Word. Akcjonariusze powinni udokumentować swe uprawnienie do wykonywania tego prawa, przedstawiając odpowiednie dokumenty w formie pisemnej.

Każdy akcjonariusz może podczas obrad Walnego Zgromadzenia zgłaszać projekty uchwał dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad. Projekty te winny być przedstawione w języku polskim.

Akcjonariusze mogą uczestniczyć w Walnym



Zobacz również:
www.pgnig.pl/pgnig/lad-korporacyjny/walne-zgromadzenie



Zobacz również:
www.pgnig.pl/lad-korporacyjny/rada-nadzorcza/regulamin



Zobacz również:
www.pgnig.pl/pgnig/lad-korporacyjny/statut



Zobacz również:
www.pgnig.pl/lad-korporacyjny/zarząd/regulamin



Zobacz również:
www.pgnig.pl/pgnig/lad-korporacyjny/komitet-audytu

Zgromadzeniu osobiście lub przez pełnomocników. Zgodnie z art. 412¹ § 2 ksh, pełnomocnictwo do uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu spółki publicznej i wykonywania prawa głosu wymaga udzielenia na piśmie. Pełnomocnictwo powinno być udzielone na piśmie lub w postaci elektronicznej. Pełnomocnictwo winno być sporządzone w języku polskim i może być przesłane do Spółki przed Walnym Zgromadzeniem w wersji elektronicznej w formacie PDF (skan) na adres e-mail: wz@pgnig.pl. Akcjonariusze i pełnomocnicy powinni posiadać przy sobie dowód tożsamości.

W związku z tym, iż Spółka 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, formularze do głosowania przez pełnomocników nie będą publikowane.

Przedstawiciele osób prawnych powinni dysponować oryginałem lub poświadczoną przez notariusza kopią odpisu z właściwego rejestru (z ostatnich 3 miesięcy), a jeżeli ich prawo do reprezentowania nie wynika z rejestru, to powinni dysponować pisemnym pełnomocnictwem (w oryginale lub kopii poświadczonej przez notariusza) oraz aktualnym na dzień wydania pełnomocnictwa oryginałem lub poświadczoną przez notariusza kopią odpisu z właściwego rejestru.

Prawo uczestnictwa w WZ mają tylko osoby będące akcjonariuszami w dniu rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu, tj. na 16 dni przed datą Walnego Zgromadzenia.

Osoba uprawniona do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu może uzyskać pełny tekst dokumentacji, która ma być przedstawiona Walnemu Zgromadzeniu oraz projekty uchwał lub uwagi Zarządu bądź Rady Nadzorczej w siedzibie Spółki. Osoba taka może również uzyskać odpisy sprawozdania Zarządu z działalności Spółki i sprawozdania finansowego wraz z odpisem sprawozdania Rady Nadzorczej Spółki oraz opinii biegłego rewidenta, najpóźniej na 15 dni przed dniem Walnego Zgromadzenia, natomiast odpisy wniosków w pozostałych sprawach objętych porządkiem obrad będą wydawane w terminie tygodnia przed Walnym Zgromadzeniem.

Lista akcjonariuszy uprawnionych do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu, zgodnie z art. 407 § 1 Kodeksu spółek handlowych zostaje wyłożona w siedzibie Spółki w Warszawie przy ulicy Marcina Kasprzaka 25 przez 3 dni powszednie przed dniem Zgromadzenia.

Dobre praktyki

„Dobre Praktyki Spółek Notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych 2016” są wynikiem pracy ekspertów wchodzących w skład Komitetu Konsultacyjnego GPW ds. ładu korporacyjnego, reprezentujących interesy różnych grup uczestników rynku kapitałowego. Zasadom i regulacjom z nimi związanym podlegają emitenci akcji dopuszczonych do obrotu na rynku regulowanym GPW.

PGNiG jako spółka giełdowa podlega zasadom Dobrych Praktyk, w zakresie których corocznie prezentuje obecnym oraz przyszłym akcjonariuszom Oświadczenie o przestrzeganiu zasad ładu korporacyjnego. Treść oświadczenia o przestrzeganiu poszczególnych zasad ładu korporacyjnego przez PGNiG w 2016 r. dostępna jest na korporacyjnej stronie internetowej Spółki w zakładce [ład korporacyjny/Dobre praktyki](#).

Przeliczniki i słownik

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

EBITDA (ang. earnings before interest, taxes, depreciation and amortization) – zysk przed odsetkami, opodatkowaniem i amortyzacją.

EBIT (ang. earnings before interest and taxes) – zysk przed odsetkami i opodatkowaniem, inaczej zysk operacyjny.

ROE (ang. return on equity) – wskaźnik rentowności kapitału własnego, liczony jako iloraz zysku netto w relacji do stanu kapitałów własnych.

ROA (ang. return on assets) – wskaźnik rentowności aktywów ogółem, liczony jako iloraz zysku netto w relacji do stanu aktywów ogółem.

P/E (Cena/Zysk, ang. price/earnings ratio) – wskaźnik wartości rynkowej, liczony jako iloraz rynkowej ceny akcji w relacji do zysku netto przypadającej na jedną akcję.

P/BV (Cena/Wartość Księgowa, ang. price/book value ratio) – wskaźnik wartości rynkowej, liczony jako iloraz rynkowej ceny akcji w relacji do księgowej ceny akcji.

EV/EBITDA (Wartość Przedsiębiorstwa/EBITDA, ang. Enterprise Value/EBITDA) – wskaźnik wartości rynkowej, liczony jako iloraz sumy wartości kapitalizacji giełdowej przedsiębiorstwa oraz zadłużenia netto w relacji do zysku operacyjnego i amortyzacji.

Dywidenda na akcję (Dywidenda/Cena Akcji, ang. dividend per share) – wskaźnik wartości rynkowej, liczony jako iloraz dywidendy wypłaconej za wskazany rok obrotowy w relacji do liczby wyemitowanych akcji ogółem.

 Zobacz również:
www.gpw.pl/lad_korporacyjny_na_gpw

 Zobacz również:
www.pgnig.pl/pgnig/lad-korporacyjny/dobre-praktyki

Kontakt



Kontakt

Centrala PGNiG SA

ul. M. Kasprzaka 25
01-224 Warszawa
Tel. 22 589 45 55
www.pgnig.pl

Departament Public Relations

Tel. 22 589 44 49
media@pgnig.pl

Departament Marketingu

Tel. 22 691 45 92

Dział Relacji Inwestorskich

Tel. 22 589 46 51, 22 589 46 71,
22 589 43 22
ri@pgnig.pl
www.ri.pgnig.pl

Oddział Obrotu Hurtowego w Warszawie

ul. M. Kasprzaka 25A
01-224 Warszawa
Tel. 22 589 44 25
sekretariat.ooh@pgnig.pl

Oddział Geologii i Eksploatacji w Warszawie

ul. M. Kasprzaka 25A
01-224 Warszawa
Tel. 22 589 43 65
d@pgnig.pl
www.ogie.pgnig.pl

Centralne Laboratorium

Pomiarowo-Badawcze w Warszawie

ul. M. Kasprzaka 25B
01-224 Warszawa
Tel. 22 632 23 68, 22 691 85 07-10
clpb@pgnig.pl
www.clpb.pgnig.pl

Oddział w Sanoku

ul. H. Sienkiewicza 12
38-500 Sanok
Tel. 13 465 21 00
sanok@pgnig.pl
www.sanok.pgnig.pl

Oddział w Zielonej Górze

ul. Bohaterów Westerplatte 15
65-034 Zielona Góra,
Tel. 68 329 14 00
zielonagora@pgnig.pl
www.zielonagora.pgnig.pl

Oddział w Odolanowie

ul. Krotoszyńska 148
63-430 Odolanów
Tel. 62 736 44 41
odolanow@pgnig.pl
www.odolanow.pgnig.pl

Oddział Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie

ul. Sołtysowska 25A
31-589 Kraków
Tel. 12 644 51 54, 12 695 188 498
rsgo@pgnig.pl
www.rsgo.pgnig.pl

Oddział KPMG Mogilno w Pałędziu Dolnym

88-314 Pałędzie Dolne
Tel. 22 860 05 75

Oddział Operatorski w Pakistanie

House No 2, Street 40, Sektor F.6/1
Islamabad 44000, Pakistan
Tel. +92 51 265 45 91

Przedstawicielstwa:

Przedstawicielstwo PGNiG SA w Brukseli

Rond Point Schuman 6
1040 Brussels, Belgium
Tel. +32 2 2347980
brussels@pgnig.pl

Przedstawicielstwo PGNiG SA w Moskwie

ul. Wawilowa dom 79, korpus 1, biuro nr 5
ул. Вавилова д. 79, кор. 1, офис № 5
117335 Moskwa/Москва, Rosja/Rossija
Tel. +7 (495) 775 38 56
moscow@pgnig.pl

Przedstawicielstwo PGNiG SA w Kijowie

ul. Sz. Rustaweli 31b, m. 16
вул. Ш. Руставелі 31 – б, кв. № 16
01 333 Kijów/м. Київ, Ukraina/Укр
Tel./Fax. +380 44 284 34 01
kiev@pgnig.pl

Przedstawicielstwo PGNiG SA w Republice Białorusi

225081 obwód brzeski
rejon kamieniecki
wieś Makarowa, Białoruś
Stacja Pomiaru Gazu „Wysokoje”
Tel./Fax. +375 163 171 368

Biuro handlowe PGNiG Supply & Trading w Londynie

48 Dover St.,
Mayfair,
London W1S
info@pst-energie.com



