

Centrala PGNiG SA

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

Departament Komunikacji

tel. 22 691 45 92
e-mail: pr@pgnig.pl

Dział Relacji Inwestorskich

tel. 22 589 46 51, 22 589 46 71
22 589 43 22
faks 22 691 81 23
e-mail: ri@pgnig.pl
www.ri.pgnig.pl

Raport Roczny 2015

Raport Roczny 2015

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA




Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Zobacz Raport Roczny w Internecie

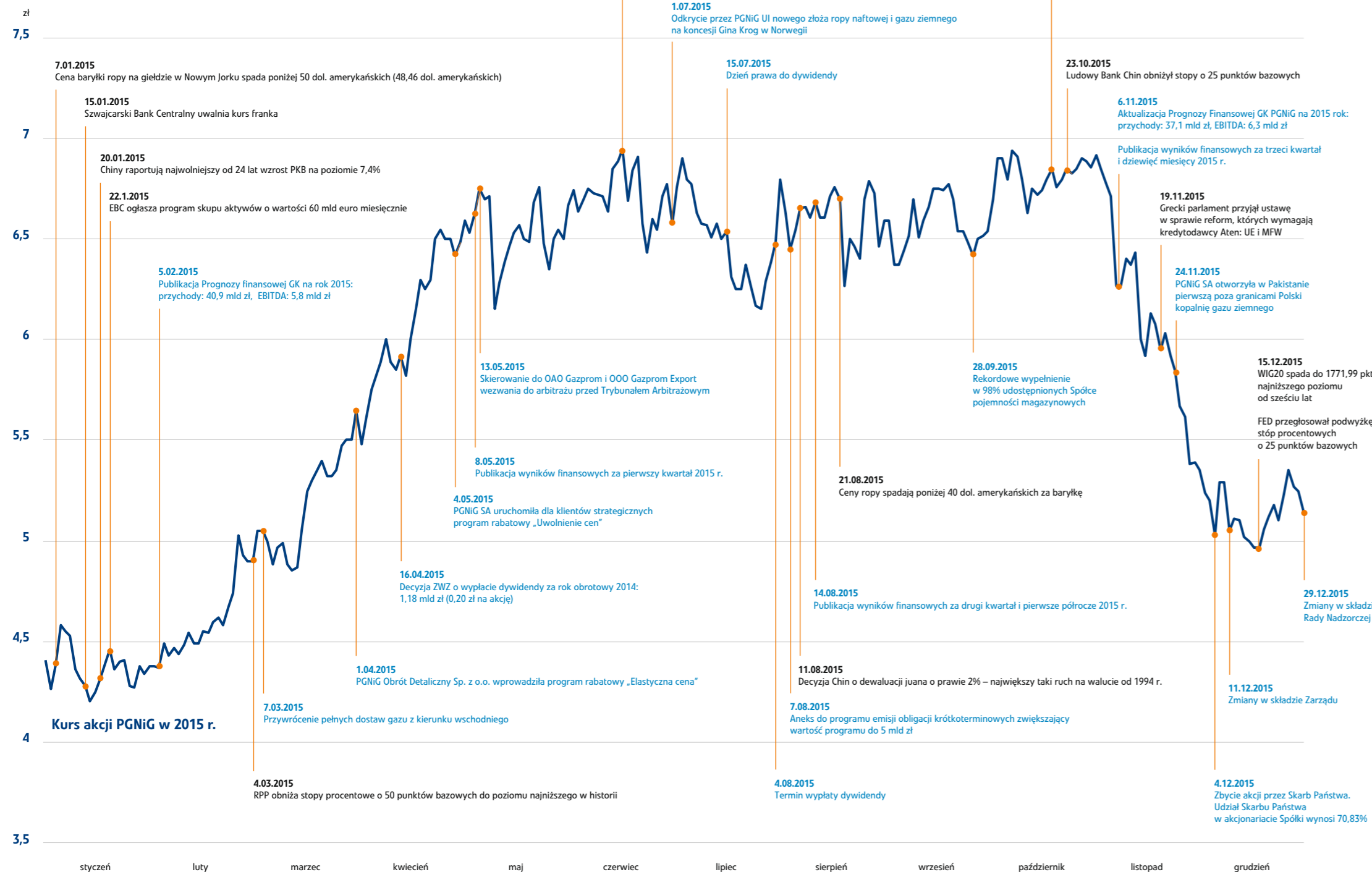
Odwiedź stronę www.pgnig.pl aby zapoznać się z Raportem Rocznym w wersji interaktywnej lub pobrać dokument w formacie PDF.

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 2015 r.



Spis treści

Grupa PGNiG w 2015 roku	8
List Prezesa Zarządu	12
List Przewodniczącego Rady Nadzorczej	13
Otoczenie makroekonomiczne	14
Strategia Grupy	22
Segment Poszukiwanie i Wydobywanie	30
Segment Obrót i Magazynowanie	46
Segment Dystrybucja	68
Segment Wytwarzanie	76
Społeczna odpowiedzialność biznesu	86
PGNiG na giełdzie	100
Ład Korporacyjny	108
Skonsolidowane sprawozdanie finansowe	124
Przeliczniki	139
Kontakt	140



Publikacja została wydrukowana na papierze ekologicznym produkowanym w 100% z makulatury, bielonym bez użycia chloru gazowego.

Produkty oznaczone certyfikatem FSC pochodzą z lasu zarządzanego zgodnie z dobrem przyrody, a także dobrem żyjących na jego terenie społeczności, czyli według zasad Dobrej Praktyki Leśnej.

Raport Roczny 2015

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Ludzie

Największa wartość



Pracownicy Grupy Kapitałowej PGNiG są jej największą wartością. PGNiG zatrudnia najwyższej klasy specjalistów: naukowców, inżynierów, osoby zajmujące się administracją, dystrybucją i sprzedażą. Synergia działania wszystkich spółek wpływa na doskonałe wyniki finansowe całej Grupy Kapitałowej. Dzięki doświadczeniu i zaangażowaniu swoich pracowników PGNiG jest liderem rynku, rozwija się i nieustannie podnosi jakość świadczonych usług, zdobywając kompetencje w nowych obszarach działalności.

Spis treści

Grupa PGNiG w 2015 roku	8	Segment Poszukiwanie i Wydobywanie	30	Społeczna odpowiedzialność biznesu	86	Skonsolidowane sprawozdanie finansowe	124
List Przewodniczącego Rady Nadzorczej	12	Analiza finansowa	32	Etyka	88	Przeliczniki	139
List Prezesa Zarządu	13	Otoczenie regulacyjne	34	Ochrona środowiska	88	Kontakt	140
Otoczenie makroekonomiczne	14	Ryzyka	35	Pracownicy	90		
Strategia Grupy	24	Działalność w 2015 r.	38	Dialog społeczny	95		
		Perspektywy rozwoju	44	PGNiG wspiera polską piłkę ręczną	95		
		Segment Obrót i Magazynowanie	46	Fundacja PGNiG	96		
		Analiza finansowa	48	Sponsoring	99		
		Otoczenie regulacyjne	50	PGNiG na giełdzie	100		
		Ryzyka	52	Ład Korporacyjny	108		
		Działalność w 2015 r.	55	Zarząd	114		
		Perspektywy rozwoju	65	Rada Nadzorcza	118		
		Segment Dystrybucja	68	Polityka zgodności	121		
		Analiza finansowa	70				
		Otoczenie regulacyjne	72				
		Ryzyka	72				
		Działalność w 2015 r.	73				
		Perspektywy rozwoju	74				
		Segment Wytwarzanie	76				
		Analiza finansowa	78				
		Otoczenie regulacyjne	79				
		Ryzyka	82				
		Działalność w 2015 r.	82				
		Perspektywy rozwoju	84				



PGNiG w liczbach

Michał Szkudlarz

*Operator Koordynator Motosprężarek,
PGNiG Oddział w Odolanowie*

Odpowiada za nadzór, kontrolę i koordynację parametrów pracy maszyn i urządzeń instalacji w Dziale Tłoczni Gazu Odazotowni w Odolanowie.

Grupa PGNiG w 2015 roku

36,5 mld zł
przychodów
ze sprzedaży

6,1 mld zł
EBITDA

3,3 mld zł
EBIT

2,1 mld zł
zysku netto

49,8 mld zł
sumy
bilansowej

6,9%
ROE

4,3%
ROA

25,4 tys.
pracowników

Poszukiwanie i Wydobywanie

1,4 mln ton
wydobycie ropy naftowej,
kondensatu i NGL

ponad 2 tys.
odwiertów
eksploatacyjnych

4,6 mld m³
wydobycie
gazu ziemnego
57 kopalń ropy
i gazu w Polsce

769 mln boe
zasobów gazu
i ropy naftowej

61 koncesji na poszukiwanie
i rozpoznawanie złóż
227 koncesji
wydobyczych

Obrót i Magazynowanie

23 mld m³
wolumenu
sprzedaży gazu

8,3 mld m³
wolumenu sprzedaży gazu
na Towarowej Giełdzie Energii

9,3 mld m³
wolumenu importu
gazu ziemnego

3,2 mld m³
pojemności
magazynów

EBI TDA

40%

39%

10%

11%

Wytwarzanie

3,5 TWh
produkowanej energii
elektrycznej
1 GW
mocy elektrycznej

36,2 PJ
produkowanego ciepła
4,8 GW
mocy cieplnej

Dystrybucja

96%
udziału sieci PSG w krajowej
sieci dystrybucji gazu

99%
udziału przyłączy PSG w krajowej
sieci dystrybucji gazu

126 tys. km
długości sieci dystrybucyjnej

6,9 mln
klientów

9,8 mln m³
wolumenu
dystrybucji gazu

PGNiG NA GPW

4.

największa
spółka na GPW

14,3

P/E

5,0

EV/EBITDA

1,0

P/BV

31 mld zł

kapitalizacji
rynkowej

28 mln zł

średnia dzienna
wartość obrotów



Przedmowa

List Przewodniczącego Rady Nadzorczej



Szanowni Państwo,

rok 2015 był dla Grupy Kapitałowej PGNiG przede wszystkim okresem wyzwań i przewyżczenia trudności wynikających z wpływu niekorzystnych trendów cenowych obserwowanych na międzynarodowych rynkach surowców energetycznych. Pomimo tych niesprzyjających czynników wykonano kluczowe zadania, które będą stanowić podstawę do realizacji zaktualizowanej Strategii Grupy w najbliższych latach.

W minionym roku podjęto szereg działań zmierzających do zapewnienia wzrostu udokumentowanych zasobów złóż gazu. W obszarze zagranicznej aktywności akwizycyjnej przeanalizowano projekty w różnych regionach świata i na różnym poziomie zaawansowania. Pozwoliło to na sprecyzowanie oczekiwań względem najbardziej atrakcyjnych inwestycyjnie dla Grupy Kapitałowej złóż w zaawansowanej fazie (tj. fazy produkcyjnej lub wydobywczej) oraz spółek posiadających udziały w takich złożach. Rok 2015 minął pod znakiem działań mających na celu utrzymanie wartości w obrocie, głównie poprzez oferowanie szerokiego wachlarza dedykowanych ofert rabatowych, kierowanych przede wszystkim do klientów biznesowych. Większy wolumen dystrybuowanego gazu spowodowany był wzrostem liczby przyłączy i odbiorców, przy równoczesnym utrzymaniu średniej stawki dystrybucyjnej założonej w Strategii. W obszarze

potencjalnych akwizycji przeprowadzono także ocenę potencjału i szczegółową analizę rynku ciepłowniczego w Polsce.

Szczególnie warte podkreślenia jest osiągnięcie zakładanych w Strategii oszczędności kosztowych na poziomie 602 mln zł, o 14% wyższym niż planowane 527 mln zł. Niższe koszty, dzięki większej sprawności organizacyjnej oraz procesowej wraz z silną pozycją finansową i niskim poziomem zadłużenia, będą fundamentem dla dalszego rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG. Aby tego dokonać, w zaktualizowanej Strategii pojawiły się nowe inicjatywy, które będą wspierać wzrost wartości Grupy Kapitałowej, m.in. poprzez realizację nowych inwestycji dywersyfikacyjnych, rozwój działalności tradingu LNG na rynku międzynarodowym czy rozwój działalności sprzedażowej PGNiG Supply and Trading.

Konsekwentna realizacja założonych w Strategii inicjatyw przyniesie pozytywny efekt dla wszystkich interesariuszy Grupy PGNiG, dlatego Rada Nadzorcza będzie wspierać Zarząd w dążeniu do osiągnięcia ambitnie określonych celów.

Z poważaniem

Bartłomiej Nowak
Przewodniczący Rady Nadzorczej PGNiG

List Prezesa Zarządu



Szanowni Państwo,

mam przyjemność przekazać Państwu Raport Roczny Grupy Kapitałowej PGNiG za 2015 r.

Pod względem finansowym 2015 r. był rokiem dobrym – wypracowany zysk operacyjny na poziomie 3,3 mld zł pozwolił osiągnąć zysk netto w wysokości 2,1 mld zł. Wartość EBITDA wyniosła 6,1 mld zł. Zrealizowane zostało z nadwyżką tzw. obligo gazowe. Rating kredytowy Spółki utrzymuje się na poziomie inwestycyjnym – potwierdzonym przez agencję Moody's – Baa3 z perspektywą stabilną. Dostępne finansowanie umożliwi realizację planów inwestycyjnych Spółki w 2016 r.

W konsekwencji załamania cen ropy naftowej na rynkach światowych, miniony rok był trudny dla wszystkich spółek sektora ropy i gazu. Pomimo niesprzyjającego otoczenia biznesowego i presji regulacyjnej Grupa Kapitałowa PGNiG zachowała stabilną pozycję na rynku oraz poprawiła wyniki w segmentach dystrybucji i wytwarzania.

Spółka konsekwentnie realizowała strategię. Dzięki kolejnym akwizycjom w Norwegii Grupa PGNiG dysponuje 18 koncesjami na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Przez ostatni rok wydobycie gazu, ropy i NGL łącznie wzrosło prawie o połowę, do poziomu 8,5 mln baryłek ekwiwalentu ropy. Zaangażowanie w działalność na Morzu Północnym należy ocenić jako korzystne i perspektywiczne dla Grupy. Zarząd pracuje nad wykorzystaniem norweskiego sukcesu.

Portfel importowy PGNiG wymaga opracowania nowej strategii pozyskiwania gazu po 2022 r. Kierunek norweski wydaje się najbardziej perspektywiczny. Równocześnie Spółka prowadzi pogłębione analizy wykorzystania dostaw gazu LNG. Obie opcje znajdują swoje odzwierciedlenie w zaktualizowanej strategii.

W interesie Klientów Spółka wystąpiła o zmianę warunków cenowych dostaw gazu z importu z wykorzystaniem procedury arbitrażowej. Rosnąca presja konkurencyjna na rynku wewnętrznym wymaga od PGNiG szczególnej dbałości o niskie ceny zakupu.

Przed Zarządem stoi potrzeba dopasowania struktury do aktualizowanej strategii. Kontynuowany będzie Program Poprawy Efektywności i profesjonalizacja działalności w poszczególnych segmentach.

W nadchodzącym roku ugruntujemy naszą pozycję na polskim i europejskim rynku energii poprzez budowę wartości Grupy Kapitałowej PGNiG. Naszym Klientom i Akcjonariuszom dziękujemy za zaufanie.

Z wyrazami szacunku

Piotr Woźniak
Prezes Zarządu PGNiG

Otoczenie makroekonomiczne

Mariusz Kubiak

*Specjalista Techniczny, Pracownik
Laboratorium Analitycznego
PGNiG Oddział w Odolanowie*

Odpowiedzialny za kontrolę jakości
oraz pobieranie i analizowanie
próbek gazu ziemnego.

Otoczenie makroekonomiczne



Zobacz również:
www.stat.gov.pl



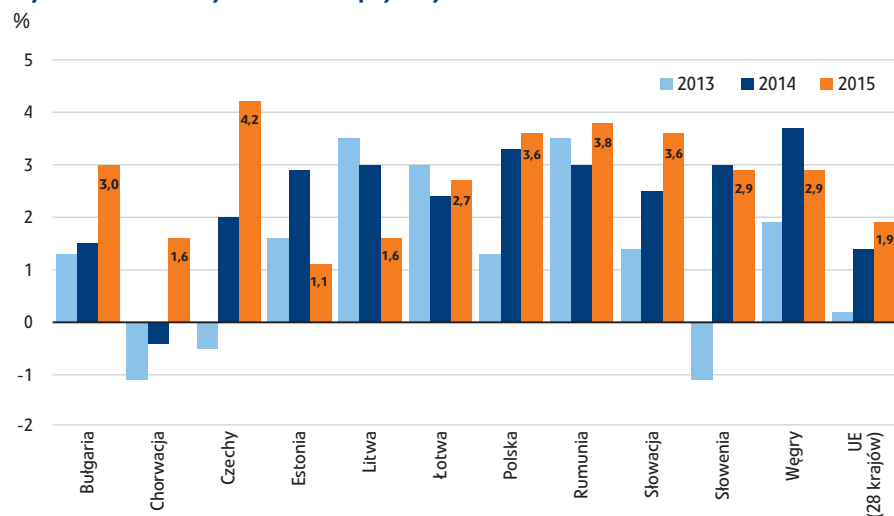
Zobacz również:
www.ec.europa.eu/eurostat

Gospodarka kraju w 2015 r. rosła w tempie 3,6%, jak wynika ze wstępnego szacunku Produktu Krajowego Brutto (PKB) opublikowanego przez Główny Urząd Statystyczny. Oznacza to dynamikę o 0,3 p.p. wyższą w porównaniu do 2014 r., co uplasowało Polskę wśród siedmiu najszybciej rozwijających się krajów Unii Europejskiej.

Ważnym czynnikiem wpływającym na tempo wzrostu PKB w 2015 r. była wysoka dynamika konsumpcji gospodarstw domowych wynosząca 3,1%, o 0,5 p.p. wyższa niż w 2014 r., oraz dodatnie saldo obrotów zagranicznych. W porównaniu do 2014 r. wolniej wzrastały pozostałe składniki rachunku PKB, czyli popyt krajowy oraz inwestycje, w tempie odpowiednio: 3,4% (z poziomu 4,9%) oraz 6,1% (z poziomu 9,8%).

Dynamika PKB krajów Unii Europejskiej wyniosła w 2015 r. 1,9%, nieznacznie przewyższając rynkowe oczekiwania. Niskie stopy procentowe oraz spadek cen surowców spowodowały obniżenie poziomu inflacji. Szczególnie istotny dla gospodarek krajów europejskich był znaczący spadek notowań ropy naftowej w drugiej połowie roku, co spowodowało zwiększenie się realnego dochodu gospodarstw. W efekcie wzrosła prywatna konsumpcja, która stała się głównym czynnikiem napędzającym wzrost gospodarczy w Unii Europejskiej. Popyt wewnętrzny niwelował negatywne bodźce zewnętrzne, takie jak sygnały spowolnienia gospodarek Chin i krajów rozwijających się oraz spadek dynamiki ogólnoświatowej wymiany handlowej.

Dynamika PKB krajów Unii Europejskiej w 2015 r.



Ceny gazu ziemnego na europejskich giełdach

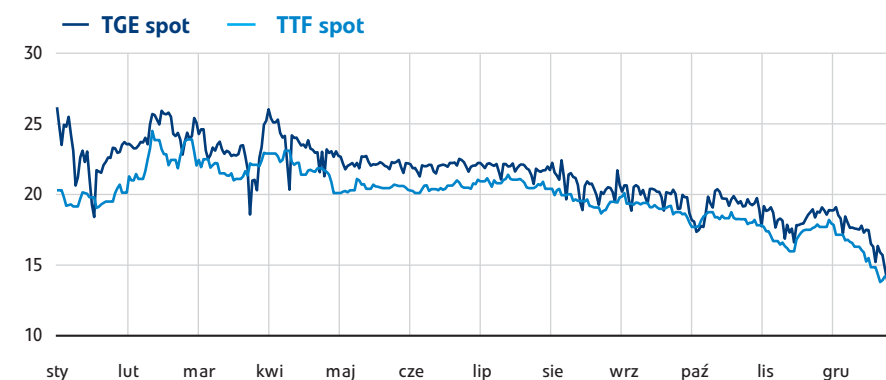
Ceny hurtowe gazu były stosunkowo stabilne, natomiast w drugim półroczu znacznie spadły. W rezultacie ceny na koniec roku na rynkach hurtowych w Europie Zachodniej były niższe o ponad 20%, a na **Towarowej Giełdzie Energii (TGE)** o ponad 25% w porównaniu do cen z początku 2015 r.

Odnutowany w 2015 r. spadek cen gazu wynikał m.in. ze zmniejszonego zużycia w Unii Europejskiej. Za obniżenie popytu odpowiadały

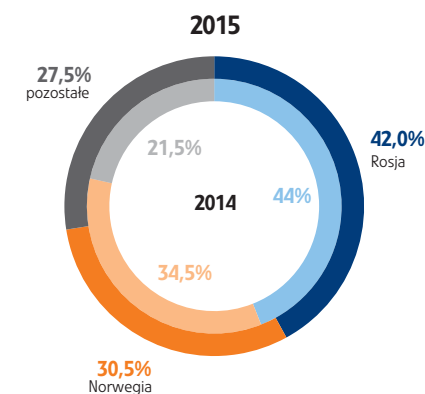
głównie: wysokie temperatury, mniejsze zapotrzebowanie na gaz w przemyśle oraz rosnące w związku z tym stany magazynowe surowca. Dodatkowymi bodźcami wpływającymi na obniżanie cen były zapowiedzi dostaw LNG z USA oraz Bliskiego Wschodu. Nadal jednak głównymi źródłami zaopatrzenia krajów Unii Europejskiej w gaz ziemny są Rosja oraz Norwegia, których formuły cenowe w dużym stopniu powiązane są z cenami ropy naftowej. Dlatego też spadające ceny ropy naftowej w 2015 r. miały istotny wpływ na ceny gazu w Polsce i Europie Zachodniej.

Cena gazu ziemnego na TTF i TGE

EUR/MWh



Źródła dostaw gazu ziemnego do Europy w latach 2014-2015



Ponad 42% ubiegłorocznych dostaw gazu ziemnego do Europy pochodziło z Rosji (44% w 2014 r.). Drugim największym eksporterem gazu do Europy w 2015 r. była Norwegia, odpowiedzialna za 30,5% dostaw, o niemal 4% mniej w porównaniu do 2014 r. W 2015 r. wzrósł natomiast wolumen importu gazu z północnej Afryki oraz import LNG, które wyniosły kolejno 11% oraz 15%.

Średni dzienny pobór gazu z polskich magazynów w pierwszym kwartale 2015 r. wyniósł 7,6 mln m³, podczas gdy rok wcześniej – jedynie 3 mln m³ dziennie. W ostatnim dniu marca ubiegłego roku polskie magazyny były wypełnione w 47%, co oznacza, że znajdowało się w nich

LNG – Liquefied Natural Gas, gaz ziemny w postaci ciekłej, produkowany w wyniku procesu skraplania lub kondensacji.

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.



Więcej informacji o magazynowaniu gazu w Europie: www.transparencjegie.eu



Ropa Brent – mieszanina ropy wydobywanej z pół Morza Północnego.



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



Kontrakt jamalski – wieloletni kontrakt pomiędzy PGNiG SA a OAO Gazprom/OAO Gazprom Eksport zakładający 85% take-or-pay na dostawę gazu rosyjskiego w ilości do 10,2 mld m³ rocznie, obowiązujący do 2022 r.



Title Transfer Facility – Holenderska Giełda Energii, wirtualny punkt obrotu gazem naturalnym w Holandii.



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

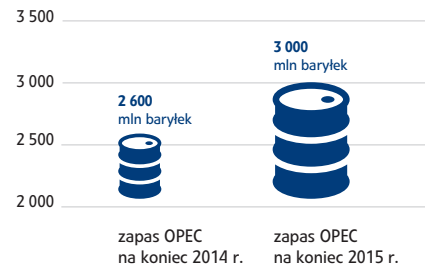
około 1,2 mld m³ surowca. **Odbiór gazu z magazynów w Polsce był jednak wolniejszy niż w Europie** – pod koniec pierwszego kwartału magazyny europejskie były wypełnione średnio w 26%. Regularne załączanie gazu do polskich magazynów rozpoczęło się w maju, miesiąc później niż w większości państw europejskich. Średni dzienny wzrost zapasów do połowy października (kiedy stan magazynowy osiągnął maksymalną wartość) wyniósł w Polsce 0,3% i był równy średniej europejskiej.

Od września 2014 r. do końca lutego 2015 r. utrzymywały się niezapowiedziane ograniczenia dostaw gazu z Rosji do Europy, w tym do Polski, w ramach **kontraktu jamalskiego**. Doprowadziło to do wzrostu różnic w cenie gazu pomiędzy rodzimym rynkiem a niemieckim – z typowego poziomu ok. 5 PLN/MWh do ponad 20 PLN/MWh. W efekcie zwiększonego zapotrzebowania na gaz, naturalnego dla okresu zimowego, odnotowano znacznie wyższe poziomy cen na TGE w stosunku do TTF, a także wzrost premii aukcyjnych na aukcjach operatorów systemów przesyłowych. Uruchomienie w pierwszym kwartale 2015 r. przez **OGP Gaz-System SA** dodatkowych zdolności przesyłowych dla importu z Niemiec oraz wzno-

wienie pełnych dostaw z kierunku wschodniego spowodowało zmniejszenie różnic cenowych między TGE a giełdami europejskimi. Z początkiem marca *spread* pomiędzy polskim a zachodnimi rynkami gazu zmniejszył się i do końca roku oscylował w okolicach 5 PLN/MWh.

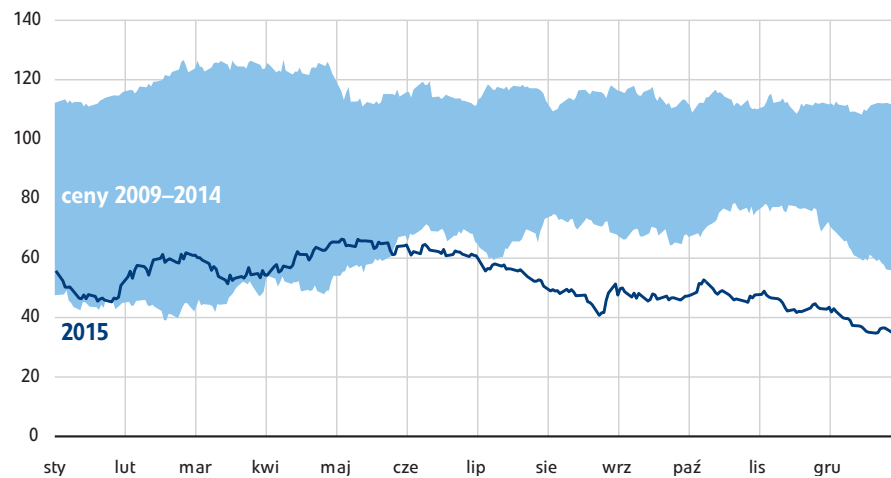
Ceny ropy Brent

Ceny ropy naftowej w 2015 r. kontynuowały trend spadkowy rozpoczęty w poprzednim roku. Najważniejszym czynnikiem wpływającym na notowania surowca była słabnąca dynamika popytu ze strony rozwijających się krajów azjatyckich. Średnie światowe zapotrzebowanie na ropę naftową w ubiegłym roku nieznacznie spadło w porównaniu do 2014 r. i wyniosło 49,4 miliona **baryłek** dziennie.



Cena ropy Brent

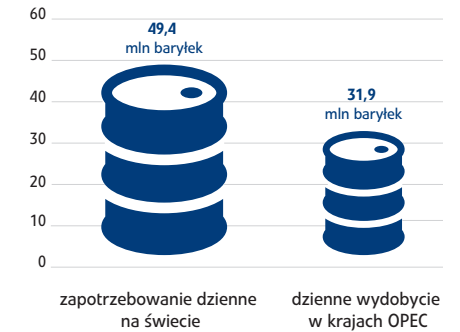
USD/bbl



Duży udział w spadku zapotrzebowania miał spowolnienie tempa wzrostu PKB w Chinach (z 7,4% w 2014 r. do 6,9% w 2015 r.), których udział w globalnej konsumpcji ropy naftowej oceniany jest na 12%, przy jednoczesnej zapowiedzi odchodzenia od surowcochłonnego modelu gospodarki przemysłowej skoncentrowanej na eksporcie.

Jednocześnie główni światowi eksporterzy ropy utrzymali, a nawet zwiększyli poziom wydobycia. Przyczyniła się do tego głównie polityka zwiększenia wydobycia ropy przez kartel **OPEC**, mająca na celu zahamowanie rewolucji łupkowej w USA i zwiększenie udziału w światowym eksporcie. Średnia dzienna produkcja ropy w krajach OPEC w 2015 r. wyniosła 31,9 mln baryłek. Oznacza to, że średnio wydobywano o 4,5 mln baryłek dziennie więcej, niż wynikało to z potrzeb eksportowych kartelu. W efekcie od stycznia do grudnia 2015 r. zapasy ropy naftowej należące do krajów OPEC wzrosły z 2,6 mld baryłek do niemal 3 mld baryłek.

Pod koniec ubiegłego roku spadki ceny ropy naftowej przyspieszyły i w grudniu wartość ropy Brent wynosiła średnio 39 dolarów za baryłkę, co było wynikiem zapowiedzi powrotu Iranu na światowy rynek ropy.



Organization of the Petroleum Exporting Countries – Organizacja Krajów Eksportujących Ropę Naftową zrzeszająca kraje odpowiedzialne za ok. 40% światowego wydobycia ropy.



Perspektywy rynku ropy i gazu w 2016 r.

Zarówno w Polsce, jak i na pozostałych europejskich rynkach, ceny gazu w 2016 r. powinny być niższe niż w roku ubiegłym. Główną przyczyną niskich cen surowca jest utrzymująca się niska cena ropy naftowej. Nie bez znaczenia była także łagodna zima, która przyczyniła się do stosunkowo powolnego odbioru gazu z europejskich magazynów. Rynek nie dostrzega ponadto wzrostu ryzyka geopolitycznego ograniczania dostaw gazu do Europy. Na koniec 2015 r. rynkowa cena gazu z dostawą w 2016 r. wyniosła niewiele ponad 15 EUR/

MWh. Niskie ceny gazu na rynkach europejskich będą skutkowały również niskimi cenami gazu na polskim rynku hurtowym, który wykazuje silne powiązanie z rynkiem zachodnioeuropejskim. Innym czynnikiem, który może przyczynić się do zmiany ceny gazu w Polsce, będzie rozpoczęcie działalności komercyjnej terminala LNG w Świnoujściu, planowane na połowę 2016 r. Jego wykorzystanie pozwoli na dywersyfikację źródeł importu surowca do kraju, między innymi o dostawy z Kataru. Na koniec roku rynek wyceniał gaz ziemny z dostawą w 2016 r. w Polsce na nieco ponad 72 PLN/MWh.

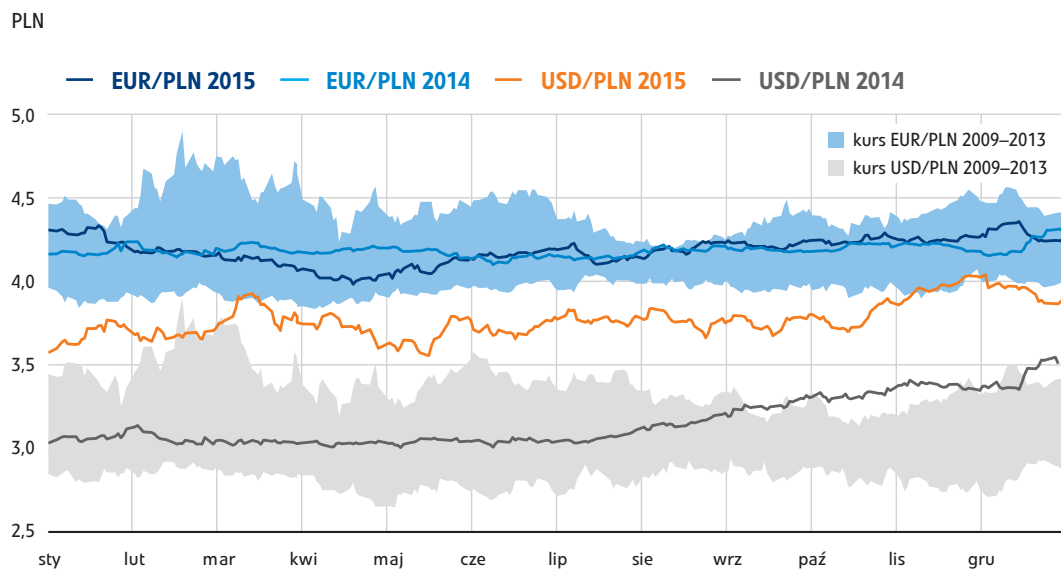
Natomiast perspektywy powrotu Iranu na rynek i brak sygnałów ograniczenia wydobycia ze strony krajów produkujących ropę naftową wskazują na utrzymanie się niskiego poziomu cen ropy naftowej w 2016 r. Pod koniec 2015 r. rynek wyceniał kontrakt terminowy na dostawę ropy w 2016 r. na 41 USD/bbl.

Sankcje gospodarcze i ograniczenie eksportu ropy na zachód przez ostatnie 4 lata sprawiły, że jedynym kierunkiem sprzedaży surowca była Azja, gdzie Iran dostarczał około 0,9 mln baryłek dziennie. Zniesienie sankcji powoduje oczekiwania zwiększonej podaży surowca z Iranu, która może osiągnąć poziom 3 mln baryłek dziennie do końca pierwszego kwartału 2016 r. Iran posiada ponadto zapasy oceniane na 40 mln baryłek, które mogą zostać natychmiast dostarczone na rynek.

Kurs walut EUR/PLN, USD/PLN

Początek 2015 r. przyniósł spadek kursu euro wobec złotego. Sygnały stabilnego wzrostu gospodarczego Polski zbiegły się w czasie z uruchomieniem przez Europejski Bank Centralny programu skupowania obligacji, czyli tzw. „luzowania ilościowego”. Jednak w drugiej połowie roku europejska waluta sukcesywnie zyskiwała na wartości. Zażegnanie kryzysu greckiego oraz spowolnienie gospodarcze w Chinach przełożyły się na odwrót inwestorów od rynków krajów rozwijających się, w tym Polski. Na koniec grudnia kurs EUR/PLN wrócił do poziomów z początku roku. Poprawa kondycji gospodarki amerykańskiej oraz oczekiwania podniesienia stóp procentowych przez amerykański System Rezerwy Federalnej (FED) spowodowały znaczącą aprecjację dolara względem polskiej waluty. Na koniec 2015 r. kurs amerykańskiej waluty wzrósł o 11,2% do poziomu 3,9 zł za dolara.

Kurs walut EUR/PLN, USD/PLN



Misja

W oparciu o rozwój wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, efektywne wykorzystanie infrastruktury oraz dywersyfikację dostaw gazu, dostarczamy naszym Klientom przyjazną dla środowiska energię, tym samym zapewniając naszym Akcjonariuszom i Pracownikom wzrost wartości firmy.





Andrzej Pudrzyński

Starszy Operator Instalacji Produkcyjnych,

PGNiG Oddział w Zielonej Górze,

Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziarnego w Lubiatowie

Bezpośrednio steruje procesem technologicznym na terenie kopalni. Zajmuje się obsługą, przeglądem i konserwacją urządzeń i instalacji technologicznych. Wykonuje planowane i bieżące naprawy i remonty, odpowiada za usuwanie awarii urządzeń oraz instalacji, a także za pobór próbek do badań kontrolnych.

Strategia Grupy

Strategia Grupy PGNiG



Zobacz również:
[www.pgnig.pl/
pgnig/o-nas/
strategia](http://www.pgnig.pl/pgnig/o-nas/strategia)



Dual fuel – formuła oferty zakupu energii elektrycznej oraz gazu od jednego sprzedawcy.



Więcej o segmencie Dystrybucja: s. 68 i segmencie Wytwarzanie: s. 76



Boe – ang. barrel of oil equivalent – ekwiwalent baryłki ropy naftowej (1 baryłka to ok. 0,136 tony lub 159 litrów).



Więcej o segmencie Obrót i Magazynowanie: s. 46

W 2015 r. obowiązywała przyjęta 29 grudnia 2014 r. przez Radę Nadzorczą PGNiG **Strategia Grupy PGNiG na lata 2014-2022**. Strategia obejmowała 4 obszary biznesowe i 10 inicjatyw strategicznych, których pełne wdrożenie miało umożliwić:

- wypracowanie w perspektywie 2022 r. wyniku EBITDA w wysokości ok. 7,0 mld zł,
- utrzymanie zadłużenia netto do wyniku EBITDA na poziomie poniżej 2,
- wypłaty dywidendy w wysokości 50% skonsolidowanego zysku netto (przy czym Zarząd PGNiG, rekomendując wypłatę dywidendy, każdorazowo będzie brał pod uwagę bieżącą sytuację finansową i plany inwestycyjne GK PGNiG),
- poniesienie nakładów inwestycyjnych na rozwój organiczny i przejęcia na poziomie 40-50 mld zł,
- łączny wzrost wydobycia węglowodorów do ok. 50-55 mln boe w 2022 r., przy utrzymaniu wydobycia w Polsce na obecnym poziomie, tj. ok. 33 mln boe rocznie.

Obszarami biznesowymi ujętymi w Strategii GK PGNiG na lata 2014-2022 były:

A. Utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym)

W obszarze tym Grupa Kapitałowa PGNiG będzie dążyć do pozostania liderem sprzedaży na rynku gazu ziemnego i preferowanym dostawcą dla wszystkich segmentów klientów. Powyższe cele Grupa zamierza osiągnąć m.in. przez opracowanie i wdrożenie mechanizmów podnoszących jakość obsługi klientów i zachęcających ich do dalszej współpracy.

Ponadto Grupa PGNiG zakłada utrzymanie wysokiego poziomu stabilności dostaw gazu do klientów końcowych oraz uatrakcyjnienie oferty produktowej m.in. przez produkty *dual fuel*. Priorytetem tego obszaru jest przygotowanie i uruchomienie mechanizmów zminimalizowania ryzyka związanego z kontraktami długoterminowymi na import gazu ziemnego. Grupa PGNiG będzie również dążyć do uelastycznienia portfela gazu ziemnego i dostosowania go do zmieniających się warunków rynkowych w zakresie cen oraz warunków dostaw, przy jednoczesnym zapewnieniu zdolności do utrzymania poziomu bezpieczeństwa energetycznego.

B. Maksymalizacja przepływów z obszaru infrastruktury i wytwarzania

Posiadane przez Grupę Kapitałową PGNiG aktywa – magazynowania gazu oraz wytwarzania energii elektrycznej i ciepła – są źródłem przewidywalnych, stabilnych przychodów i przynoszą atrakcyjne stopy zwrotu w relacji do ponoszonego ryzyka. W kolejnych latach aktywa te będą ważnym czynnikiem stabilizującym wyniki Grupy PGNiG i zwiększającym możliwości finansowania nowych projektów. W warunkach intensywnej konkurencji szczególnego znaczenia nabiera proces maksymalizacji przepływów generowanych przez ten obszar i przeznaczanie wolnych środków na inwestycje rozwojowe, które w pełni wykorzystają możliwości Grupy i potencjalne synergije wygenerowane w nowych obszarach wzrostu. Jednym z kierunków rozwoju jest inwestowanie w nowe rentowne projekty infrastruktury sieciowej – sieci ciepłownicze.

C. Wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwania i wydobycia

Segment Poszukiwanie i Wydobycie będzie nadal odgrywać znaczącą rolę w rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG. Głównym celem jest utrzymanie stabilnego wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej w kraju. Ponadto, w celu zapewnienia istotnego wzrostu wartości dla akcjonariuszy, Grupa planuje aktywnie inwestować w zagraniczne aktywa poszukiwawczo-wydobywcze. Grupa PGNiG będzie kontynuowała prace poszukiwawczo-rozpoznawcze złóż typu *shale gas* w Polsce na swoich najbardziej perspektywicznych koncesjach. Celem tych prac jest potwierdzenie wydobywanych zasobów węglowodorów ze źródeł niekonwencjonalnych oraz uzyskanie ekonomicznie opłacalnego ich wydobycia w możliwie najkrótszym czasie.

D. Zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości

Podstawą gwarantującą wzrost w całym łańcuchu wartości Grupy Kapitałowej PGNiG będą działania zwiększające efektywność kosztową i organizacyjną. Do działań tych należą m.in.: racjonalizacja kosztów, rozwój nowych obszarów działalności i koncentracja na podstawowej działalności Grupy, przy jednoczesnym **zbyciu majątku uznanego za niekluczowy**. Realizacja powyższych działań pozwoli na zwiększenie możliwości finansowania nowych inwestycji oraz poprawi pozycję konkurencyjną GK PGNiG.

Podsumowanie realizacji „Strategii GK PGNiG na lata 2014-2022” w 2015 r.

Pomimo trudnego i zmiennego otoczenia zewnętrznego, wykonano kluczowe zadania wyznaczone na 2015 r., które wspierają realizację przyjętej strategii. Umożliwiły to precyzyjnie opracowane i skutecznie monitorowane inicjatywy strategiczne. Szczególnie wart podkreślenia jest fakt osiągnięcia zakładanych oszczędności kosztowych poprzez wzrost sprawności organizacyjnej oraz procesowej całej Grupy Kapitałowej. Pozwoliło to zbudować podstawy do dalszego wzrostu Grupy. Działania podjęte w ramach realizacji strategii umożliwiły poprawę wyników finansowych i obniżenie wskaźnika zadłużenia.

Zgodnie z wytycznymi strategii, w 2015 r. Zarząd PGNiG rekomendował, a Zwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło decyzję o **wypłacie dywidendy**. Jej wysokość wyniosła 1,18 mld zł, czyli 0,20 zł za akcję, co stanowiło 62% zysku netto spółki PGNiG i 42% skonsolidowanego zysku netto Grupy PGNiG za 2014 r. Nigdy wcześniej Spółka nie wypłaciła tak wysokiej dywidendy.

W obszarze utrzymania wartości w obrocie rok 2015 pokazał, że strategia oferowania szerokiego wachlarza dedykowanych ofert rabatowych, zwłaszcza w segmencie klientów biznesowych, jest uzasadniona. Pod koniec 2015 r. cena taryfowa była w zasadzie ceną maksymalną, ponieważ klienci skorzystali z licznych rabatów. W obszarze obrotu hurtowego osiągnięto wyższe efekty niż zakładano. Wynegocjowano z firmą Qatargas zmiany w umowie ograniczające ryzyko ponoszenia przez PGNiG kosztów dostaw nieodebranego gazu z powodu opóźnienia prac związanych z budową terminalu LNG w Świnoujściu. W efekcie tych działań wysokość strat była znacznie niższa niż zakładano. Ponadto rozpoczęto negocjacje dotyczące formuły cenowej z firmą Gazprom, prowadzone w formule okna negocjacyjnego określonego w umowie. Dodatkowo, w maju 2015 r., PGNiG skierowało wnioski o wszczęcie postępowania arbitrażowego przed Trybunałem Arbitrażowym w Sztokholmie, co nie wyklucza możliwości prowadzenia dalszych rozmów z firmą Gazprom na poziomie handlowym.

Wolumen dystrybuowanego gazu rósł szybciej niż zakładano, m.in. ze względu na szybszy wzrost liczby przyłączy i odbiorców przy równoczesnym utrzymaniu średniej stawki dystrybucyjnej na poziomie założonym w strategii.

W ramach działań akwizycyjnych sieci ciepłowniczych przeprowadzono szczegółową analizę rynku ciepłowniczego w Polsce. W wyniku intensywnych poszukiwań okazji akwizycyjnych i rozmów z właścicielami, zarówno komunalnych, jak i prywatnych spółek ciepłowniczych, dokonano oceny potencjału w tym zakresie.

W obszarze wytwarzania podjęto decyzję inwestycyjną w sprawie nowego bloku gazowo-parowego w Ec Żerań (450 MWe). Realizacja projektu przyczyni się do modernizacji warszawskiej



Więcej o segmencie Poszukiwanie i Wydobycie: s. 30



Więcej o dywidendzie: s. 100



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



Więcej o PPE: s. 28

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

elektrociepłowni (poprawy bezpieczeństwa zasilania energetycznego aglomeracji warszawskiej oraz odczuwalnej poprawy jakości powietrza). Planowany termin oddania bloku do eksploatacji to 2018 r. Parametry techniczne bloku będą spełniały obowiązujące od 2016 r. wymogi Dyrektywy IED oraz Najlepszych Dostępnych Technologii (BAT). Ponadto sfinalizowano prace dotyczące inwestycji przebudowy kotła K1 w Ec Siekierki. Zakończenie pierwszego etapu rozruchu kotła pozwoliło na rozpoczęcie procesu połączenia kotła z kolektorem parowym i uruchomienie produkcji energii z biomasy, które zaplanowane jest na 2016 r. Dzięki realizacji tej inwestycji możliwe będzie zmniejszenie emisji zanieczyszczeń powietrza, zgodnie z Dyrektywą IED.

W obszarze poszukiwań i wydobycia Grupa PGNiG również odnotowała w 2015 r. sukcesy. Podjęto szereg działań zmierzających do zapewnienia wzrostu udokumentowanych zasobów złóż gazu, zarówno w zakresie złóż konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych. Cel tych działań jest związany z planami utrzymania wydobycia w Polsce w kolejnych latach oraz utrzymania wiodącej pozycji w tym segmencie. Poziom odkrytych złóż w 2015 r. był największy od blisko 10 lat i wyniósł około 27 mln boe.

W zakresie aktywności akwizycyjnych w obszarze poszukiwania i wydobycia zostały przeanalizowane liczne okazje biznesowe w różnych regionach świata. Wytypowano najciekawsze aktywa w USA i Kanadzie oraz została stworzona tzw. krótka lista. Spółka zainteresowana jest głównie złożami, które są w zaawansowanej fazie (tj. fazie produkcyjnej lub wydobywczej), czy też spółkami posiadającymi udziały w takich złożach.

Aktualizacja „Strategii GK PGNiG na lata 2014-2022”

W pierwszej połowie 2016 r. w ramach prac nad aktualizacją strategii został przeprowadzony przegląd dotychczasowych działań, ocena ich realizacji, a także weryfikacja przyjętych założeń. Na tej podstawie został opracowany szczegółowy plan działania, w ramach którego dokonano istotnych modyfikacji istniejących inicjatyw, jak również opracowano nowe inicjatywy strategiczne.

Program Poprawy Efektywności

Cele Programu:

- zdefiniowanie celów poprawy efektywności dla poszczególnych segmentów i podmiotów wewnątrz Grupy PGNiG oraz wynikających z nich korzyści jakościowych,
- zdefiniowanie zakresu działań i przypisanie konkretnych inicjatyw do poszczególnych segmentów biznesowych na podstawie zidentyfikowanych obszarów poprawy efektywności,
- realizacja w perspektywie do końca 2016 r. inicjatyw poprawiających efektywność funkcjonowania Grupy PGNiG.

Program prowadzi do trwałej redukcji bazy kosztów zarządalnych we wszystkich kluczowych segmentach Grupy PGNiG.

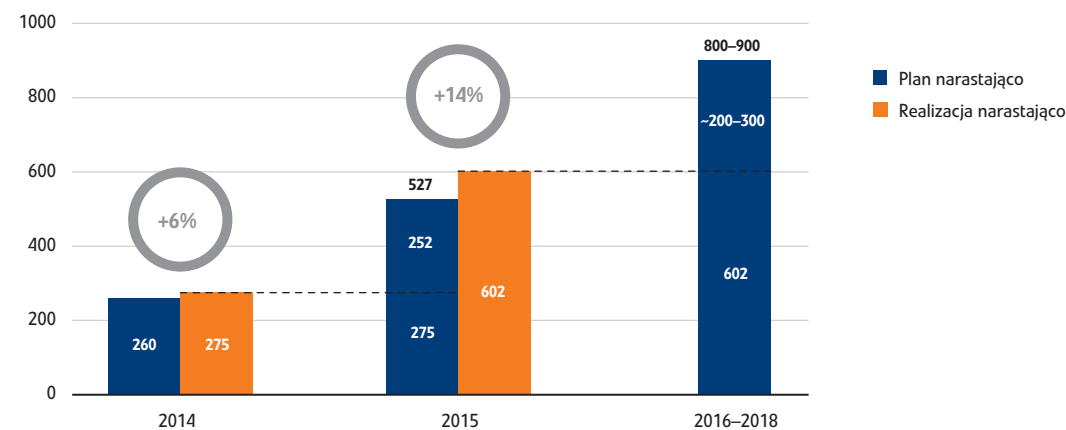
Program Poprawy Efektywności



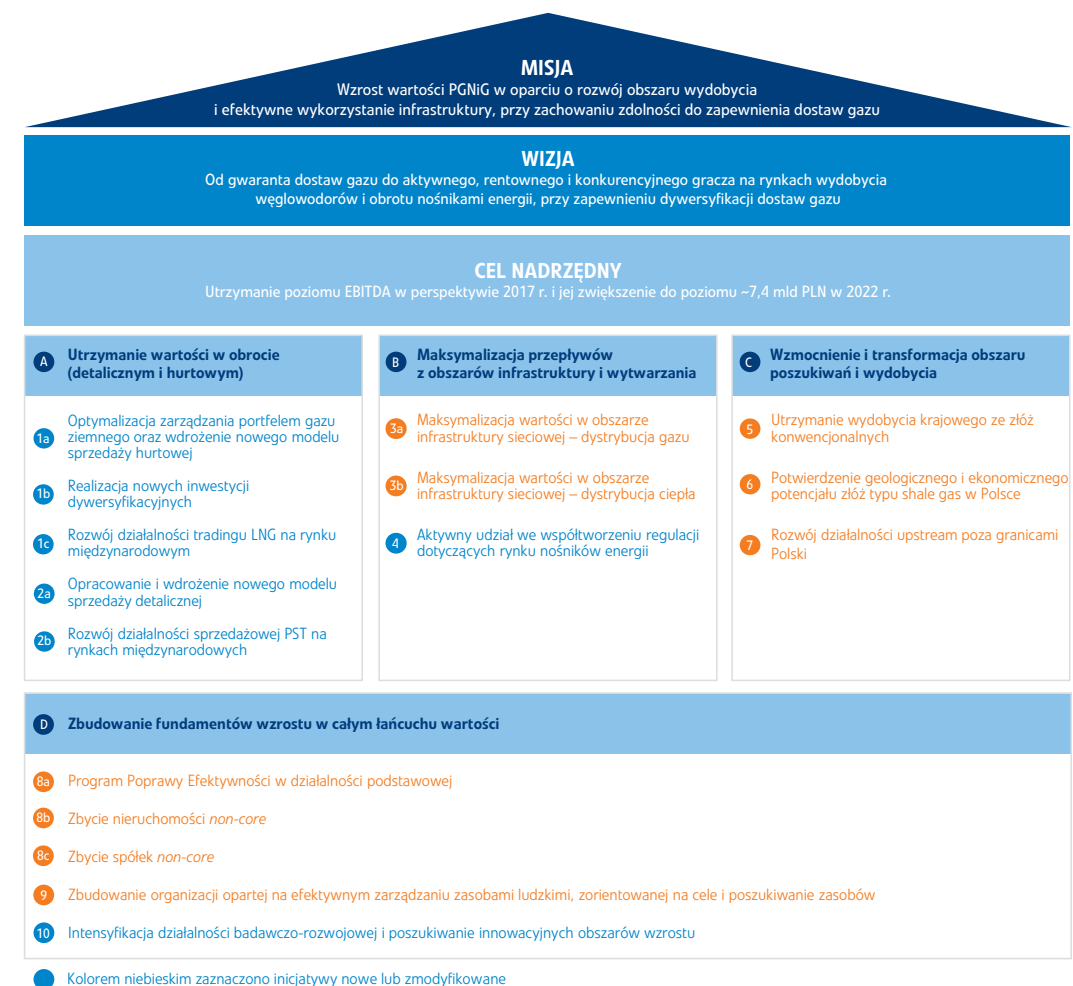
Kluczowe koszty niezarządalne:

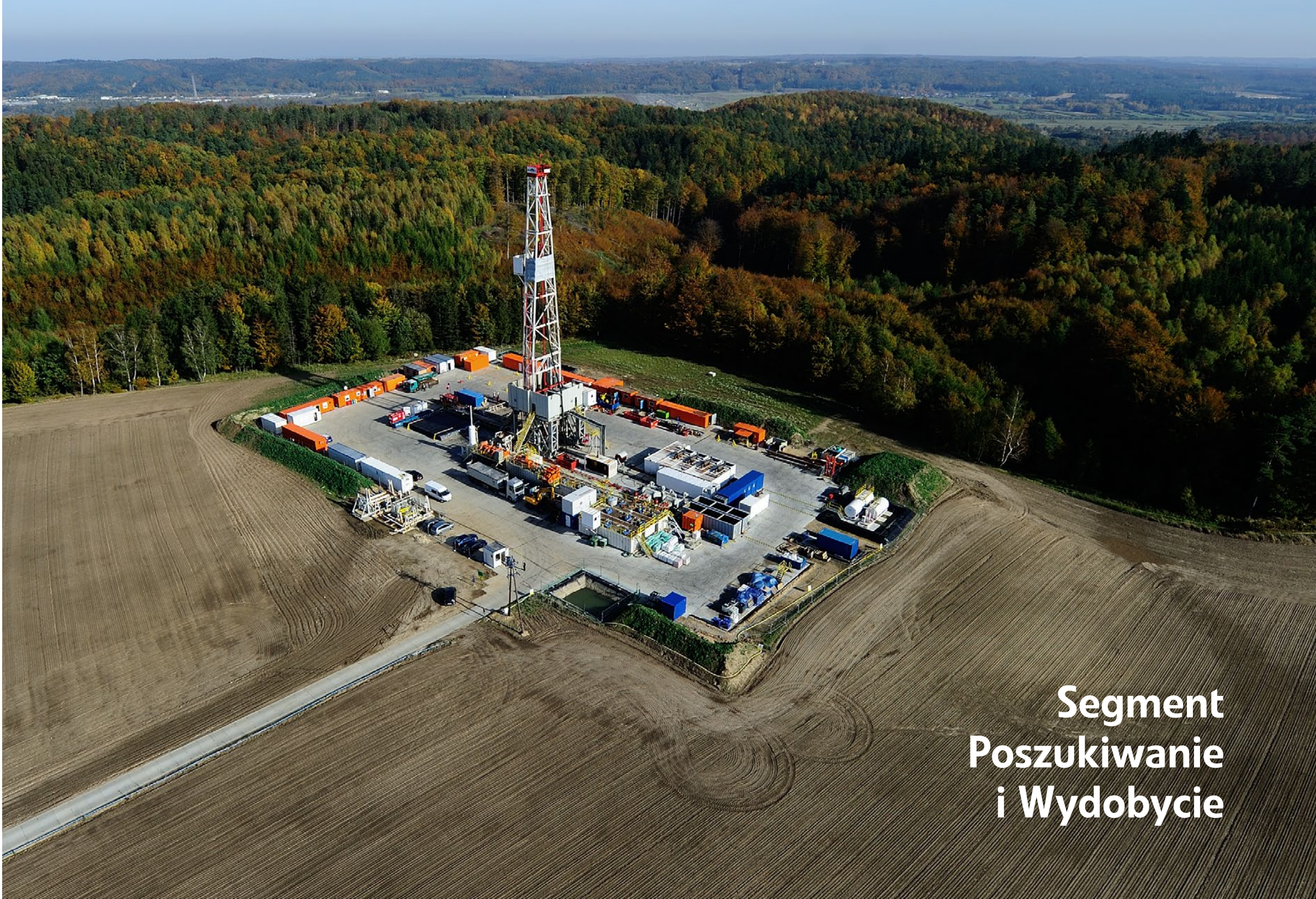
- koszty zakupu gazu,
- koszty zakupu innych paliw,
- koszty usług przesyłowych,
- amortyzacja.

mln zł



Aktualizacja „Strategii GK PGNiG na lata 2014-2022”





**Segment
Poszukiwanie
i Wydobywanie**

Segment Poszukiwanie i Wydobywanie



Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania oraz wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż w kraju i za granicą, 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 International AS, Polish Oil and Gas Company – Libya BV, GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o., GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o., EXALO Drilling SA.

Analiza finansowa

Wynik operacyjny segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie wyniósł 1 095 mln zł i był o 911 mln zł (45%) niższy niż w analogicznym okresie 2014 r. Na poziomie EBITDA wypracowano wynik w wysokości 2 426 mln zł, który jest niższy od wyniku roku poprzedniego o 717 mln zł (23%).

W relacji do 2014 r. przychody segmentu spadły o 1 216 mln zł (20%) do poziomu 4 855 mln zł, mimo wyższego o 19% wolumenu sprzedaży ropy naftowej (głównie ze złóż w Norwegii, gdzie wzrost sprzedaży wyniósł 59%). Obniżenie

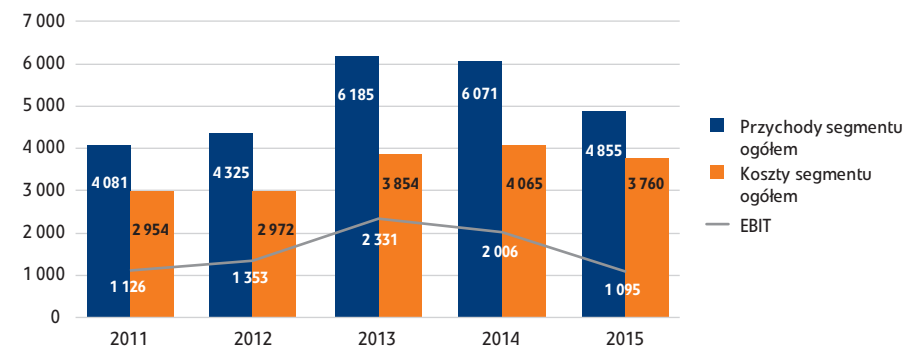
przychodów w segmencie jest skutkiem spadku cen ropy naftowej (średnia cena ropy Brent wyrażona w zł była w 2015 r. niższa o ok. 36% w stosunku do wartości analogicznego okresu roku poprzedniego). Spadek notowań cen ropy naftowej, skutkujący obniżeniem rentowności projektów poszukiwawczych, wpłynął również negatywnie na popyt na usługi poszukiwawcze świadczone przez spółki z segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie. Przychody z tytułu usług geofizycznych i poszukiwawczych były w 2015 r. o 416 mln zł niższe niż w roku poprzednim. Koszty operacyjne segmentu spadły o 305 mln zł (8%) w efekcie niższego salda odpisów aktualizujących aktywa segmentu, które w 2015 r. obciążały wynik segmentu kwotą 846 mln zł (w porównaniu do 1 037 mln zł w analogicznym okresie roku poprzedniego). Ponadto na wynik segmentu wpłynęło również rozwiązanie rezerw na koszty likwidacji odwiertów. Zmiana stanu rezerw z tego tytułu zwiększyła wynik operacyjny segmentu o 128 mln zł w porównaniu z ujemnym wpływem na wynik w wysokości 38 mln zł w analogicznym okresie roku poprzedniego. Rezerwy na likwidację odwiertów zostały rozwiązane wskutek niższego średniego kosztu likwidacji oraz wyższej stopy dyskonta.



Więcej o działalności w Norwegii: s. 41

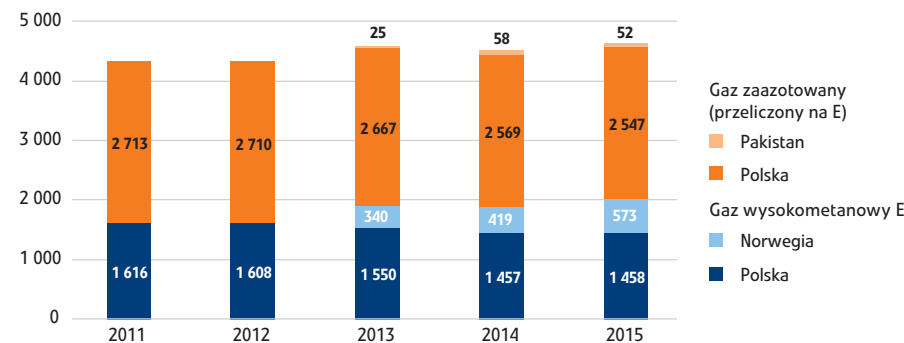
Wyniki finansowe segmentu

mln zł



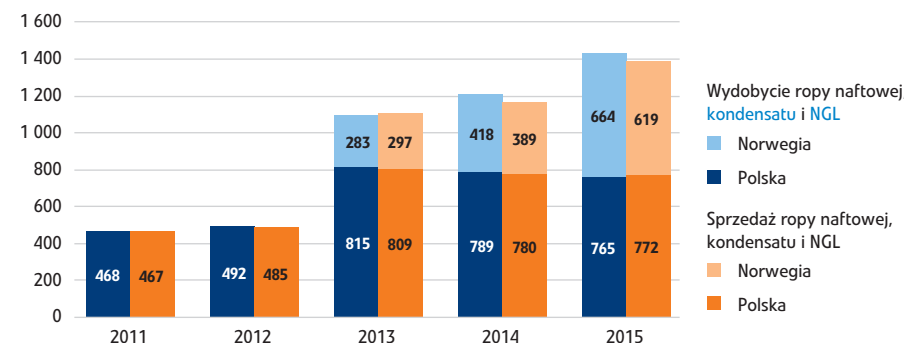
Wydobywanie gazu ziemnego w Grupie PGNiG

mln m³



Ropa naftowa, kondensat i NGL w Grupie PGNiG

tys. ton



Kondensat – ciecz powstała ze skroplenia dowolnego gazu

NGL – (ang. Natural Gas Liquids) skroplony gaz ziemny

Otoczenie regulacyjne

1. Prawo geologiczne i górnictwo.
2. Ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym.
3. Rozporządzenie w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego.
4. EPSA – *Exploration and Production Sharing Agreement* w Libii.
5. Norweski system koncesyjny.
6. Opodatkowanie działalności wydobywczej w Norwegii.

Wpływ otoczenia regulacyjnego na działalność segmentu

Aktem prawnym o podstawowym znaczeniu dla działalności w zakresie poszukiwania i wydobywania węglowodorów w Polsce jest Prawo geologiczne i górnictwo. Ustawa reguluje kwestie własności kopalni, warunki organizacji i nadzoru prac górniczych i geologicznych, a także odpowiedzialności za szkody wywołane przez ruch zakładu górniczego. Działalność geologiczna i górnictwa nadzorowana jest przez organy administracji geologicznej i organy nadzoru górniczego. Zawiera przepisy karne w zakresie niestosowania się do ustawy oraz wielkości graniczne opłat eksploatacyjnych.

1 stycznia weszła w życie ustawa o zmianie ustawy Prawo geologiczne i górnictwo, a od maja 2015 r. zaczęły obowiązywać nowe oraz zmienione akty wykonawcze do ustawy. Ustawa nowelizująca wprowadziła szereg istotnych zmian otoczenia regulacyjnego segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie, m.in.: koncesję zintegrowaną (obejmującą poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie węglowodorów), obowiązkowe postępowanie kwalifikacyjne, możliwość ubiegania się konsorcjów o udzielenie koncesji, a także znaczące podwyższenie stawek opłat eksploatacyjnych (przy jednoczesnym zachowaniu dotychczasowego systemu stawek dla tzw. **złóż marginalnych**).

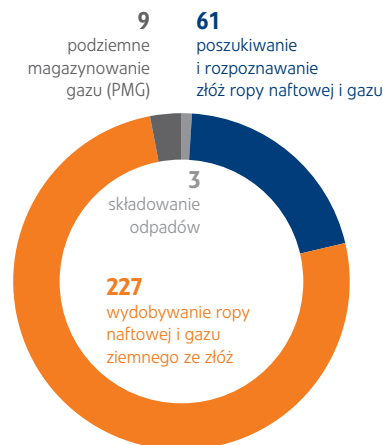
Nowy system koncesyjny może spowodować znaczne spowolnienie działań administracyjnych i doprowadzić do spadku liczby wydawanych koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów w Polsce.

Na mocy nowej ustawy przeprowadzone zostało postępowanie kwalifikacyjne PGNiG, podczas którego Spółka została sprawdzona i oceniona zarówno pod kątem bezpieczeństwa państwa, jak i pod względem posiadanego doświadczenia. Na koniec 2015 r. PGNiG i Lotos Petrobaltic SA, jako jedyni przedsiębiorcy w Polsce, uzyskali pozytywną ocenę z postępowania kwalifikacyjnego. Decyzja ta jest niezbędna do ubiegania się o nowe koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż, które mają być udzielane w 2016 r. w trybie przetargu ogłaszanego z urzędu przez Ministra Środowiska, a także do postępowania o przekształcenie posiadanych przez Spółkę koncesji poszukiwawczo-rozpoznawczych złóż węglowodorów w koncesje zintegrowane.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2015 r., PGNiG posiadało następujące koncesje, udzielone na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnictwo:

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

Liczba posiadanych koncesji PGNiG - stan na 31.12.2015 r.



Uchwalona 25 lipca 2014 r. ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym wprowadza do polskiego systemu fiskalnego podatek od zysków z działalności wydobywczej węglowodorów oraz rozszerza zakres przedmiotowy ustawy z dnia 2 marca 2012 r. o podatku od wydobywania niektórych kopalni o działalność wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej. Dla PGNiG oznacza to zobowiązanie do wnoszenia podatku od wartości wydobytego surowca (tzw. podatek *royalty*). Ustawa weszła w życie 1 stycznia 2016 r. Obowiązek zapłaty specjalnego podatku węglowodorowego oraz podatku od wydobywania niektórych kopalni, w zakresie wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej, wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2020 r. Ich wprowadzenie w istotny sposób zwiększy poziom obciążeń podatkowych PGNiG. Może to mieć niekorzystny wpływ na wynik finansowy, a w konsekwencji obniżyć zdolności inwestycyjne Spółki.

Działalność poszukiwawcza i eksploatacyjna Grupy PGNiG za granicą regulowana jest przez lokalne ustawodawstwo oraz zawarte umowy (np. EPSA – *Exploration and Production Sharing Agreement* w Libii).

W Norwegii koncesja reguluje prawa i obowiązki jej posiadacza względem państwa norweskiego. Dokument uzupełnia wymagania określone w prawie naftowym i zawiera szczegółowe warunki współpracy. Przyznaje wyłączne prawa do badania, wiercenia i wydobywania ropy i gazu na obszarze geograficznym objętym koncesją oraz w ramach ustalonego zakresu czasowego. Udziałowcy stają się właścicielami ropy i gazu wydobytych w jej ramach.

Koncesje przydzielane są wyłącznie w oparciu o Rundy Koncesyjne (nie ma możliwości przeprowadzania bilateralnych rozmów, co wymusza konkurencyjność procesu).

W norweskim systemie funkcjonują dwa rodzaje Rundy Koncesyjnych: (1) Rundy „numerowane” – w których udostępniane są nowe obszary do poszukiwań (wcześniej niedostępne) – organizowane co 2 lub 3 lata; oraz (2) **Rundy APA** – w których udostępniane są dojrzałe obszary zwrócone uprzednio przez innych udziałowców (przeprowadzane co roku).

Każda Runda rozpoczyna się od wskazania przez Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii otwartych bloków poszukiwawczych (lista sporządzana na podstawie wcześniejszych nominacji spółek i analiz NPD). O koncesje mogą ubiegać się wszystkie spółki – indywidualnie lub w grupach.

Przydział koncesji jest dokonywany przez Ministerstwo w oparciu o ranking aplikacji. Na każdym obszarze zwyciężają najlepsze aplikacje pod względem geologicznym (a nie te z największym programem prac). W interesie Ministerstwa jest pozyskanie najbardziej kompetentnego partnera do prac na danej koncesji.

System podatkowy dla działalności naftowej w Norwegii bazuje na dwóch równoległych reżimach:

- 25% – Podatek CIT
- 53% – Specjalny Podatek Naftowy (SPN)

Mimo że krańcowa stopa podatkowa od działalności naftowej jest wysoka, efektywna stawka podatkowa jest istotnie niższa, a rozwiązania podatkowe pozwalają na stosunkowo szybki zwrot z inwestycji.

Ryzyka

Odkrycia i szacowanie zasobów (Polska)



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. Powyższe ryzyko ma szczególne znaczenie z tego względu, że w cyklu produkcji



Podziemne Magazyny Gazu – 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.



Złóża marginalne – złoża, dla których wydobywanie w okresie rozliczeniowym (6 miesięcy) nie przekracza: • dla złóż gazu ziemnego (wysokometanowego oraz pozostałego) – 2 500 tys. m³, • dla złóż ropy naftowej – 1000 t.



NPD – ang. Norwegian Petroleum Directorate



Zobacz również: www.npd.no



25% CIT oraz 53% SPN – 78% krańcowej stopy podatkowej

Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka:



Istotność ryzyka:



APA – ang. *awards in predefined areas*

ze złoża okres od rozpoczęcia poszukiwania do udostępnienia złoża do eksploatacji trwa 6-8 lat, a wydobywanie z tego złoża zamyka się w okresie 10-40 lat. Każda ujemna korekta wielkości zasobów czy wielkości wydobycia 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 zarówno prawdopodobieństwa sukcesu poszukiwawczego, jak i różnych poziomów zasobów wydobywalnych (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 łupkowego (*shale gas*) oraz gazu zaciśniętego (*tight gas*). W przypadku potwierdzenia występowania zasobów geologicznych istnieje ryzyko, że eksploatacja będzie nieopłacalna z powodu niewystarczającego poziomu wydobycia gazu oraz wysokich nakładów inwestycyjnych na wiercenia otworów i budowę kopalni. Ponadto istotnym czynnikiem jest utrudniony dostęp do obszarów występowania niekonwencjonalnych złóż gazu, ze względu na przepisy prawa w zakresie ochrony środowiska oraz możliwości uzyskania zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

Opóźnienia prac

●●●●● 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 Spółka jest zobowiązana m.in. do uzyskania podstaw formalno-prawnych na wejście w teren, spełnienia wymogów w dziedzinie ochrony środowiska i niekiedy ochrony sta-

nowisk 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.

Przeszkody w aspekcie formalno-prawnym, często niezależne od PGNiG, są czynnikami istotnie opóźniającymi działania inwestycyjne i wejście w teren z pracami budowlanymi, co przekłada się na zwiększone ryzyko związane z niedoszacowaniem 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. W celu obniżenia kosztów prac wiertniczych PGNiG wprowadziło w 2011 r. system *daily rate* przy wyborze wykonawców tych prac.

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. 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 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.

Sytuacja polityczno-gospodarcza w rejonach działalności Grupy PGNiG

●●●●●

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

W 2011 r. w związku z wystąpieniem siły wyższej wycofano z Libii wszystkich, poza miejscowymi, pracowników POGC-Libya B.V. Wznowienie prac nastąpiło w drugiej połowie 2012 r. Ponownie siła wyższa została zgłoszona w styczniu 2014 r. Wszyscy Polacy pracujący na koncesji Murzuq 113 zostali ewakuowani do Polski. Sprzęt został zabezpieczony i pozostał pod ochroną libijskich sił rządowych oraz pod nadzorem libijskich podwykonawców.

W Pakistanie, w 2014 r. z powodu ataków w rejonie wiercenia otworu poszukiwawczego Rizq-1, PGNiG dwukrotnie przerywało prace i zgłaszało wystąpienie siły wyższej. Prace na otworze Rizq-1 zostały wznowione w grudniu 2014 r.

Nieprzewidziane zdarzenia

●●●●●

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

Grupa PGNiG wspólnie z partnerami prowadzi poszukiwanie i wydobywanie węgłowodórów na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Prowadzenie prac na morzu jest znacznie bardziej skomplikowane niż na lądzie. W przypadku wystąpienia poważnej awarii lub erupcji węgłowodórów koszty jej usunięcia mogą być bardzo wysokie.

Przepisy w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia

●●●●●

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. Ustawa z dnia 18 maja 2005 r. o zmianie ustawy Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw spowodowała zaostreżenie przepisów ograniczających realizację przedsięwzięcia mogącego mieć wpływ na obszar Natura 2000 oraz zwiększyła wymagania w dziedzinie ochrony środowiska naturalnego w zakresie wchodzenia na tereny występowania chronionych gatunków roślin oraz siedlisk chronionych zwierząt.

Ryzyko niekorzystnych zmian cen węgłowodórów

●●●●● Norwegia ●●●●● Polska

Grupa PGNiG jest wysoce narażona na ryzyko spadku cen węgłowodórów, które mogą doprowadzić do istotnego obniżenia marży realizowanej przez Grupę w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie. Ryzyko to jest wysoce istotne dla spółki zależnej PGNiG UI, jednak w dużej mierze ograniczone jest na poziomie Grupy PGNiG, gdyż spadki cen gazu ziemnego i ropy naftowej na rynkach światowych pozwalają na realizację wyższych marż na sprzedaży gazu w segmencie Obrót i Magazynowanie (niższe koszty zakupu gazu z importu).

Ryzyko kursowe

●●●●●

Ryzyko kursowe dotyczy przede wszystkim przychodów PGNiG UI, które generowane są w walutach euro (sprzedaż gazu) oraz USD (sprzedaż ropy). Jednocześnie istotną część kosztów oraz wszystkie obciążenia podatkowe rozliczane są w koronie norweskiej. Różnice walutowe między stroną przychodową i kosztową przy niekorzystnych zmianach kursów walutowych mogą mieć negatywny wpływ na wynik finansowy PGNiG



Zasoby wydobywalne – wartości odpowiadające prawdopodobieństwu (odpowiednio 90%, 50% i 10%), że wartość wynikowa wielkości zasobów prognostycznych złóż gazu jest większa od wyliczonej.



Shale gas – gaz łupkowy – 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.



Dz.U. Nr 113, poz. 954 z dnia 27 czerwca 2005 r.



Zobacz również: www.pgnig.ly/libya



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.



PGNiG Upstream International – www.norway.pgnig.pl

Ul. Ryzyko jest częściowo zniesione przez finansowanie zewnętrzne oparte na kredycie bankowym (*Reserve Based Loan*) nominowanym w dol. amerykańskim oraz euro.

Działalność w 2015 r.

Grupa PGNiG zajmuje dominującą pozycję na krajowym rynku poszukiwania i wydobycia węglowodorów ze złóż. Od 1990 r. poszukiwanie węglowodorów w Polsce prowadzone jest na podstawie polityki koncesyjnej, która zapewnia wszystkim podmiotom równe szanse w dostępie do koncesji poszukiwawczych. Na dzień 31 grudnia 2015 r. PGNiG posiadało 61 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu. Na przestrzeni ostatnich 25 lat poszukiwanie w Polsce prowadziło kilkadziesiąt firm zagranicznych, w tym najbardziej znane na rynku, tj. Amoco, Texaco, Conoco, Exxon. Powstały również nowe, polskie spółki poszukiwawcze koncernów petrochemicznych PKN Orlen i Grupy LOTOS. Na koniec 2015 r. poszukiwaniem złóż w Polsce zajmowało się 14 firm. Pomimo bardzo silnej konkurencji Grupa PGNiG obroniła pozycję lidera – żadna firma zagraniczna w tym czasie nie dokonała samodzielnie znaczącego odkrycia i nie jest operatorem koncesji eksploatacyjnej. Na koniec 2015 r. PGNiG posiadało 227 koncesji eksploatacyjnych, czyli ok. 96% koncesji na wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej. W Polsce działa również wiele międzynarodowych firm serwisowych, w tym m.in. Schlumberger, Halliburton, Weatherford, United Oilfield Services. Pomimo tak znacznej konkurencji spółki Grupy PGNiG (GEOFIZYKA Kraków, GEOFIZYKA Toruń, Exalo Drilling) utrzymują znaczącą pozycję w tym obszarze działalności.

Poszukiwanie

Poszukiwanie złóż w Polsce

W 2015 r. PGNiG zajmowało się poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie Karpat, Pogórza Karpackiego

kiego 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 26 otworach, w tym: 13 poszukiwawczych, 3 badawczych oraz 10 rozpoznawczych.

W 2015 r. 11 otworów zakwalifikowano jako otwory pozytywne, w tym: 2 otwory poszukiwawcze na Niżu Polskim, 4 otwory poszukiwawcze na Pogórzu Karpackim i 5 otworów rozpoznawczych na Pogórzu Karpackim. W 9 odwiertach nie uzyskano przemysłowego przyływu węglowodorów i odwierty te zostały zlikwidowane.

Stan zasobów wydobywalnych na dzień 31 grudnia 2015 r. wynosił:

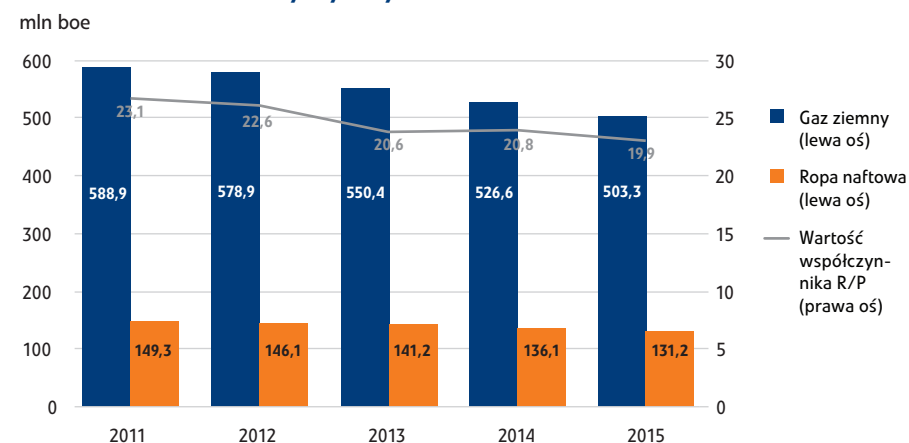
- 78,1 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy),
- 17,9 mln ton ropy naftowej (łącznie z kondensatem).

Partnerzy na koncesjach

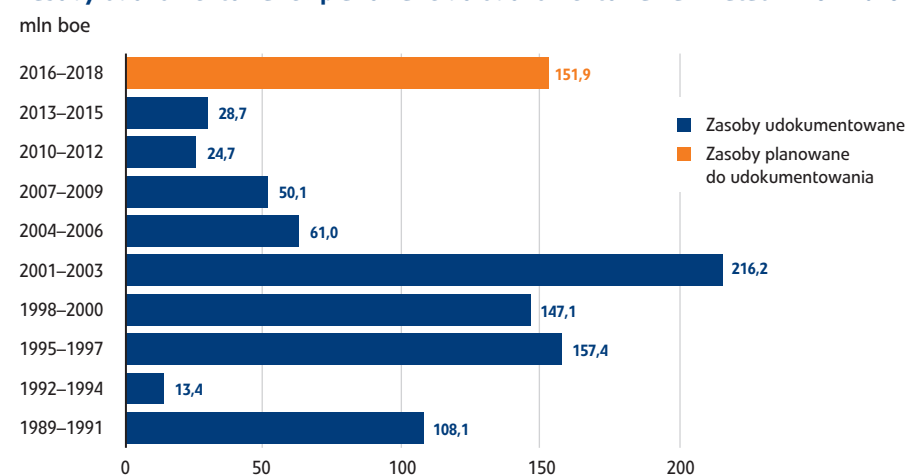
W 2015 r. PGNiG współpracowało z innymi podmiotami na obszarach koncesyjnych PGNiG, FX Energy Poland Sp. z o.o., San Leon Energy PLC, LOTOS Petrobaltic SA i ORLEN Upstream Sp. z o.o. Ponadto we współpracy z innymi podmiotami PGNiG prowadziło prace poszukiwawcze w Pakistanie i Norwegii.

Zasoby

Udokumentowane zasoby wydobywalne w Polsce w latach 2011-2015



Zasoby udokumentowane i planowane do udokumentowania w latach 1989-2018



Poszukiwanie złóż za granicą

Libia

Polish Oil and Gas Company – Libya B.V., spółka Grupy PGNiG, prowadziła prace poszukiwawcze na koncesji numer 113 zlokalizowanej w basenie naftowym Murzuq w Libii na podstawie umowy EPSA z dnia 25 lutego 2008 r. zawartej z rządem Libii.

Dotychczas w ramach realizacji zobowiązań poszukiwawczych spółka wykonała ponad 3000 km sejsmiki 2D, ponad 1000 km² sejsmiki 3D oraz zrealizowała dwa pozytywne odwierty

poszukiwawcze. Wyniki wierceń zostały potwierdzone przez National Oil Corporation. Do realizacji pozostała jeszcze druga część sejsmiki 3D (blisko 500 km²) oraz 6 odwiertów poszukiwawczych.

Od stycznia 2014 r., ze względu na napiętą sytuację polityczną i wzrastające zagrożenie dla bezpieczeństwa pracowników, spółka nie realizuje prac poszukiwawczych w Libii. W marcu 2014 r. NOC podpisało drugą umowę prolongacyjną, która wydłużyła umowę EPSA łącznie o dodatkowe 830 dni.

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.



Zobacz również:
www.exalo.pl/pl/

Niemcy

4 sierpnia 2015 r. PGNiG przejęło udziały od firmy Central European Petroleum GmbH i zostało stroną umowy o wspólnych operacjach na wydzielonej części koncesji Lubben we wschodnich Niemczech w landzie Brandenburgia. Przedmiotem współpracy jest poszukiwanie, rozpoznawanie i eksploatacja złóż ropy naftowej oraz gazu ziemnego. PGNiG objęło 36% udziałów w przyszłych przychodach z potencjalnej produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego. Partnerami PGNiG w przedsięwzięciu są Central European Petroleum GmbH (39% udziałów i operatorstwo koncesji) oraz austriacka firma Rohöl-Aufsuchungs AG (25% udziałów). W grudniu 2015 r. rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego Markische Heide-1.

Pakistan

PGNiG prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar, zawartej 18 maja 2005 r. pomiędzy PGNiG a rządem Pakistanu. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG (operator) – 70%, Pakistan Petroleum Ltd. – 30%.

W pierwszym półroczu 2015 r. zakończono wiercenie otworu Rizq-1 i przeprowadzono zabieg szczelinowania.

Podczas testów uzyskano przyływ gazu w maksymalnej wysokości 206,5 m³/min. We wrześniu zakończono budowę instalacji napowierzchniowej umożliwiającej zwiększenie wydobywania do 800 m³/min. Otworem Rizq-1 dokonano odkrycia kolejnego złoża niekonwencjonalnego typu *tight gas* o zasobach 4,5 mld m³. W celu wykorzystania potencjału nowo odkrytego złoża opracowano koncepcję wspólnego zagospodarowania złóż Rehman i Rizq, która w pierwszym etapie uwzględnia podłączenie do eksploatacji otworu Rizq-1 oraz wykonanie dwóch kolejnych otworów: Rehman-2 i Rehman-3 (rozpoczęcie wiercenia zaplanowano na pierwszą połowę 2016 r.). W 2015 r. prowadzono również budowę gazociągu, za pomocą którego otwór Rizq-1 zostanie podłączony do kopalni na złożu Rehman. Równocześnie w ramach dalszych prac poszukiwawczo-dokumentacyjnych rozpoczęto realizację nowego zjęcia sejsmicznego 3D. Ponadto Spółka kontynuowała eksploatację odwiertów Rehman-1 i Halle X-1.

Kopalnia na złożu Rehman została otwarta w listopadzie 2015 r. Jest to **pierwsza kopalnia PGNiG za granicą**. Po raz pierwszy w historii, poza granicami Polski, Spółka przeprowadziła projekt od momentu pozyskania koncesji przez poszukiwanie i rozpoznanie złóż do podłączenia złoża do produkcji. Wybudowanie kopalni jest jednym z etapów prac zmierzających do pełnego zagospodarowania złóż Rehman i Rizq.

Norwegia

PGNiG Upstream International AS, spółka Grupy PGNiG, posiada udziały w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, zlokalizowanych na Morzach Północnym, Norweskim i Barentsa. Spółka wspólnie z partnerami zajmuje się wydobywaniem węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje i Vale oraz bierze udział w projekcie zagospodarowania złóż Snadd na Morzu Norweskim i Gina Krog na Morzu Północnym. Na pozostałych koncesjach spółka realizuje projekty poszukiwawcze.

Głównym aktywem spółki jest złożo Skarv, zagospodarowane przy pomocy pływającej jednostki produkcyjnej FPSO. Jednostka ta stanowi własność udziałowców koncesji, w tym PGNiG Upstream International AS i zakłada się, że będzie kontynuowała pracę przez najbliższe 20 lat. Pozostałe złoża produkcyjne (Morvin, Vilje i Vale) obejmują zespół odwiertów, które zostały podłączone do istniejącej infrastruktury wydobywczej.

Na podstawie przeprowadzonych w 2015 r. badań i analiz sporządzono aktualizację modeli złożowych. W konsekwencji nastąpił istotny wzrost szacowanych wydobywalnych zasobów kontrolowanych przez PGNiG UI. Łączne zasoby netto spółki wzrosły z 80,9 mln boe na koniec 2014 r. do 87,3 mln boe (5,1 tys. ton ropy naftowej i 6,6 mln m³ gazu ziemnego) na koniec 2015 r. Wzrost ten nastąpił pomimo wyprodukowania 8,5 mln boe w ciągu 2015 r.

W 2015 r. ze złóż Skarv, Morvin, Vilje i Vale spółka wydobyla 664 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami (w przeliczeniu na tonę ekwiwalentu ropy naftowej) i 572,8 mln m³ (tj. 6,3 GWh) gazu ziemnego. Wydobywanie ze wszystkich złóż było wyższe niż planowano i uzyskano je głównie przez zastosowanie na złożu Skarv techniki wydobywania polegającej m.in. na równoczesnym zatłaczaniu gazu ziemnego do złoża w celu zwiększenia współczynnika wydobywania ropy naftowej.

Ropa naftowa sprzedawana jest bezpośrednio ze złóż spółkom Shell International Trading and Shipping Company Ltd (ze złóż Skarv, Vilje i Vale) oraz Total Oil Trading (ze złoża Morvin). Na wszystkich złożach, z wyjątkiem Vilje, wraz z ropą naftową wydobywany jest również gaz ziemny,

który w całości przesyłany jest gazociągiem do Niemiec, gdzie odbiera go spółka PGNiG Supply & Trading GmbH.

W 2015 r. PGNiG UI razem z partnerami kontynuowała, zgodnie z planem, zagospodarowanie złóż Gina Krog i Snadd. Do wiercenia otworów poszukiwawczych i produkcyjnych na projekcie Gina Krog wykorzystywana jest nowa platforma wiertnicza Maersk, która rozpoczęła prace na złożu w październiku 2015 r. Nad złożem Gina Krog została zainstalowana stalowa konstrukcja (jacket), na której zostanie umieszczona platforma wydobywcza. Ponadto w 2015 r. wykonano większość prac związanych z podłączeniem złoża Gina Krog do istniejącej infrastruktury. Uroczennienie wydobywania ze złoża Gina Krog planowane jest na 2017 r.

Ponadto spółka, będąca partnerem na koncesji PL029C (rejon złoża Gina Krog), uczestniczyła w 2015 r. w wierceniu otworu poszukiwawczego zlokalizowanego na strukturze East-3. Wyniki uzyskane z otworu potwierdzają występowanie złoża węglowodorów na tej strukturze.

Natomiast na złożu Snadd, będącym w fazie wyboru koncepcji zagospodarowania, prowadzone są prace projektowe w zakresie wyboru optymalnego scenariusza inwestycyjnego. Jednocześnie prowadzony jest długoterminowy test produkcyjny, który pozwoli na uzyskanie dalszych informacji geologicznych pozwalających na bardziej optymalne zagospodarowanie złoża.

W 2015 r. spółka przygotowała i złożyła wnioski koncesyjne w ramach dwóch rund koncesyjnych: APA 2015 oraz 23. Rundy Koncesyjnej. W styczniu 2016 r. spółka otrzymała, w wyniku rozstrzygnięcia rundy koncesyjnej APA 2015, udziały w 4 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych, w tym w jednej jako Operator. Dwie z pozyskanych koncesji (PL838 i PL839) zlokalizowane są na Morzu Norweskim, pozostałe na Morzu Północnym (PL813) oraz na Morzu Barentsa (PL850). Rozstrzygnięcie 23. Rundy Koncesyjnej nastąpi w 2016 r.

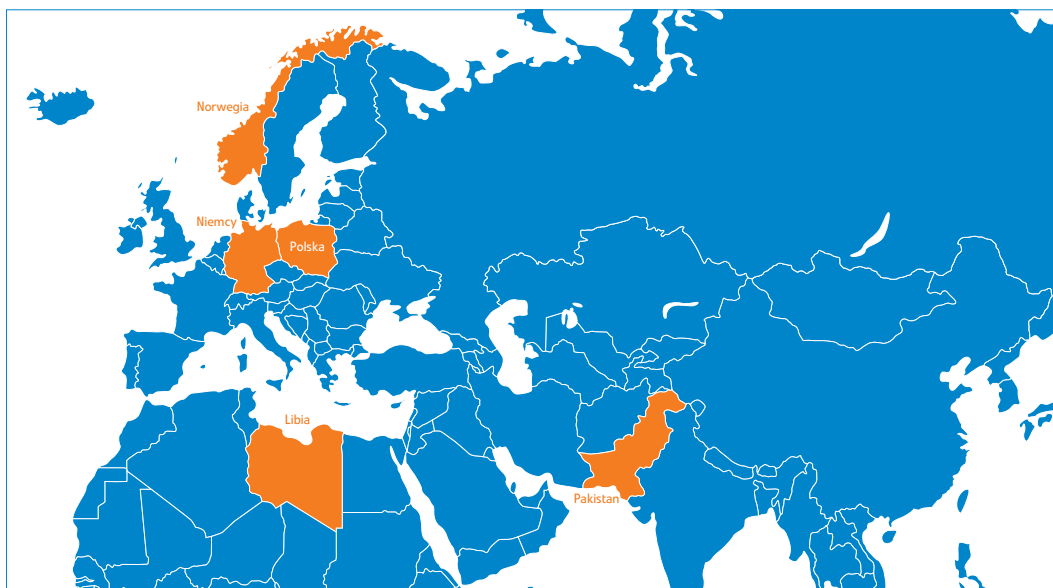
Po rozstrzygnięciu rundy koncesyjnej APA 2015 (styczeń 2016), pełen portfel koncesji posiadanych przez PGNiG UI prezentował się następująco:



Więcej informacji o PGNiG Supply & Trading na s. 61

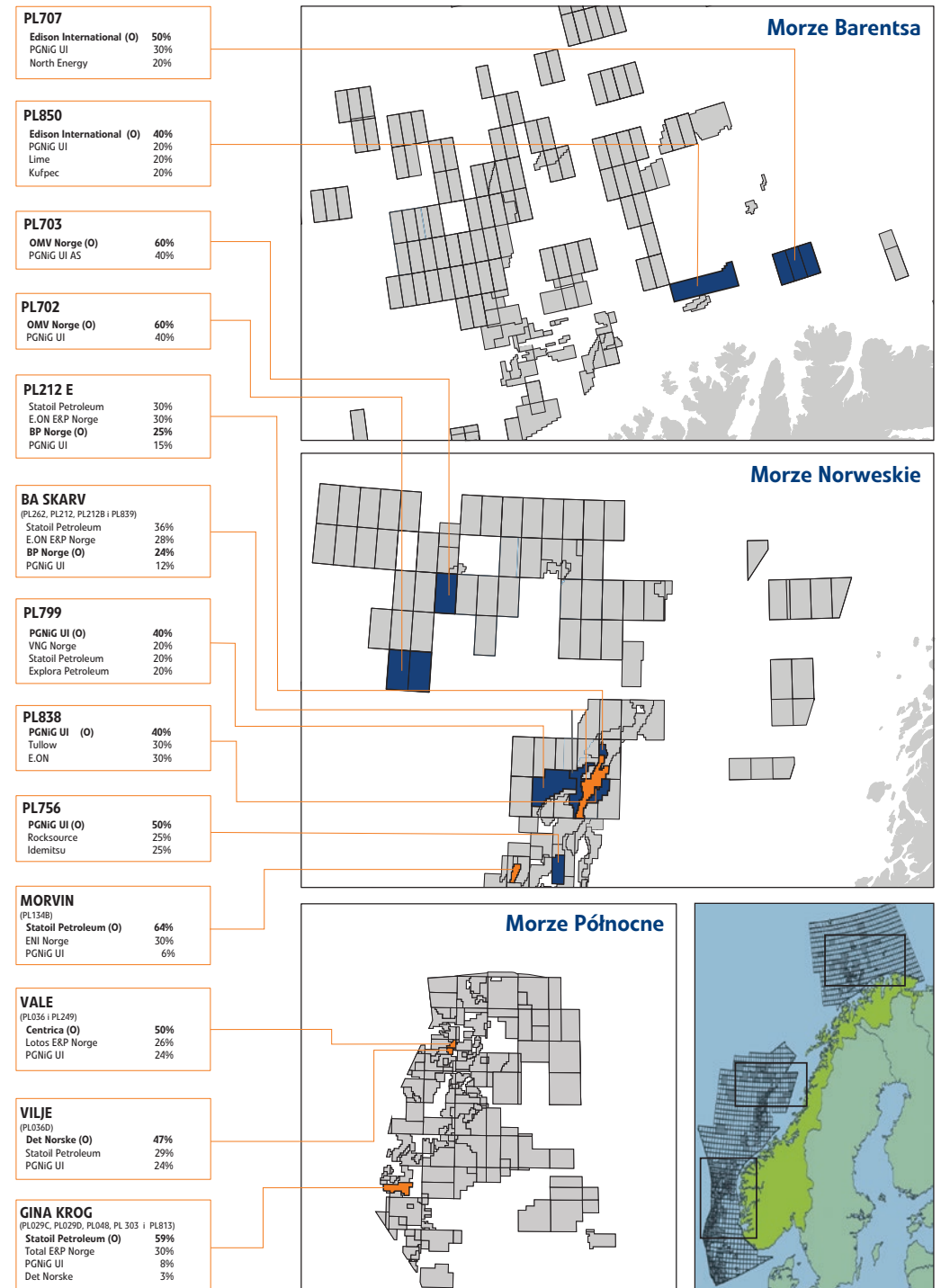


FPSO (ang. Floating Production, Storage and Offloading Unit) – Pływający Punkt Produkcji, Przechowywania i Załadunku. Jednostka pływająca przeznaczona do wydobywania, przechowywania i przeładunku ropy naftowej ze złóż podmorskich.



Boe – ang. barrel
of oil equivalent –
Ekwiwalent barytki
ropy naftowej
(1 barytka to ok.
0,136 tony).

Skarv i Snadd	
Udział PGNiG	12%
Partnerzy	BP (Operator 24%), Statoil (36%), EON (28%)
Zasoby na koniec roku	58,7 mln boe (netto dla PGNiG)
Produkcja w 2015 r.	15,9 tys. boe (netto dla PGNiG)
Morvin	
Udział PGNiG	6%
Partnerzy	Statoil (Operator 64%), Eni (30%)
Zasoby na koniec roku	3,0 mln boe (netto dla PGNiG)
Produkcja w 2015 r.	1,6 tys. boe (netto dla PGNiG)
Vale	
Udział PGNiG	24%
Partnerzy	Centrica (Operator 50%), Lotos (26%)
Zasoby na koniec roku	2,9 mln boe (netto dla PGNiG)
Produkcja w 2015 r.	2,6 tys. boe (netto dla PGNiG)
Vilje	
Udział PGNiG	24%
Partnerzy	Det norske (Operator 47%), Statoil (29%)
Zasoby na koniec roku	4,2 mln boe (netto dla PGNiG)
Produkcja w 2015 r.	3,3 tys. boe (netto dla PGNiG)
Gina Krog	
Udział PGNiG	8%
Partnerzy	Statoil (Operator 59%), Total (30%), Det Norske (3%)
Zasoby na koniec roku	18,5 mln boe (netto dla PGNiG)
Produkcja w 2015 r.	Start planowany 2017 r.



Wydobycie

W 2015 r. Grupa PGNiG wydobyla łącznie 4,6 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego wydobycie ze złóż krajowych wyniosło 4,0 mld m³, a z zagranicznych 624 mln m³. Natomiast wydobycie ropy naftowej wraz z innymi frakcjami osiągnęło poziom 1 429 mln ton ropy naftowej, z czego 664 tys. ton na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Wzrost wydobycia na Norweskim Szelfie Kontynentalnym spowodowany został nabyciem w 2014 r. przez PGNiG UI udziałów w złożach w fazie eksploatacji (Morvin, Vale i Vilje) oraz zastosowaniem nowej techniki wydobycia na złożu Skarv.

Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG: Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku. Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 21 kopalniach (12 gazowych, 6 ropno-gazowych oraz 3 ropnych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową w 36 kopalniach (18 gazowych, 13 ropno-gazowych i 5 ropnych).

W 2015 r. na terenie działania Oddziału PGNiG w Sanoku włączono do eksploatacji 6 odwiertów na złożach już eksploatowanych, 1 odwiert w ramach próbnej eksploatacji oraz 2 nowe złoża, Załęże i Białoboki. Łączny przyrost zdolności wydobywczych wyniósł około 7 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Na terenie działania Oddziału w Zielonej Górze podłączono 2 odwierty gazowe i 2 odwierty ropne na złożach już eksploatowanych, a także włączono do eksploatacji nowe złożo Grodzisk 26. Łączny przyrost zdolności wydobywczych wyniósł około 4,3 tys. m³/h (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Pojemności czynne magazynów segmentu Poszukiwanie i Wydobycie na dzień 31 grudnia 2015 r.

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

*w jednostkach naturalnych

Podziemne magazyny gazu

W 2015 r. segment Poszukiwanie i Wydobycie na własne potrzeby wykorzystywał pojemności czynne podziemnych

magazynów gazu zaazotowanego Daszewo i Bonikowo. Pojemności magazynowe wykorzystywane na potrzeby wydobycia są wyłączone z definicji instalacji magazynowej w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

Perspektywy rozwoju

Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2016 r. PGNiG prowadzi prace poszukiwawcze, geofizyczne i wiertnicze obejmujące obiekty poszukiwawcze rozmieszczone na obszarze Karpat, Pogórza Karpackiego i Niżu Polskiego. Prace te prowadzone będą zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z innymi podmiotami.

Ponadto Spółka planuje m.in. realizację zadań pozwalających otworzyć nowe, słabo rozpoznane obszary poszukiwania. Na Pomorzu Spółka planuje zabiegi szczelinowania w dwóch otworach, odwierconych w 2015 r. W ramach poszukiwania złóż typu *tight gas* spółka planuje odwiercenie otworów zarówno na Niżu Polskim, jak i w Karpatach i Przedgórzu.

Prace poszukiwawcze za granicą

W 2016 r. PGNiG rozpocznie w Pakistanie wiercenie otworów Rehman-2 i Rehman-3. Ponadto Spółka prowadzi prace seismiczne na obszarze złoża Rizq. W kolejnych latach, w ramach koncesji Kirthar, Spółka prowadzi prace związane ze stopniową rozbudową mocy instalacji wydobywczych i rozwiercaniem złóż Rehman i Rizq. Ponadto PGNiG planuje prace poszukiwawcze na obszarze 3 potencjalnych złóż: N2, W1 i W2.

Wydobycie węglowodorów

W 2016 r. Grupa PGNiG będzie prowadziła eksploatację złóż węglowodorów na terenie Polski oraz na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i w Pakistanie. Grupa realizuje program inwestycyjny mający na celu osiągnięcie w dłuższej perspektywie utrzymania zdolności wydobywczych gazu ziemnego. W ramach programu planuje się zagospodarowanie nowych złóż i odwiertów, modernizację i rozbudowę istniejących kopalni gazu ziemnego oraz budowę i rozbudowę już istniejących podziemnych magazynów gazu.

W 2016 r. na obszarze działania Oddziału w Sanoku planuje się włączyć do eksploatacji nowe złożo Markowice oraz podłączyć do eksploatacji odwierty na złożach: Przemysł, Pruchnik-Pantalowice, Lubliniec, Przeworsk, Smolarzyny,

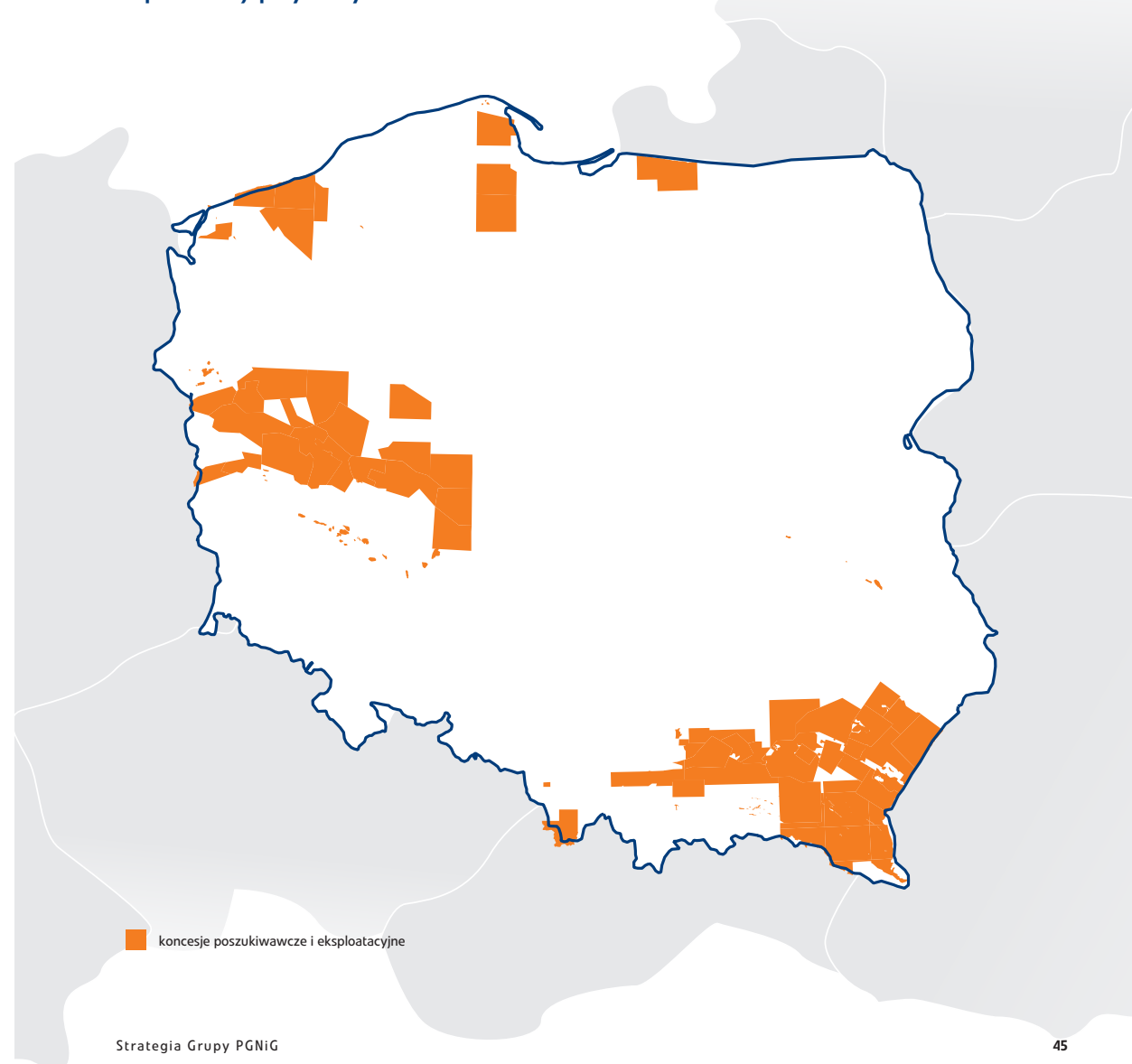
Kielanówka-Rzeszów, Blizna-Ocieka, Draganowa oraz odwierty na polu Siedlecza.

Na obszarze działania Oddziału w Zielonej Górze planuje się włączyć do eksploatacji nowe złożo Karmin (we współpracy z Orlen Upstream) oraz podłączyć do eksploatacji odwierty na złożu Gajewo, Brońsko i Połęcko.

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG UI kontynuować będzie wydobycie węglowodorów ze złóż Skarv, Vilje, Vale i Morvin oraz zagospodarowanie złóż Snadd i Gina

Krog. Kontynuowana będzie działalność poszukiwawcza w ramach obecnie posiadanych koncesji. Niewykluczone jest również pozyskanie nowych obszarów poprzez udział w corocznych rundach koncesyjnych. Spółka nie wyklucza ponadto nabycia udziałów w kolejnych złożach obecnie produkujących oraz projektach będących w trakcie procesu zagospodarowania. Możliwe jest również zaangażowanie w projekty infrastrukturalne.

Mapa koncesji przyznanych PGNiG SA w Polsce



PGNiG

OBRÓT DETALICZNY

Danuta Górka

*Konsultant ds. Obsługi Klienta
PGNiG Obrót Detaliczny, Region Pomorski
Biuro Obsługi Klienta w Gdańsku*

Zajmuje się bezpośrednią obsługą klientów detalicznych. Odpowiada za zawieranie z klientami umów na dostarczanie paliwa gazowego oraz energii elektrycznej, wyjaśnianie rozliczeń, płatności oraz innych zapytań dotyczących realizacji umów. Przyjmuje także wnioski dotyczące przyłączenia do sieci gazowej.

**Segment Obrót
i Magazynowanie**



Segment Obrót i Magazynowanie



Zobacz również:
www.tge.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.

Podstawową działalność segmentu stanowi obrót gazem ziemnym. Segment sprzedaje w Polsce gaz wydobywany ze złóż krajowych i gaz importowany, a Grupa PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na rynku krajowym. 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. Segment wykorzystuje siedem podziemnych magazynów gazu, które zlokalizowane są w Brzeźnicy, Husowie, Mogilnie, Strachocinie, Swarzowie, Wierzchowicach i Kosakowie.

Spółki segmentu: PGNiG SA, PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., PGNiG Sales and Trading GmbH, PST Europe Sales GmbH, Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.

Analiza finansowa

Zysk operacyjny segmentu Obrót i Magazynowanie wyniósł w 2015 r. 381 mln zł i był niższy o 202 mln zł w relacji do roku poprzedniego.

Przychody segmentu w 2015 r. wzrosły o 2 917 mln zł (10%) w stosunku do roku poprzedniego, na co wpływ miał głównie wzrost przychodów z tytułu sprzedaży paliwa gazowego na **Towarowej Giełdzie Energii (TGE)**, którego wolumen w 2015 r. wyniósł 9 mld m³, w stosunku do 4,3 mld m³ w roku poprzednim. Koszty operacyjne segmentu w 2015 r. wzrosły o 3 119 mln zł

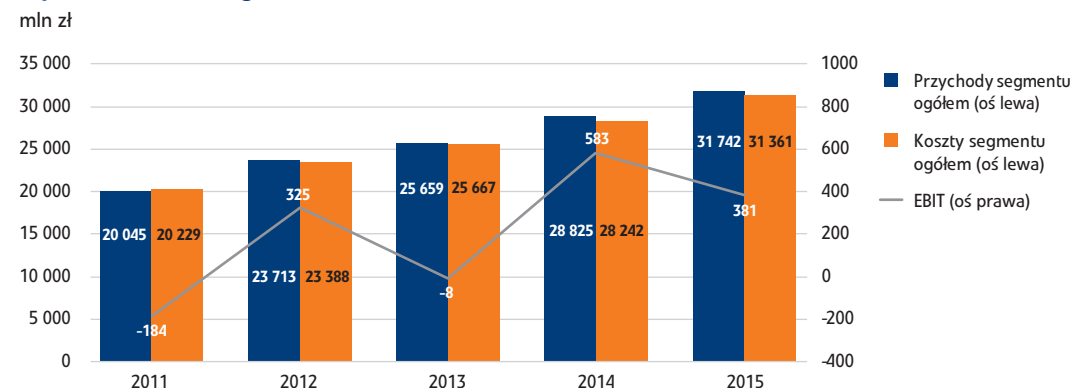
(11%) w stosunku do roku poprzedniego, na co wpływ miał przede wszystkim wzrost kosztów operacyjnych z tytułu zakupu paliwa gazowego na TGE (zakup przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.). Sprzedaż na TGE realizowana przez PGNiG oraz zakupy dokonywane na TGE przez spółkę PGNiG Obrót Detaliczny, która rozpoczęła działalność operacyjną 1 sierpnia 2014 r., nie podlegają eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym.

Obniżenie wyniku operacyjnego segmentu jest rezultatem postępującej liberalizacji rynku gazu w Polsce, która pozwala największym klientom segmentu na dywersyfikację dostaw paliwa gazowego. Kilkakrotnie w 2015 r. PGNiG i PGNiG Obrót Detaliczny zmieniały taryfy regulujące sprzedaż paliwa gazowego, w wyniku czego średnia cena taryfowa paliwa gazowego w czwartym kwartale 2015 r. była niższa o ok. 10% od cen w 2014 r. Ponadto, w odpowiedzi na zmieniające się warunki na rynku, spółki segmentu sprzedające paliwo gazowe w Polsce wprowadziły programy rabatowe, zwiększając konkurencyjność ofert dla klientów.

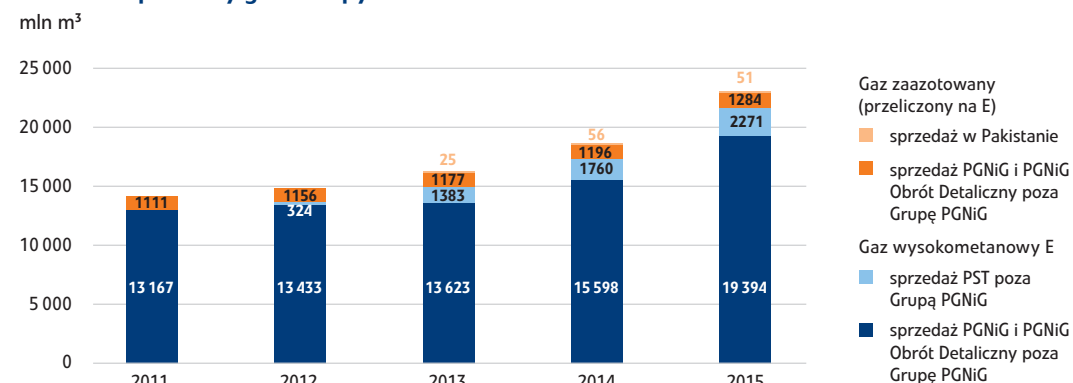
Na obniżenie wyniku operacyjnego segmentu negatywnie wpłynął również zwiększony odpis aktualizujący wartość zapasów paliwa gazowego, którego saldo w 2015 r. zostało powiększone o 190 mln.

Stan zapasów gazu w podziemnych magazynach gazu na dzień 31 grudnia 2015 r. wynosił ok. 1,7 mld m³ i osiągnął poziom o ok. 19% niższy w stosunku do stanu na koniec roku poprzedniego.

Wyniki finansowe segmentu

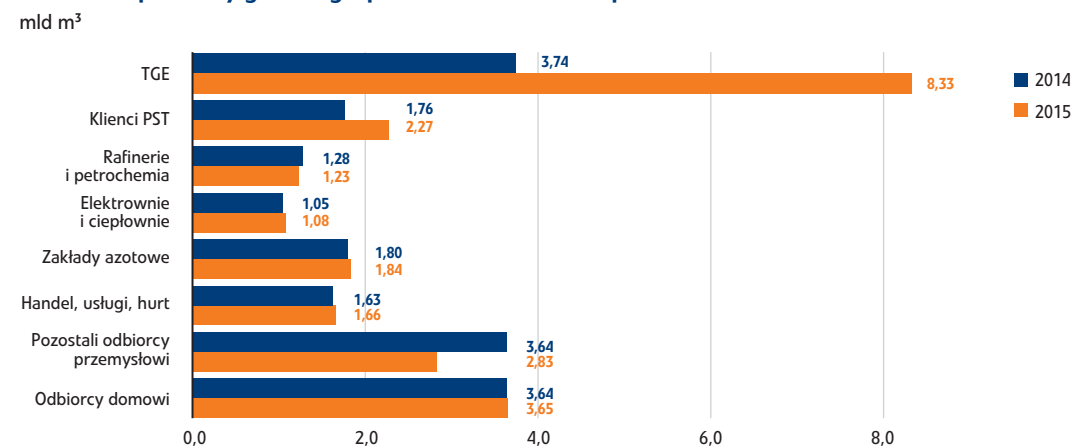


Wolumen sprzedaży gazu Grupy PGNiG*



* W przeliczeniu na gaz wysokometanowy, łącznie ze sprzedażą gazu bezpośrednio ze złóż (segment Poszukiwanie i Wydobywanie), po wyłączeniach konsolidacyjnych; wolumeny sprzedaży przez PGNiG poprzez TGE oraz wolumen sprzedaży PGNiG Obrót Detaliczny nie zostały wyeliminowane ze względu na anonimowość obrotu na TGE.

Wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców w Grupie PGNiG



Otoczenie regulacyjne

Na otoczenie regulacyjne segmentu Obrót i Magazynowanie składa się szereg aktów prawa krajowego, jak również unijnego. Do głównych krajowych aktów prawnych regulujących działalność Grupy PGNiG w zakresie obrotu i magazynowania należą:

1. Prawo energetyczne.
2. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy.
3. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczególnych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.
4. Ustawa o efektywności energetycznej.
5. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów ropopochodnych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym.
6. Rozporządzenie UE nr 994/2010 w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego.
7. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii.
8. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/20015.
9. Decyzje Prezesa URE w sprawie udzielenia koncesji na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych.
10. Rozporządzenie REMIT.

Wpływ otoczenia regulacyjnego na działalność firmy

Prawo energetyczne oraz akty wykonawcze do tej ustawy określają podstawowe zasady obrotu gazem ziemnym, udzielania koncesji i kształtowania taryf energetycznych. Wpływ na kształt ustawy wywarły akty prawne zawarte w tzw.

Trzecim Pakiecie Energetycznym, w szczególności Dyrektywa 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego oraz Rozporządzenie nr 715/2009 w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego.

Zgodnie z postanowieniami Prawa energetycznego prowadzenie działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi i energią elektryczną wymaga uzyskania koncesji od Prezesa URE.

Działalność obrotowa PGNiG prowadzona jest na podstawie następujących koncesji:

- koncesji na obrót paliwami gazowymi,
 - koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą,
 - koncesji na obrót paliwami ciekłymi oraz
 - koncesji na obrót energią elektryczną.
- Z kolei PGNiG Obrót Detaliczny posiada:
- koncesję na obrót paliwami gazowymi oraz
 - koncesję na obrót energią elektryczną.

Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na obrót paliwami gazowymi zobowiązane są do przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie obrotu gazem ziemnym. Z obowiązku taryfikowania zwolniony jest obrót gazem ziemnym na Towarowej Giełdzie Energii.

W dniu 11 września 2013 r. weszła w życie nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne (tzw. mały trójpak energetyczny), ustanawiająca obowiązek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się obrotem paliwami gazowymi do sprzedaży na giełdzie części gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej (tzw. „obligo giełdowe”).

W rezultacie PGNiG, jako jedyny faktyczny adresat tego obowiązku, zobowiązane zostało do sprzedaży za pośrednictwem giełdy nie mniej niż 30% (w okresie od dnia wejścia w życie ustawy do końca 2013 r.), 40% (w 2014 r.), a od 1 stycznia 2015 r. – 55% gazu wysokometanowego wprowadzanego w danym roku do sieci przesyłowej.

Z uwagi na brak odpowiedniego poziomu popytu na gaz oferowany przez PGNiG na giełdzie w początkowym okresie obowiązywania obligo, Spółka nie była w stanie wypełnić tego zobowiązania. Wobec zaistniałej sytuacji, w dniu

26 czerwca 2014 r. przyjęto nowelizację Prawa energetycznego, która wprowadziła tzw. sukcesję generalną umów. W wyniku jej wejścia w życie, z dniem 1 sierpnia 2014 r. działalność operacyjną rozpoczęła spółka – córka PGNiG Obrót Detaliczny, która przejęła od PGNiG klientów zużywających mniej niż 25 mln m³ paliwa gazowego rocznie i pozyskuje gaz na TGE. Od momentu rozpoczęcia działalności przez PGNiG Obrót Detaliczny obserwuje się bardzo istotny wzrost sprzedaży gazu za pośrednictwem giełdy.

Brak realizacji obligo giełdowego na poziomie ustawowym powoduje ryzyko nałożenia na Spółkę kary pieniężnej. Przedmiotowa kara wymierzana jest przez Prezesa URE i może wynosić do 15% wartości przychodów wynikających z działalności koncesjonowanej w zakresie obrotu paliwami gazowymi.

Podjęte przez spółkę inicjatywy pozwoliły Spółce zrealizować obligo w 2015 r. pomimo wzrostu poziomu obowiązku z 40% do 55%.

Zagadnienia związane z zapewnieniem bezpieczeństwa paliwowego państwa są uregulowane w unijnym Rozporządzeniu nr 994/2010 z dnia 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego oraz w ustawie o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym. Ustawa określa zasady tworzenia, utrzymywania i finansowania zapasów gazu dostawianego przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Ważnym dla PGNiG dokumentem jest także ustawa o efektywności energetycznej z dnia 15 kwietnia 2011 r., która stanowi implementację do polskiego prawa dyrektywy 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych. Ustawa określa krajowy cel w zakresie oszczędności energii finalnej i jako środek realizacji tego celu wprowadza system świadectw efektywności energetycznej – **białych certyfikatów**. Jako przedsiębiorstwa obrotu PGNiG i PGNiG Obrót Detaliczny mają obowiązek zakupu i umorzenia świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej.

Działalność operatora systemu magazynowania jest prowadzona na podstawie odpowiednich decyzji Prezesa URE, tj. decyzji z dnia 16 maja 2012 r. (z późn. zm.) o udzieleniu OSM koncesji na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych na okres od 1 czerwca 2012 r. do 31 maja 2022 r. oraz decyzji z dnia 22 maja 2012 r. (z późn. zm.) o wyznaczeniu spółki OSM operatorem systemu magazynowania paliw gazowych na okres od 1 czerwca 2012 r. do 31 maja 2022 r. Działalność operacyjną w zakresie objętym koncesją OSM prowadzi od 1 czerwca 2012 r.

Działalność w zakresie magazynowania paliw gazowych jest prowadzona w oparciu o przepisy prawa UE i prawa krajowego, w szczególności ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne oraz Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/20015.

Ponadto w analizowanym okresie weszło w życie Rozporządzenie Wykonawcze Komisji (UE) nr 1348/2014 z dnia 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych, wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (dalej odpowiednio „Rozporządzenie wykonawcze” oraz „Rozporządzenie REMIT”). W ramach wypełniania obowiązków informacyjnych, we wrześniu Spółka dokonała rejestracji w Centralnym Europejskim Rejestrze Uczestników Rynku (CEREMP), prowadzonym przez Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) i uzyskała kod ACER: A00037874.PL. Uzyskany kod ACER umożliwia identyfikację podmiotu dokonującego transakcji na hurtowym rynku energii elektrycznej i gazu. Kod ACER, tak jak kody EIC, służy do raportowania danych dotyczących OSM, zgodnie z wymaganiami Rozporządzenia REMIT. Ponadto z dniem 3 września w OSM został wdrożony Regulamin wypełniania obowiązków wynikających z Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (REMIT).



URE – Urząd Regulacji Energetyki



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



OSM – Operator Systemu Magazynowania



Więcej o Rozporządzeniu REMIT: s. 122



Energy Identification Coding Scheme - kody jednoznacznie identyfikujące podmioty na europejskim rynku energii, nadawane przez Centralne Biuro Kodów EIC (ENTSO-E) i Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA w Polsce.



Białe certyfikaty – świadectwa posiadające prawa majątkowe, będące przedmiotem obrotu na towarowej giełdzie energii, potwierdzające oszczędności ilości energii w wyniku realizowania inwestycji efektywnych energetycznie.



Klauzule „bierz lub płać” (ang. *take or pay*) – rodzaj kontraktu, w którym kontrahent zobowiązuje się do odebrania części lub całości zamówienia oraz rekompensaty pieniężnej na rzecz dostawcy w przypadku nieodbierania części zamówienia.

Ryzyka

Ustawa o efektywności energetycznej



W dniu 11 sierpnia 2011 r. weszła w życie Ustawa o efektywności energetycznej, która stanowi wypełnienie postanowień Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych 2006/32/WE. Określa krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, zgodnie z którym do 2016 r. oszczędności energii finalnej powinny być nie mniejsze niż 9% krajowego zużycia tej energii w ciągu roku. Od 1 stycznia 2013 r. PGNiG i PGNiG Obrót Detaliczny, jako przedsiębiorstwa obrotu, mają obowiązek zakupu świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia tzw. opłaty zastępczej. Obowiązek ten powoduje wzrost kosztów prowadzenia działalności regulowanej.

Kalkulacja taryf



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

Cena zakupu gazu z importu



Ceny gazu z importu ustalane są w dol. amerykańskim i euro oraz kształtowane w oparciu o formuły indeksacyjne oparte na cenach produktów ropopochodnych i/lub cenach gazu na płynnym rynku zachodnioeuropejskim. Zmiany kursów walutowych oraz cen produktów ropopochodnych i gazu istotnie wpływają na wysokość kosztów pozyskania gazu z importu. Dokładna prognoza zmian ceny gazu ziemnego obarczona jest wysokim ryzykiem błędu. Dla części wolumenów sprzedawanych w ramach sprzedaży taryfowej istnieje zagrożenie, że pomimo ustalonych w prawie reguł określających możliwości korekty cen zatwierdzonych na okres obowiązywania taryfy, zmiana cen zakupu gazu z importu może nie być w pełni przeniesiona na ceny sprzedaży gazu dla odbiorców lub zmiany te będą następowały z pewnym opóźnieniem.

Dla sprzedaży giełdowej, która w związku z nałożonym przepisami Prawa energetycznego dotyczy istotnej części wolumenów importowanych oraz sprzedaży do klientów końcowych po cenach indeksowanych do cen giełdowych, istnieje ryzyko negatywnej dekorelacji cen pomiędzy TGE a cenami wynikającymi z formuł kontraktów importowych. W przypadku materializacji powyższego ryzyka może to doprowadzić do konieczności sprzedaży gazu po cenach niższych niż koszty jego pozyskania, co w rezultacie negatywnie odbije się na wynikach finansowych firmy.

Cena zakupu gazu z TGE



Istotnym czynnikiem mającym wpływ na kształtowanie wyniku finansowego PGNiG Obrót Detaliczny są wahania cen paliwa gazowego na rynku hurtowym.

Głównym źródłem pozyskania paliwa gazowego przez spółkę jest TGE. Na przestrzeni 2015 r. miał miejsce stały trend spadkowy kwotowań gazu na tym rynku.

Klauzule „bierz lub płać” (ang. *take or pay*) w kontraktach importowych



W 2015 r. PGNiG było stroną 3 kontraktów, w tym dwóch długoterminowych, na dostawę paliwa gazowego do Polski, posiadających tzw. klauzulę *take or pay*. Najważniejsze z nich to kontrakty z OOO Gazprom Eksport oraz z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3).

W dniu 9 grudnia 2014 r. PGNiG i Qatargas podpisały porozumienie dodatkowe do umowy długoterminowej sprzedaży skroplonego gazu ziemnego (LNG) z dnia 29 czerwca 2009 r. Zgodnie z tym porozumieniem strony zmieniły zasady wykonywania umowy długoterminowej w całym okresie 2015 r. W dniu 21 października 2015 r. PGNiG i Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) zawarły nowe porozumienie dodatkowe, które przedłużyło obowiązywanie zmienionych w 2015 r. zasad wykonywania umowy do 30 czerwca 2016 r.

Ilości gazu przewidziane do dostarczenia PGNiG w 2015 roku i 1. połowie 2016 r. Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) sprzedał na innych rynkach. PGNiG pokrywa różnicę pomiędzy ceną gazu LNG określoną w umowie a jego uzyskaną ceną rynkową. Jeśli cena ta miałaby być niższa niż satysfakcjonująca PGNiG, wówczas odbiór niesprzedanego gazu LNG może być przesunięty na kolejne lata wykonywania umowy.

Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy



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

Prezes URE za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach 2007-2008 wymierzył Spółce karę w wysokości 2 mln zł, która wskutek podjętych kroków prawnych została obniżona do kwoty 0,5 mln zł.

W maju 2015 r. PGNiG złożyło skargę kasacyjną od wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie, która jest obecnie rozpatrywana.

Prezes URE na mocy decyzji z dnia 30 grudnia 2015 r. i 31 grudnia 2015 r. nałożył na PGNiG kary pieniężne w wysokości odpowiednio 2 mln zł i 4 mln zł za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach 2009 i 2010. Spółka złożyła odwołania od obu ww. decyzji Prezesa URE do Sądu Okręgowego w Warszawie, Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

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

Konkurencja w obszarze sprzedaży gazu ziemnego



Postępująca liberalizacja rynku gazu ziemnego w Polsce łączy się ze zmianami w otoczeniu konkurencyjnym oraz w zakresie regulacyjnym i prawnym, co wiąże się z dynamicznym wzrostem aktywności innych podmiotów. W chwili obecnej koncesję na obrót paliwem gazowym w Polsce posiada 175 podmiotów spoza Grupy PGNiG. W latach 2011-2012 wydano 22 koncesje. W latach 2013-2014 wydano kolejne 63 koncesje (bez PGNiG Obrót Detaliczny), a w 2015 r. – 26 koncesji. Dodatkowo 60 podmiotów (z wyłączeniem PGNiG) posiada koncesję na obrót z zagranicą, która umożliwia im import gazu w celu dalszej odsprzedaży. W 2014 r. zostało wydanych 17 takich koncesji, a w 2015 r. – 14. Zgodnie z informacjami publikowanymi na stronie internetowej operatora OGP Gaz-System SA co najmniej 102 podmioty posiadają zawartą z operatorem umowę przesyłową.

W 2012 r. uruchomiono handel gazem ziemnym na TGE. Zgodnie z informacjami publikowanymi na stronie internetowej giełdy liczba zarejestrowanych uczestników rynku gazu ziemnego na TGE sięga 23 podmiotów.

Istotną okolicznością z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku gazu jest uruchomienie

Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka:

- niskie
- średnie
- wysokie

Istotność ryzyka:

- niska
- średnia
- wysoka

od dnia 1 kwietnia 2014 r. rewersu fizycznego gazu do Polski z kierunku zachodniego przez punkt Mallnow. W ramach usługi przesyłania zwrotnego na zasadach ciągłych umożliwiony został import gazu ziemnego w ilości 2,3 mld m³. Od 1 stycznia 2015 r. nastąpiło dalsze zwiększenie technicznych zdolności ciągłych importu gazu do Polski przez ww. punkt do 5,5 mld m³.

Pomimo dynamicznych zmian zachodzących w wyniku procesu liberalizacji, PGNiG pozostaje w dalszym ciągu największym dostawcą na krajowym rynku gazu ziemnego.

Podmioty prowadzące działalność konkurencyjną w stosunku do PGNiG Obrót Detaliczny oferują, poza tradycyjnymi sieciowymi dostawami, także nowoczesne rozwiązania w zakresie dostaw gazu ziemnego z wykorzystaniem skroplonego gazu LNG.

Podmioty konkurencyjne konkurują ceną paliwa gazowego, oferują również sprzedaż łączoną gazu ziemnego i energii elektrycznej. Aktywnymi graczami na rynku stają się najwięksi sprzedawcy energii elektrycznej w Polsce, którzy poszerzają swoją działalność o sprzedaż gazu.

Do głównych firm konkurencyjnych, które ze swoją ofertą trafiają do dużych odbiorców biznesowych, zaliczyć można: DUON Marketing & Trading SA, RWE Polska SA, PKP Energetyka SA, Hermes Energy Group SA, Enea SA, Energa SA oraz Tauron SA. Natomiast do głównych firm konkurencyjnych, które ze swoją ofertą trafiają do odbiorców indywidualnych oraz małych odbiorców biznesowych, można zaliczyć: DUON Marketing & Trading SA, Energetyczne Centrum SA, ENERGA-OBRÓT SA, Energia dla firm SA oraz Tauron SA.

W odpowiedzi na rosnącą konkurencję, spółki Grupy PGNiG sprzedające paliwo gazowe w Polsce wprowadziły programy rabatowe, zwiększając konkurencyjność ofert dla klientów.

Zapas obowiązkowy gazu ziemnego



Obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego wynika z art. 24 Ustawy o zapasach. Zgodnie z tą ustawą, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom jest zobowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych tego gazu w wielkości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi gazu na terytorium Polski. Przedsiębiorstwa sprowadzające mniej niż 100 mln m³ gazu w ciągu roku, które jednocześnie obsługują nie więcej niż 100 tys. odbiorców, podlegają zwolnieniu z tego

obowiązku. Wypełnienie wymagań ustawowych powoduje dla PGNiG ryzyka bilansowe, technologiczne oraz stanowi zagrożenie w realizacji zobowiązań kontraktowych.

Ryzyko bilansowe związane jest w szczególności z zagrożeniem braku możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny w sezonie jesienno-zimowym w przypadku utrzymujących się niskich temperatur powietrza w dłuższym okresie. W rezultacie zapas obowiązkowy ogranicza handlowe korzystanie z pojemności i mocy magazynowych.

Biorąc pod uwagę tryb uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, który wymaga uzyskania zgody ministra właściwego ds. gospodarki, poprzedzonej wprowadzeniem ograniczeń handlowych w dostawach gazu do odbiorców, powstaje ryzyko wystąpienia okresowo znacznego niezbilansowania portfela gazowego Spółki. Niezależnie od powyższego, uruchomienie odbioru gazu z zapasu obowiązkowego powoduje sytuację, w której przy stosunkowo wysokim stanie gazu w magazynach zachodzi formalna konieczność wprowadzenia ograniczeń handlowych w dostawach gazu do odbiorców.

Ryzyko technologiczne



Ryzyko związane jest z negatywnym wpływem utrzymywania zapasu obowiązkowego na parametry pracy podziemnych magazynów gazu. Nieodbieranie gazu z magazynu w dłuższym okresie może powodować migrację gazu do części złoża o gorszych parametrach przepuszczalności i porowatości, a w konsekwencji doprowadzić do zmniejszenia mocy odbioru gazu z magazynu. Przywrócenie pierwotnych parametrów pracy magazynu może trwać kilka lat oraz wiązać się z koniecznością poniesienia dodatkowych kosztów, a w skrajnych przypadkach może być niemożliwe.

Uwolnienie cen gazu ziemnego



Liberalizacja rynku gazu w Polsce spowoduje w kolejnych latach istotne zmiany na rynku gazu ziemnego oraz w otoczeniu prawnym. W 2012 r. uruchomiono rynek gazu ziemnego na TGE. Na podstawie decyzji Prezesa URE obrót gazem ziemnym prowadzony na giełdowym rynku gazu ziemnego zwolniony jest z obowiązku taryfowania. W związku z postępującym procesem liberalizacji oczekiwane jest stopniowe uwolnienie cen gazu dla odbiorców. W pierwszej kolejności mają być zwolnieni odbiorcy hurtowi oraz najwięksi odbiorcy przemysłowi.

Mimo wcześniejszych zapowiedzi Prezesa URE w 2015 r. nie nastąpiły istotne zmiany związane z planowanym uwolnieniem cen gazu dla odbiorców.

W reakcji na zachodzące zmiany na rynku gazu ziemnego Grupa PGNiG wprowadziła szereg programów rabatowych umożliwiających klientom zakup gazu ziemnego po cenach niższych niż ceny taryfowe.

Zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego



W okresie od września 2014 r. do marca 2015 r. dostawca OOO Gazprom Eksport redukował dostawy gazu ziemnego w stosunku do zamówień składanych przez PGNiG. Poziom ograniczeń wahał się od 6% do 46% na dobę i obejmował dostawy gazu realizowane przez punkty wejścia Drozdowicze, Wysokoje, Kondratki i Tietierowka (od grudnia 2014 r.). W celu pokrycia zapotrzebowania odbiorców na gaz, brakujące wolumeny Spółka sprowadzała z kierunku zachodniego (Mallnow, Lasów) i południowego (Cieszyn). Ponadto w okresie od października 2014 r. do kwietnia 2015 r. Spółka odbierała gaz z podziemnych magazynów gazu w ramach dostępnych pojemności handlowych. Przez cały okres trwania ograniczonych dostaw gazu ziemnego stabilność dostaw gazu do odbiorców PGNiG nie została zachwiana i nie spowodowało to niedotrzymania zobowiązań kontraktowych wobec klientów Spółki. W związku z utrzymującą się niestabilną sytuacją na Ukrainie istnieje ryzyko wystąpienia kolejnych ograniczeń w dostawach gazu ziemnego.

Działalność w 2015 r.

OBRÓT – POLSKA HURT

Import gazu

PGNiG jest największym importerm gazu ziemnego w Polsce.


Obecna infrastruktura gazownicza umożliwia odbiór gazu ziemnego z kierunków:


- wschodniego – poprzez punkty zdawczo-odbiorcze: Drozdowicze i Zosin (na granicy polsko-ukraińskiej), Kondratki, Wysokoje oraz Tietierowka (na granicy polsko-białoruskiej),
- zachodniego – poprzez punkt zdawczo-odbiorczy w Lasowie oraz poprzez wykorzystanie rewersu wirtualnego na Gazociągu Jamalskim,
- południowego – poprzez punkty zdawczo-odbiorcze w rejonie Cieszyna, Branic lub alternatywnie w Głuchołazach.

Od 1 stycznia 2015 r. OGP Gaz-System SA udostępnił nowe techniczne możliwości importu gazu do Polski z kierunku zachodniego z wykorzystaniem przesyłu zwrotnego, tzw. wirtualnego rewersu (*virtual reverse flow*) na Gazociągu Jamalskim. Było to możliwe dzięki rozbudowie punktu we Włocławku. Aktualnie przez punkt Mallnow – Rewers można już importować do Polski na zasadach ciągłych około 5,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie.

Ponadto na punkcie Mallnow – Rewers oferowana jest przepustowość na zasadach przerywanych, która pozwala importować do Polski dodatkowo około 2,7 mld m³ rocznie w przypadku utrzymywania przepływu Gazociągami Jamalskim w kierunku Niemiec.

Połączenia międzysystemowe (w punkcie zdawczo-odbiorczym w Lasowie oraz oddane do użytku w 2011 r. połączenie międzysystemowe z Czechami w rejonie Cieszyna) pozwalają na swobodną wymianę handlową pomiędzy krajami Unii Europejskiej i umożliwiają większą integrację gospodarczą państw członkowskich. Rozwój infrastruktury w zakresie interkonektorów znacząco wpływa również na bezpieczeństwo energetyczne Polski, stanowiąc potencjalne źródło dostaw awaryjnych.

 Rewers wirtualny – odbiór gazu od kontrahenta z przeciwnego kierunku niż dostawa, możliwy w przypadku połączeń przebiegających tranzytowo przez kraj.

 Interkonektory – połączenie wzajemne między infrastrukturą sąsiednich państw, umożliwiające przesłanie energii elektrycznej lub gazu ziemnego pomiędzy nimi.



Kontrakt jamalski – wieloletni kontrakt pomiędzy PGNiG SA a OAO Gazprom/ OOO Gazprom Eksport zakładający 85% take or pay na dostawy gazu rosyjskiego w ilości do 10,2 mld m³ (PN) rocznie, obowiązujący do 2022 r.

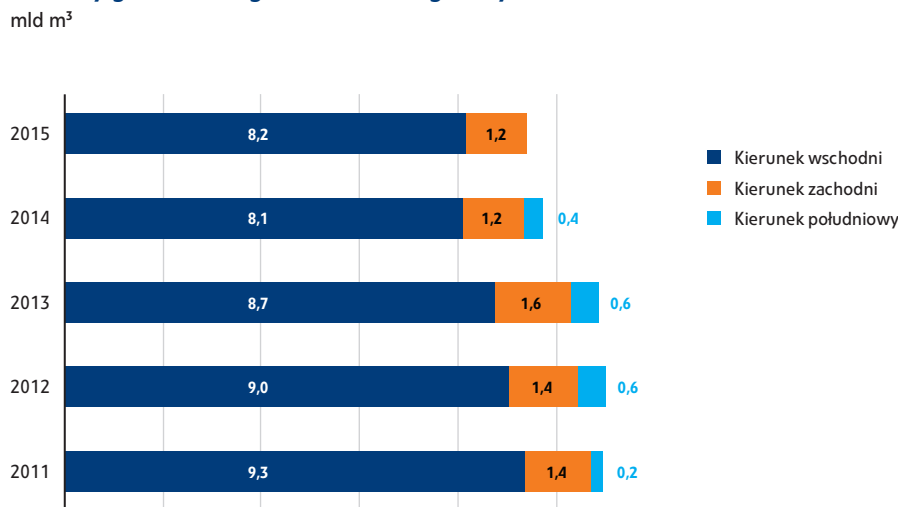
Ponadto spółka Polskie LNG SA (w której 100% udziałów posiada OGP Gaz-System SA) prowadzi rozruch terminalu LNG w Świnoujściu. W pierwszej fazie terminal będzie miał przepustowość 5 mld m³ gazu. PGNiG był zaangażowany w proces rozruchu i schładzania terminalu. W celu zapewnienia LNG na ten cel PGNiG zawarło kontrakt na zakup 2 ładunków LNG od Qatargas Operating Company Limited (w imieniu Qatar Liquefied Gas Company Limited (2)) oraz kontrakt na sprzedaż tych ładunków Polskiemu LNG SA.

Pierwszy z ładunków został dostarczony do terminalu w Świnoujściu w grudniu 2015 r., a ko-

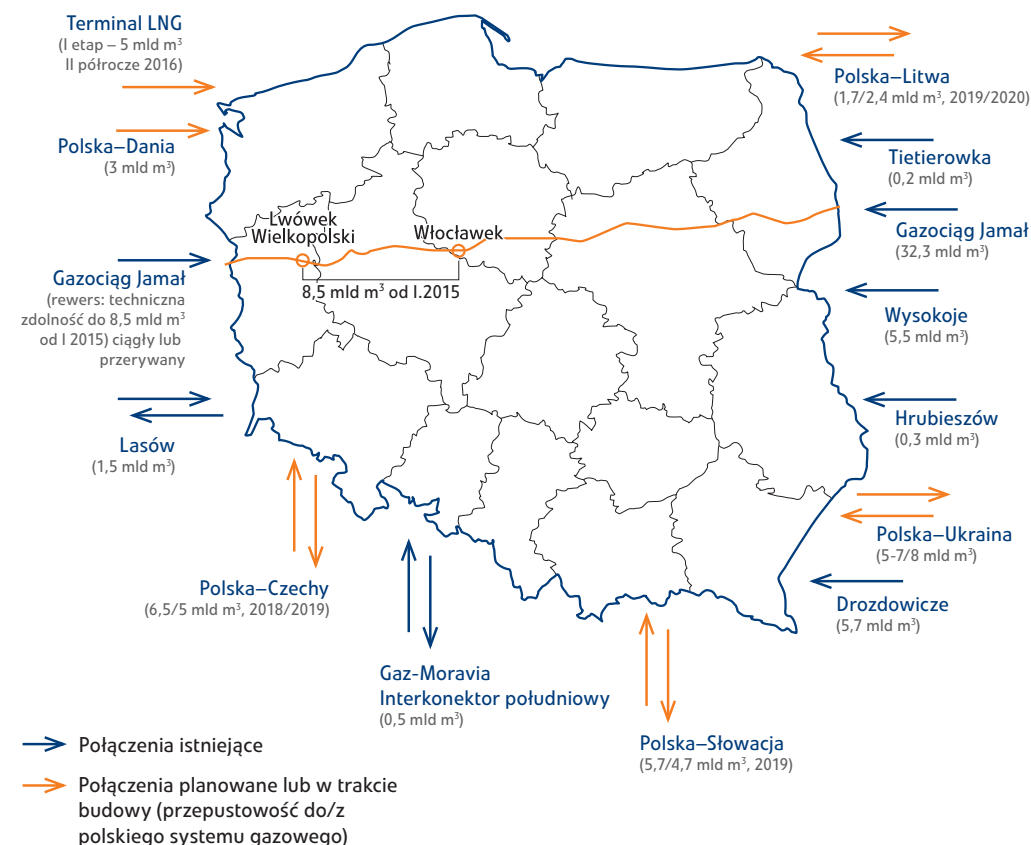
lejny w lutym 2016 r. W styczniu 2016 r. PGNiG, OGP Gaz-System SA i Polskie LNG SA rozpoczęły testy odbioru gazu ziemnego z terminalu LNG do krajowego systemu przesyłowego.

Wolumen odbioru gazu z kontraktu jamalskiego w 2015 r. był niższy niż w latach poprzednich, co wynikało z ograniczenia dostaw z kierunku wschodniego. Pomimo tego przez cały okres trwania ograniczonych dostaw gazu ziemnego nie wystąpiły sytuacje, które miałyby jakkolwiek wpływ na zachwianie stabilności dostaw dla odbiorców PGNiG i niedotrzymanie zobowiązań kontraktowych wobec swoich klientów.

Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w latach 2011-2015



Schematyczna mapa punktów wejścia do polskiego systemu przesyłowego



Sprzedaż hurtowa gazu

Taryfa

W 2015 r. zasadnicza część obrotu gazem ziemnym wysokometanowym i zaazotowanym realizowana przez PGNiG podlegała administracyjnej kontroli cen, z wyłączeniem obrotu gazem ziemnym wysokometanowym na Towarowej Gieldzie Energii.

Działalność ta podlega regulacji prowadzonej przez Prezesa URE, który zatwierdza taryfy paliw gazowych, w tym cen paliwa gazowego i stawek opłat w nich zawartych, oraz kontroluje ich stosowanie pod względem zgodności z zasadami określonymi w ustawie Prawo energetyczne. W tym celu m.in. analizie poddawane są koszty przyjmowane przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach. Ich wysokość,

pomimo występowania obliiga gazowego, ma istotny wpływ na wyniki finansowe Spółki. Metodologia kształtowania taryf opiera się na prognozowanych kosztach oraz planowanych wielkościach sprzedaży gazu ziemnego – zarówno z importu, jak i z wydobycia krajowego.

Dostarczanie paliwa gazowego realizowane jest zarówno do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej, jak i do sieci dystrybucyjnej, w ramach umów kompleksowych rozliczanych w oparciu o Taryfę, która zawiera:

- ceny paliwa gazowego oraz stawki opłat abonentowych stosowane do rozliczeń z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe z poszczególnych sieci,
- sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych, standardów jakościowych obsługi odbiorców.

W 2015 r. obowiązywały następujące Taryfy dla Paliw Gazowych:

- Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 7/2015 PGNiG SA zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2014 r. (obowiązywała od 1 stycznia 2015 r. do 30 kwietnia 2015 r. i miała zastosowanie do przedsiębiorstw nabywających paliwa do dalszej odsprzedaży oraz odbiorców końcowych o rocznym zużyciu przekraczającym 25 mln m³),
- zmiana Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 7/2015 PGNiG SA (obowiązywała od 1 maja 2015 r. do 31 lipca 2015 r.), w której średnia cena gazu wysokometanowego (cena paliwa gazowego i abonament) została obniżona średnio o 7,1%, natomiast gazu zaazotowanego o 3,2%. Cena gazu wysokometanowego za 1 kWh została ostatecznie zrównana z ceną gazu zaazotowanego za 1 kWh,
- Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 8/2015 PGNiG SA (obowiązywała od 1 sierpnia 2015 r. do 31 grudnia 2015 r.), w której średnia cena gazu wysokometanowego została obniżona o 5%, natomiast gazu zaazotowanego o 4,9%. Ponadto nowa taryfa wprowadziła odrębne ceny paliwa gazowego dla odbiorców odsprzedających paliwo gazowe.

Ponadto 16 grudnia 2015 r. decyzją Prezesa URE zatwierdzona została Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 9/2016, która obowiązywała od dnia 1 stycznia 2016 r. do 30 marca 2016 r. Średnia cena gazu wysokometanowego została obniżona o 6,6%, natomiast gazu zaazotowanego o 6,1%.

Polityka rabatowa w 2015 r.

W maju 2015 r. PGNiG uruchomiło dla klientów strategicznych program rabatowy „Uwolnienie cen”. Oferta stanowiła odpowiedź Spółki na oczekiwania klientów, a także była reakcją na intensyfikację działań podmiotów konkurencyjnych oraz zmian na rynku gazu. Program rabatowy obejmował zakupy gazu w okresie od 1 maja 2015 r. do 31 grudnia 2015 r. Przystąpienie do programu było dobrowolne, zaś odbiorcy, którzy się nie zdecydowali na przystąpienie, byli w dalszym ciągu rozliczani za zakupione paliwo gazowe zgodnie z obowiązującą taryfą PGNiG. Klienci przystępujący do programu otrzymali rabat w stosunku do ceny taryfowej. Wysokość rabatu odnosiła się do aktualnych cen na TGE i była uzależniona od odbieranych wolumenów gazu ziemnego oraz równomierności poboru. Odbiorcy znaczą-

cych wolumenów, przy zachowaniu równego wskaźnika poboru, otrzymali większe upusty. Warunkiem przystąpienia do programu było złożenie przez odbiorcę oświadczenia o przystąpieniu oraz realizacja zamówionych ilości paliwa gazowego na poziomie co najmniej 80%.

Program rabatowy „Uwolnienie cen” spotkał się z dużym zainteresowaniem klientów strategicznych PGNiG. Do programu zgłosiło się ponad 30 klientów, których zamówienia stanowią 85% łącznego wolumenu gazu sprzedawanego przez Spółkę.

1 lipca 2015 r. PGNiG wdrożyło kolejną edycję programu rabatowego „Uwolnienie cen 2015/2016”. Program obejmuje zakupy gazu w okresie od 1 sierpnia 2015 r. do 31 grudnia 2016 r., jednak nie dłużej niż do momentu zwolnienia PGNiG przez Prezesa URE z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf na paliwa gazowe. Podobnie jak w poprzedniej edycji programu przystąpienie jest dobrowolne, a klienci uzyskują rabat w stosunku do ceny taryfowej. Istotne zmiany obejmują: zasady rozliczenia obowiązku odbioru ilości minimalnych, możliwość uzyskania stałej lub indeksowanej ceny (w oparciu o cenę produktu giełdowego wskazanego przez odbiorcę), a także wprowadzenie produktów typu elastyczny i base.

W wyniku wprowadzenia programów rabatowych oraz zawierania przez klientów PGNiG nowych umów z wyceną indywidualną, pod koniec 2015 r. przeważająca część wolumenu gazu wysokometanowego sieciowego rozliczana była przez Spółkę po cenach rynkowych.

Funkcjonowanie na TGE

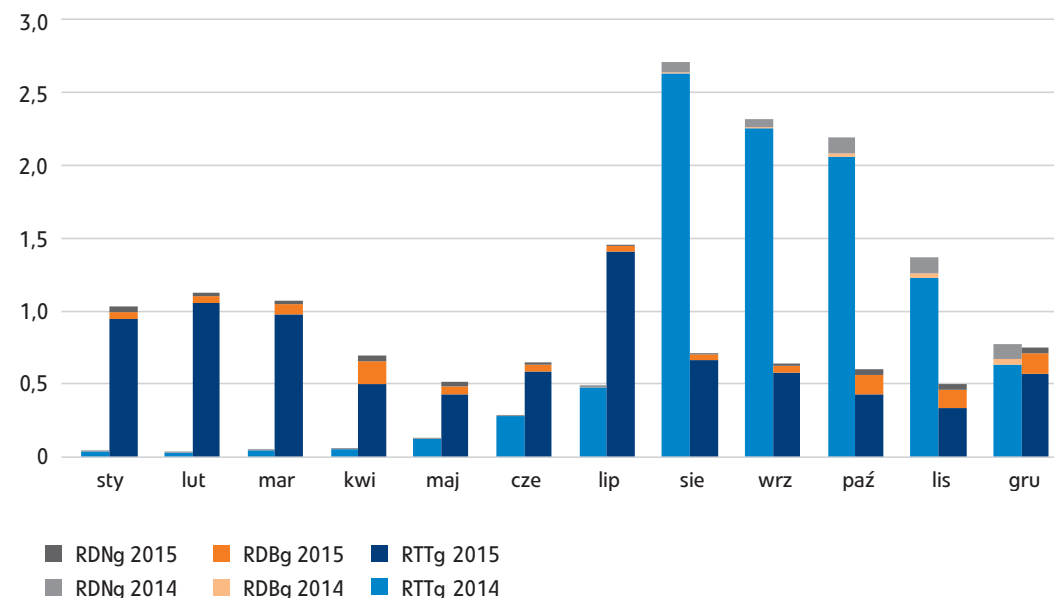
W 2015 r. PGNiG kontynuowało aktywne uczestnictwo w obrocie giełdowym na TGE. Spółka w dalszym ciągu posiadała duży udział w rynku zarówno w ramach kontraktów terminowych, jak i rynku spot, wpływając jednocześnie na zwiększenie płynności obrotu giełdowego. W związku z utrzymującą się płynnością obrotów na TGE sprzedaż giełdowa stanowiła jeden z kluczowych kanałów sprzedaży dla Spółki.

PGNiG nieprzerwanie od listopada 2013 r. pełni także funkcję Animatora Rynku Gazu TGE, zobowiązując się tym samym do regularnego wystawiania zleceń kupna, jak i sprzedaży gazu dla rynku terminowego. Podstawową rolę animatora jest zwiększenie płynności i przejrzystości rynku.

Na rynku giełdowym zarówno strona sprzedająca, jak i kupująca pozostają anonimowe w handlu. Powoduje to ustalenie cen na poziomie rynkowym, czyli takim, w którym podaż spotyka się z popytem.

Wolumen obrotu gazem ziemnym na TGE w 2014 i 2015 r.

mld m³



W 2015 r. wyraźnej zmianie uległa miesięczna struktura wolumenów obrotu na TGE w stosunku do roku poprzedniego. Jedną z głównych przyczyn tak istotnej zmiany jest fakt, że 2015 rok był pierwszym pełnym rokiem funkcjonowania spółki PGNiG Obrót Detaliczny, będącej jednym z głównych podmiotów nabywających gaz poprzez rynki TGE, a która rozpoczęła swoją działalność od sierpnia 2014 r.

Powyżej przedstawiono wykres miesięcznych obrotów na giełdzie gazu dla lat 2014-2015. Obrót jest zdominowany przez rynek terminowy (RTTg), który służy zabezpieczeniu pozycji w średnim i długim okresie. Natomiast rynek dnia następnego (RDNg) i bieżącego (RDBg) jest wykorzystywany do bilansowania w krótkim terminie.

Wydzielenie obrotu detalicznego wpłynęło w znacznym stopniu na zmianę kanałów sprzedaży. Transakcje giełdowe zastępują w znacznym stopniu umowy bilateralne. Rok 2014 charakteryzował się skokowym wzrostem wolumenów obrotu od sierpnia do końca roku, w związku z wydzieleniem spółki obrotu detalicznego. W 2015 r. wolumen obrotu był rozłożony bardziej równomiernie w trakcie całego roku. Równocześnie w 2015 r. zauważalny jest wzrost obrotów na rynku dnia następnego w stosunku do roku ubiegłego.

OBRÓT POLSKA – DETAL

Źródła dostaw

Tabela poniżej przedstawia źródła zakupu gazu ziemnego przez PGNiG Obrót Detaliczny

Wyszczególnienie	Udział
Dostawy na terenie kraju, w tym:	100%
• z Grupy kapitałowej PGNiG	11%
• spoza Grupy kapitałowej PGNiG	89%

Taryfa

W okresie od 1 stycznia 2015 r. do 31 sierpnia 2015 r. obowiązywała „Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 1” zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2014 r.

W dniu 13 sierpnia 2015 r. Prezes URE zatwierdził zmianę „Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 1”, w której średnia cena paliwa gazowego (cena paliwa gazowego i abonament) została obniżona o 6,5% dla gazu wysokometanowego, 2,5% dla

gazu zaazotowanego (Lw) i 0,8% dla odbiorców grupy Z-7B gazu zaazotowanego (Ls). Zmiana taryfy weszła w życie w dniu 1 września 2015 r. i obowiązywała do 31 grudnia 2015 r.

W dniu 17 grudnia 2015 r. Prezes URE zatwierdził nową „Taryfę PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 2” na okres od 1 stycznia 2016 r. do 31 marca 2016 r. Średnia cena paliwa gazowego została obniżona o:

- 3,3% dla gazu wysokometanowego, w tym dla klientów indywidualnych (grupy taryfowe od W-1 do W-4) o 3,5%, natomiast dla klientów biznesowych (pozostałe grupy taryfowe) o 2%,
- 2,8% dla gazu zaazotowanego (Lw),
- 2,1% dla gazu zaazotowanego (Ls).

Pełna treść taryf z cenami i stawkami opłat dostępna jest na www.oferta.pgnig.pl oraz www.ure.gov.pl.

Polityka rabatowa w 2015 r.

W 2015 r. PGNiG Obrót Detaliczny uruchomiło dla największych odbiorców gazu szereg programów promocyjnych. W kwietniu 2015 r. obowiązywała oferta „Elastyczna cena”. W ramach tej oferty klient otrzymał rabat od taryfowej ceny paliwa gazowego oraz uzyskał możliwość zmiany terminów płatności i liczby faktur wstępnych. Ze względu na duże zainteresowanie odbiorców, w czerwcu 2015 r. spółka rozpoczęła kolejną edycję oferty pod nazwą „Elastyczna cena II”. W czerwcu 2015 r. wprowadzona została również wielowariantowa oferta „Stałe oszczędności dla Biznesu”. Oferta była skierowana do największych klientów spółki. Kolejny program rabatowy „Automatyczna promocja 5%” skierowany był do klientów, którzy nie skorzystali z ww. ofert. Program zakładał 5% rabatu od taryfowej ceny paliwa gazowego i obowiązywał od 1 lipca 2015 r. do 31 grudnia 2015 r.

W związku z dużym zainteresowaniem programami rabatowymi w 2015 r. PGNiG Obrót Detaliczny uruchomiło kolejne edycje promocji „Elastyczna cena” oraz „Stałe oszczędności dla biznesu”, które skierowane były do szerokiej grupy odbiorców biznesowych.

Ponadto w grudniu 2015 r. wprowadzona została oferta dla grup zakupowych, która zakładała oferowanie jednolitych warunków cenowych dla klientów zawiązujących grupę. Wprowadzony został również nowy produkt pod nazwą „Oferta Indeksowana”, kierowany do klientów biznesowych o szczególnych oczekiwaniach w zakresie rozliczeń za pobrane paliwo gazowe w oparciu o formuły cenowe lub konkretne produkty giełdowe.

Sprzedaż energii elektrycznej – struktura odbiorców

PGNiG Obrót Detaliczny sprzedaje energię elektryczną zarówno dla klientów indywidualnych, jak i dla klientów biznesowych, głównie w segmencie małych i średnich przedsiębiorstw.

Sprzedaż energii elektrycznej w PGNiG Obrót Detaliczny odbywa się poprzez sieć Doradców Biznesowych oraz poprzez Biura Obsługi Klientów.

Sprzedaż gazu – charakterystyka odbiorców

PGNiG Obrót Detaliczny w segmencie klientów biznesowych obsługuje klientów, którzy pobierają paliwo gazowe zarówno na cele technologiczne, tj. do produkcji wyrobów w takich branżach, jak: przemysł chemiczny i petrochemiczny, huty szkła i stali, jak i na cele grzewcze w takich branżach, jak: ciepłownictwo, przemysł, usługi czy handel. Struktura odbiorców w zakresie grup taryfowych wskazuje na bardzo duży udział małych i średnich klientów w ich ogólnej liczbie. Podobne relacje są w zakresie wolumenu sprzedaży w liczbie obsługiwanych klientów.

Największą w zakresie liczby klientów jest grupa odbiorców zajmująca się handlem i usługami, natomiast w zakresie odebranego wolumenu – grupa odbiorców przemysłowych.

Ponadto według stanu na dzień 31 grudnia 2015 r. PGNiG Obrót Detaliczny obsługiwało **ponad 6,8 mln odbiorców indywidualnych** (gospodarstwa domowe i mały biznes) głównie na cele domowe. Mali klienci biznesowi wykorzystują także gaz ziemny w procesach produkcyjnych w ramach prowadzonej działalności gospodarczej.

Obsługa klienta

W całym 2015 r. PGNiG Obrót Detaliczny kontynuowało prace mające na celu zwiększenie satysfakcji klientów oraz zminimalizowanie ryzyka utraty klientów na rzecz konkurencji.

W segmencie klienta indywidualnego (gospodarstwa domowe i mały biznes) działania polegały głównie na rozwoju elektronicznych kanałów obsługi klienta, które pozwalają na szybszy i łatwiejszy kontakt klientów ze spółką. Rozwój ten dotyczył głównie strony internetowej ([serwisu www dla klienta](http://serwisu.www.dla.klienta)) oraz systemu e-BOK – [Elektronicznego Biura Obsługi Klientów](#).

W 2015 r. rosła także liczba klientów korzystających z usługi „eko-faktura” (elektroniczny obraz faktur), co miało duży wpływ na usprawnienie oraz przyspieszenie obiegu faktur pomiędzy spółką a klientami, a także generowało oszczędności w procesie wysyłki korespondencji.

Statystyki zmiany sprzedawcy

Według danych URE w 2015 r. w Polsce ponad 23 tys. odbiorców zmieniło dotychczasowego dostawcę paliwa gazowego i należy przyjąć, że liczba ta w kolejnych latach będzie się zwiększać.

Rok	Odbiorcy zmieniający dostawcę gazu
2011	4
2012	210
2013	429
2014	7 007
2015	23 000

Źródło: URE

OBRÓT – ZAGRANICA

Otoczenie rynkowe, w którym działa PGNiG Supply & Trading GmbH

Niemiecki rynek gazu, na którym spółka realizuje 85% całości swoich obrotów, pozostaje dla PST najważniejszym rynkiem.

Umiarkowane temperatury, zapelnienie magazynów oraz niskie ceny surowców, w połączeniu z rosnącym wolumenem dostaw do Europy gazu w postaci LNG, to niekorzystne czynniki

wpływające na rynki gazu w 2015 r. Popyt ze strony krajów Europy Wschodniej w pierwszym kwartale 2015 r., wynikający z ograniczenia dostaw surowca z Rosji, stanowił przeciwwagę dla tych czynników.

Po niewielkim trendzie wzrostowym na początku 2015 r., kiedy to ceny w ramach kontraktów terminowych na rynku hurtowego obrotu gazem w Niemczech (hub gazowy GASPOOL) wzrosły między styczniem a lutym, w okresie od marca do czerwca zakres zmian cen był niewielki. Począwszy od lipca niekorzystne czynniki zdominowały nastroje na rynku gazu, a ceny – w ślad za cenami na rynkach innych surowców – zaczęły wyraźnie spadać, w wyniku czego ceny ustalone w ramach wielu kontraktów towarowych znalazły się w okolicach historycznych minimów.

W 2015 r. średnia cena spot na hurtowym rynku GASPOOL kształtowała się na poziomie 19,9 EUR/MWh, podlegając w trakcie roku tendencji spadkowej. Najgłębsze spadki odnotowano w czwartym kwartale, kiedy to średnia cena spot spadła do poziomu 17,1 EUR/MWh. Na koniec roku kontrakt [Cal 16](#) był notowany po cenie 15,2 EUR/MWh.

W nadchodzących miesiącach głównymi czynnikami decydującymi o poziomie cen gazu ziemnego w Europie będą:

- dalsze kształtowanie się cen ropy naftowej,
- zwiększone dostawy LNG do europejskich terminali,
- stopień zapelnienia magazynów gazu w Europie,
- decyzja w sprawie możliwej rozbudowy gazociągu [Nord Stream](#).

Konflikt rosyjsko-ukraiński nie ma obecnie istotnego wpływu na ceny gazu ziemnego. Wsparciem dla rynku gazu na kontynencie europejskim w 2016 r. może być dalsze zmniejszenie wydobycia z ogromnego złoża Groningen w Holandii (ograniczone obecnie do 27 mld m³ w skali roku) oraz rosnące znaczenie błękitnego paliwa w miksie energetycznym wskutek zastępowania węgla paliwem gazowym.



Zobacz również:
www.bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje/paliwa-gazowe



Zobacz również:
www.oferta.pgnig.pl



[Cal 16](#) – Kontrakt terminowy roczny na dostawę w 2016 r.



Zobacz również:
www.ure.gov.pl/



[Nord Stream](#) – gazociąg z Vyborg w Rosji do Greifswald w Niemczech o rocznej przepustowości ok. 55 bcm.

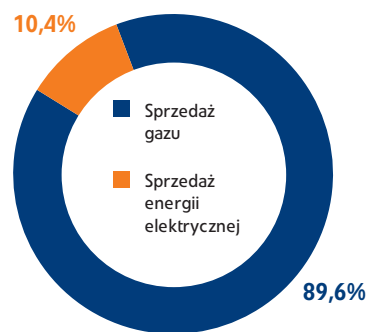
EFET – rodzaj umowy ramowej będący przykładem standardowego kontraktu na rynku energii w Europie.

NBP – National Balancing Point

Sprzedaż produktów w ramach transakcji giełdowych i pozagiełdowych

PST aktywnie uczestniczyła w obrocie prowadzonym na rynkach zorganizowanych (giełdach) oraz na rynku pozagiełdowym (OTC), zawierając transakcje z ponad 50 kontrahentami na podstawie umów ramowych EFET lub podobnych. Spółka prowadzi działalność handlową w Niemczech oraz w sąsiednich krajach – Polsce, Austrii i Holandii.

Struktura sprzedaży PST według produktów



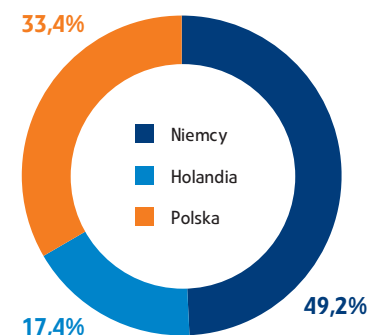
Sprzedaż detaliczna do odbiorców końcowych

PST sprzedaje – za pośrednictwem nowo utworzonej spółki detalicznej PST Europe Sales GmbH (PSTES) – gaz i energię elektryczną do odbiorców

PST rozpoczęła proces rejestracji w ramach brytyjskiego wirtualnego hubu gazowego (NBP) i do końca 2015 r. osiągnęła gotowość operacyjną do prowadzenia obrotu na tym rynku. Dodatkowo PST jest zarejestrowana w Czechach, gdzie realizowano tranzyt dostaw gazu do Polski.

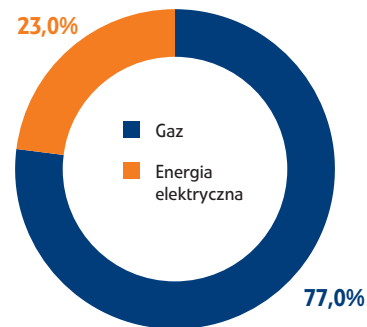
PST została wyznaczona przez PEGAS za animatora niemieckiego rynku gazu ziemnego GASPOOL.

Struktura sprzedaży PST według krajów

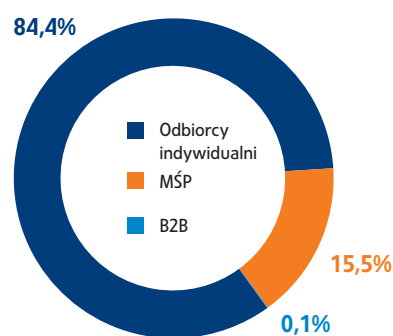


końcowych na terenie Niemiec i Austrii. Docelowa grupa odbiorców to podmioty z sektora małych i średnich przedsiębiorstw oraz gospodarstwa domowe, których zużycie wyznaczone jest na podstawie standardowych profili obciążenia.

Struktura odbiorców PST według produktów



Struktura odbiorców PST



Usługi świadczone na rzecz innych podmiotów Grupy PGNiG:

PGNiG

Na mocy istniejących umów PST zabezpiecza dostawę gazu ziemnego do PGNiG na granicy niemiecko-polskiej i czesko-polskiej, co ma na celu zwiększenie dywersyfikacji oraz bezpieczeństwa dostaw. Dodatkowo PST udostępnia PGNiG analizy własne i sporządzone przez podmioty zewnętrzne oraz dane na temat kształtowania się cen na rynkach gazu ziemnego i innych surowców. PST zapewnia działowi transakcyjnemu PGNiG bezpośredni dostęp do cen energii kwotowanych w czasie rzeczywistym.

PGNiG Upstream International

Na podstawie istniejących umów PST odbiera gaz ziemny wydobyty przez PGNiG Upstream International (PGNiG UI) ze złóż Skarv, Vale i Morvin w punkcie wejścia do niemieckiej sieci gazowej Emden/Dornum. Ponadto PST całodobowo aktywnie zarządza przerwami w dostawach w czasie rzeczywistym, w celu zminimalizowania strat handlowych po stronie PGNiG UI. PST udziela PGNiG UI wsparcia w pracach nad przygotowaniem dokumentacji cen transferowych, dostarcza analizy własne i sporządzone przez podmioty zewnętrzne oraz dane na temat kształtowania się cen na rynkach gazu ziemnego i innych surowców.

Obrót energią elektryczną

– transakcje rozliczane bez dostawy fizycznej Spółka kontynuowała działalność na Europejskiej Giełdzie Energii w zakresie obrotu energią elektryczną (i certyfikatami emisyjnymi) oraz na platformach PEGAS i ICE Endex w zakresie obrotu kontraktami gazowymi. PST może również prowadzić obrót na TGE w ramach umowy z domem maklerskim Noble Securities.

MAGAZYNOWANIE

Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. zrealizował w 2015 r. planowane zadania inwestycyjne:

- w marcu 2015 r. zakończono realizację

zadania inwestycyjnego dot. rozbudowy PMG Wierzchowice. W 2014 r., po zakończeniu budowy i odbiorze prac w zakresie instalacji magazynowej, udostępniona została zwiększona pojemność czynna magazynu – łącznie 1,2 mld m³ pojemności czynnej. W 2015 r. nastąpił rozruch części elektroenergetycznej i rozliczenie projektu,

- zakończono budowę trzech komór KPMG Mogilno (Z-15, Z-16 i Z-17) o łącznej pojemności czynnej ok. 200 mln m³, pojemność czynna magazynu została zwiększona do 600,7 mln m³,
- kontynuowano budowę komory K-5 KPMG Kosakowo o planowanej pojemności czynnej co najmniej 25 mln m³. Planowane zakończenie budowy komory – 2016 r.,
- kontynuowano rozbudowę PMG Brzeźnica z 65 do 100 mln m³ pojemności czynnej. Planowane zakończenie rozbudowy magazynu – 2016 r.,
- prowadzono proces budowy trzech komór klastra B KPMG Kosakowo (komór K-6, K-8 i K-9). Planowane zakończenie budowy klastra B – 2021 r.,
- rozpoczęto działania w celu pozyskania dofinansowania UE na budowę kolejnych 2-3 komór magazynowych w ramach rozbudowy KPMG Mogilno do wielkości 800 mln m³ pojemności czynnej.

W ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013 Unii Europejskiej projekty budowy/rozbudowy podziemnych magazynów gazu (PMG Strachocina, PMG Husów, PMG Wierzchowice) zostały dofinansowane łącznie na kwotę 589 mln zł.

Ponadto dofinansowanie ze środków Unii Europejskiej w kwocie ok. 114,7 mln zł uzyskał projekt budowy KPMG Kosakowo.

Zobacz również:
www.osm.pgnig.pl/pl



TPA – Zasada udostępniania przez właściciela/operatora infrastruktury podmiotom zewnętrznym w celu realizacji dostaw do klientów tych podmiotów zewnętrznym.

Działalność regulowana

Udostępnienie pojemności czynnych

OSM udostępnia wszystkie zdolności magazynowe zgodnie z zasadą TPA (ang. *third party access*). W 2015 r., w ramach procedury udostępniania nowych zdolności magazynowych będących wynikiem rozbudowy magazynów gazu realizowanej przez PGNiG, spółka rozdysponowała w formie pakietów 137 mln m³ (1503 GWh) pojemności

czynnej na warunkach ciągłych i 110 mln m³ (1 207 GWh) pojemności czynnej na warunkach przerywanych.

Na dzień 31 grudnia 2015 r. OSM dysponował instalacjami magazynowymi o łącznym wolumenie pojemności wynoszącym 2 795,6 mln m³ (30 673 GWh). Łącznie 2 749 mln m³ (30 162 GWh) pojemności czynnej jest zakontraktowane w ramach usług długoterminowych.

Lokalizacja podziemnych magazynów gazu



Taryfa

Do 1 lipca 2015 r. OSM prowadził rozliczenia z tytułu świadczenia usług magazynowania w oparciu o stawki zawarte w Taryfie w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2014, zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 2 lipca 2014 r. Dnia 21 maja 2015 r. Prezes URE zatwierdził Taryfę w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2015, która weszła w życie 1 lipca 2015 i obowiązuje do 31 marca 2016 r. Nowa taryfa uwzględnia świadczenie usług w oparciu o Grupy Instalacji Magazynowych (GIM), tj. GIM Kawerna obejmująca PMG Mogilno i PMG Kosakowo, GIM Sanok obejmująca PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów i PMG Brzeźnica oraz PMG Wierzchowice.

Program zgodności

OSM prowadzi działalność stosując Program zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników instalacji magazynowych (dalej „Program zgodności”), który został zatwierdzony decyzją Prezesa URE z dnia 14 maja 2014 r.

Działalność nieregulowana

Podstawowe projekty prowadzone przez OSM w 2015 r. w ramach działalności nieregulowanej (inwestycyjno-budowlanej) to budowa i rozbudowa dwóch kawernowych podziemnych magazynów gazu należących do PGNiG – PMG Mogilno oraz PMG Kosakowo. OSM jest jedynym podmiotem w skali kraju, który specjalizuje się w kompleksowej budowie kawernowych magazynów gazu, poczynając od etapu ich projektowania poprzez wykonanie prac budowlanych i górniczych.

Dodatkowo w 2015 r. w ramach działalności inwestycyjno-budowlanej OSM realizował gazownicze inwestycje liniowe, jednocześnie podejmując decyzję o wygaszeniu działalności w tym obszarze poprzez zakończenie prowadzonych projektów i niekontraktowanie nowych.

Perspektywy rozwoju

Obrót hurtowy

Rok 2016 stawia przed PGNiG szereg wyzwań związanych z postępującą liberalizacją rynku gazu w Polsce.

W obszarze sprzedaży gazu do klientów końcowych Spółka koncentruje się na rozwoju oferty produktowej oraz programów rabatowych uruchomionych w 2015 r. celem utrzymania silnej pozycji na liberalizującym się rynku gazu.

W związku ze zmieniającym się otoczeniem regulacyjnym, m.in. w zakresie detaryfikacji oraz planów dotyczących przedłużenia wsparcia w ramach programu poprawy efektywności energetycznej (białe certyfikaty).

W przypadku sprzedaży gazu poprzez TGE, PGNiG skupia się na oferowaniu produktów po cenach konkurencyjnych względem zliberalizowanych rynków zachodnich, co powinno zagwarantować Spółce zrealizowanie obowiązków ustawowych wynikających z obliwa giełdowego.

Obrót detaliczny

Prowadzone są działania mające na celu usprawnienie i przyspieszenie obiegu faktur pomiędzy PGNiG Obrót Detaliczny a klientami poprzez promowanie usługi „eko-faktura” czy poprawę funkcjonalności systemów informatycznych wykorzystywanych w procesie obsługi klienta.

W zakresie rozwoju nowych produktów gazowych trwają prace nad ofertą dual fuel, ofertą produktów gazowych dostosowaną do wymagań klientów czy też, wspólnie z innymi spółkami z Grupy PGNiG, nad ofertą kogeneracji opartej o paliwo gazowe.

Zintensyfikowane zostały również prace nad ofertą dla nowych klientów na obszarach obecnie gazyfikowanych oraz planowanych do gazyfikacji, jak i dla klientów, którzy planują wymianę obecnego źródła energii, np. z opalanego węglem na paliwo gazowe, m.in. poprzez lepsze dotarcie z ofertą do klientów.

Planowane są również działania na rzecz dalszego rozwoju segmentu CNG poprzez współpracę z partnerami zewnętrznymi zainteresowanymi budowaniem nowych stacji do tankowania po-



Białe certyfikaty – świadectwa posiadające prawa majątkowe, będące przedmiotem obrotu na towarowej giełdzie energii, potwierdzające oszczędności ilości energii w wyniku realizowania inwestycji efektywnych energetycznie.



Obszar gazyfikowany – obszar przyłączony do sieci gazowniczej.



CNG (ang. Compressed Natural Gas) – sprężony do ciśnienia 20-25 Mpa gaz ziemny.

jazdów gazem sprężonym oraz podejmowanie inicjatyw mających na celu rozwój tego ekologicznego paliwa szczególnie w transporcie miejskim.

PST

Spółka zamierza rozwijać działalność w obszarze sprzedaży detalicznej i obrotu hurtowego surowcami energetycznymi. W zakresie sprzedaży detalicznej celem jest znaczne rozszerzenie portfela odbiorców końcowych gazu i energii elektrycznej oraz rozpoczęcie działalności sprzedażowej w Polsce w celu odzyskania klientów, którzy wybrali dostawców konkurencyjnych wobec Grupy PGNiG. Wsparciem w realizacji tych planów ma być wydzielenie organizacji sprzedażowej (które nastąpiło w październiku 2015 r. ze skutkiem wstecznym od 1 stycznia 2015 r.) do odrębnej jednostki w ramach PST. W tym celu utworzona została spółka PST Europe Sales GmbH. Dodatkowo PST zaangażowała się, za pośrednictwem Premio Energie GmbH, w sprzedaż produktów pod marką PST na zasadach wyłączności.

W celu ograniczenia jednostkowych kosztów obsługi PST wybrała nowy system CRM tak, aby osiągnąć zakładany wzrost poprzez racjonalizację procesów sprzedażowych. Wdrażanie nowego systemu zostanie zakończone w drugim kwartale 2016 r. Oczekuje się, że w rezultacie wdrożenia systemu jednostkowe koszty obsługi klienta spadną o połowę.

W obszarze hurtowym, obok aktywności na rynku pozagiełdowym i giełdowym, spółka zamierza zwiększyć skalę obrotów z przedsiębiorstwami użyteczności publicznej i dystrybutorami, poprzez zaoferowanie im standardowych i strukturyzowanych produktów handlowych oraz powiązanych usług (np. usług grupy bilansującej).

W 2016 r. PST zamierza wejść na rynek brytyjski, rozpoczynając działalność handlową w ramach wirtualnego hubu NBP, co nastąpi po skompletowaniu całej wymaganej dokumentacji i uzyskaniu wewnętrznych zgód.

OSM

W zakresie budowy PMG Kosakowo kontynuowane będą prace nad ukończeniem budowy 5 komór klastra A (komora K-5) i końcowym rozliczeniem kontraktu. Jednocześnie będą trwały dalsze prace w ramach budowy klastra B (rozbudowa magazynu do pojemności czynnej 250 mln m³). Realizacja kontraktu obejmuje m.in. sporządzenie dokumentacji projektowej, realizację budowy gazociągów i rurociągów ługowniczych wraz z infrastrukturą towarzyszącą oraz przeprowadzenie pierwszego napełnienia komór gazem. Zgodnie z umową zakończenie wszystkich prac przypada na 2021 r.

Spółka w 2016 r. i w latach następnych planuje zwiększenie wolumenu dostępnych zdolności magazynowych poprzez inwestycje:

- zakończenie rozbudowy PMG Brzeźnica do pojemności czynnej 100 mln m³,
- zakończenie budowy komory K-5 KPMG Kosakowo o pojemności czynnej nie mniejszej niż 25 mln m³,
- kontynuację budowy klastra B KPMG Kosakowo o planowanej łącznej pojemności czynnej nie mniej niż 250 mln m³. Planowane zakończenie realizacji zadania – 2021 r.,
- kontynuację działań nad uzyskaniem dofinansowania z UE budowy kolejnych 2-3 komór magazynowych w ramach rozbudowy KPMG Mogilno i rozpoczęcie wierceń 2-3 otworów KPMG Mogilno.



Segment Dystrybucja

*Patryk Sałamacha
Brygadzysta Zespołu Wiertniczego,
Kierowca Cysterny,
PGNiG Oddział w Zielonej Górze,
Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego w Lubiatowie*

*Odpowiedzialny za przewóz materiałów
niebezpiecznych, między innymi siarki.
Odpowiada także za proces tankowania cystern.*

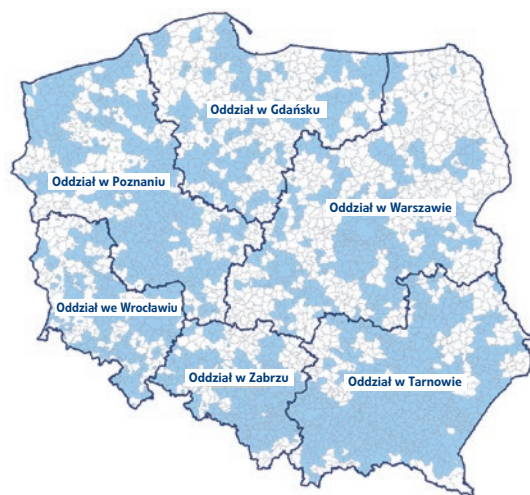
Segment Dystrybucja



Analiza finansowa

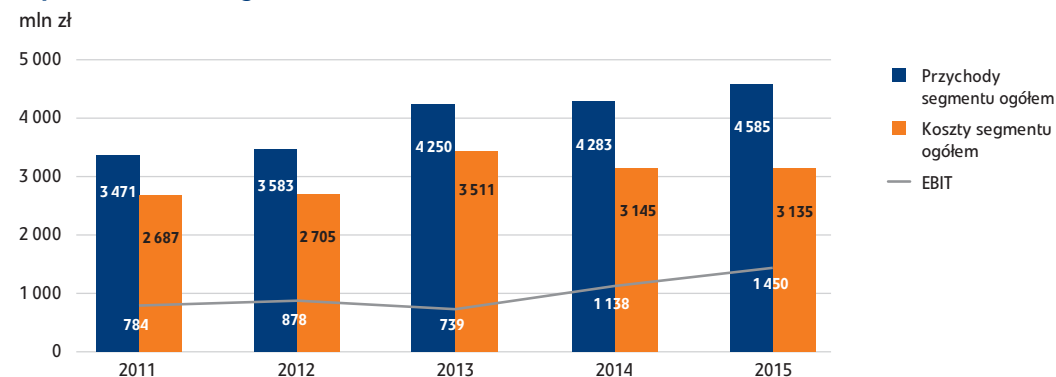
Wynik operacyjny segmentu Dystrybucja wyniósł 1 450 mln zł i był wyższy o 27% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Natomiast wynik operacyjny powiększony o amortyzację wyniósł 2 339 mln zł i był wyższy o 337 mln zł niż rok wcześniej. Na poprawę wyniku wpłynęły między innymi wyższe o 302 mln zł (7%) przychody ze

sprzedaży. Na zwiększenie przychodów ze sprzedaży w segmencie wpływ miało przede wszystkim: zwiększenie taryfy na dystrybucję paliwa gazowego – średnio stawka wzrosła o 3% w stosunku do porównywalnego okresu roku poprzedniego oraz niższa średnia kwartalna temperatura powietrza w pierwszym kwartale 2015 r. w porównaniu do analogicznego kwartału roku poprzedniego.

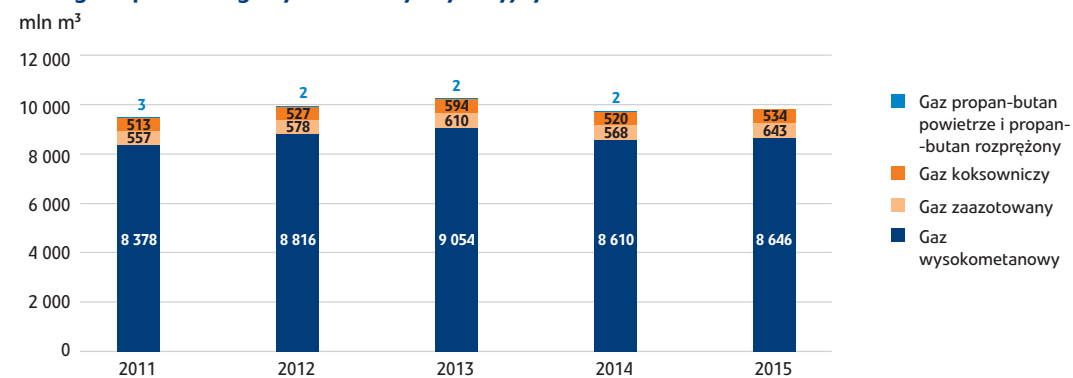


Mimo wzrostu przychodów o 302 mln zł koszty operacyjne segmentu pozostały na zbliżonym poziomie (spadek o 10 mln zł tj. 0,3%). Wynika to głównie z obniżenia kosztów świadczeń pracowniczych, po przeprowadzonej w 2015 r. racjonalizacji zatrudnienia w ramach programu dobrowolnych odejść.

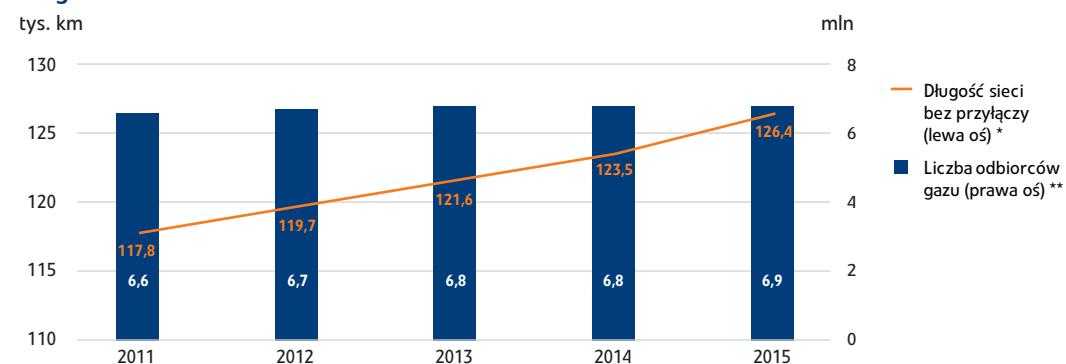
Wyniki finansowe segmentu



Ilość gazu przesłanego systemem dystrybucyjnym



Długość sieci oraz liczba odbiorców



* Sieci własne.

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

Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka:

● ○ niskie
● ● średnie
● ● ● wysokie

Istotność ryzyka:

● ○ ○ niska
● ● ● średnia
● ● ● ● wysoka



Zobacz również:
www.psgaz.pl



URE – Urząd
Regulacji Energetyki



Regazyfikacja – proces zamiany stanu skupienia gazu z postaci skroplonej do gazowej poprzez ogrzewanie.

Otoczenie regulacyjne

Działalność w segmencie Dystrybucja regulowana jest aktami prawa krajowego oraz unijnego. Podstawowe znaczenie dla działalności w obszarze dystrybucji gazu ziemnego mają:

1. Prawo energetyczne.
2. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.
3. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów ropopochodnych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym.
4. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego.
5. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

Wpływ otoczenia regulacyjnego na działalność firmy

Działalność dystrybucyjna **Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.** (PSG), jako monopol naturalny, podlega taryfowaniu przez Prezesa URE. Szczegółowe zasady dotyczące kalkulacji taryf określa rozporządzenie taryfowe.

W dniu 17 grudnia 2014 r. Prezes URE zatwierdził „Taryfę nr 3 dla usług dystrybucji paliwa gazowego i usługi **regazyfikacji** skroplonego gazu ziemnego”, która obowiązywała w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2015 r. Średnie stawki opłat za usługę dystrybucji wzrosły o 3% w porównaniu do taryfy obowiązującej w 2014 r.

W dniu 16 grudnia 2015 r. Prezes URE zatwierdził zmianę Taryfy nr 3 i przedłużył okres jej obowiązywania do dnia 30 czerwca 2016 r.

W dniu 16 lutego 2015 r. Prezes URE zatwierdził nową „Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej”, która obowiązuje od 1 marca 2015 r. W zakresie szczegółowych postanowień IRIESD doprecyzowane zostały m.in. zasady współpracy z operatorami innych systemów

dystrybucyjnych, szczegółowo uregulowano zasady zarządzania ograniczeniami systemowymi w przypadku niezgodności odbioru lub dostaw paliwa gazowego z prognozami transportowymi operatorów systemów dystrybucyjnych.

Ryzyka

PSG konsekwentnie stara się ograniczać pojawiające się dla niej zagrożenia, niwelować generowane przez nie ryzyka i ich negatywne skutki. Do najważniejszych zidentyfikowanych ryzyk należą:

Polityka taryfowa

W Polsce nie jest publikowana polityka taryfowa dla przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją gazu ziemnego, zawierająca szczegółowe zasady oraz metodykę wyznaczania akceptowanego przez regulatora poziomu przychodu regulowanego. Stosowana jest krótkoterminowa praktyka taryfowania oparta na corocznych negocjacjach z Prezesem URE. W 2015 r. PSG wystąpiła do Prezesa URE z opracowaną propozycją „Wieloletniej strategii w zakresie regulacji i taryf w PSG na lata 2016-2018”. W związku z brakiem ostatecznych rozwiązań i regulacji dotyczących tzw. socjalizacji kosztów terminalu LNG, końcowe uzgodnienia z URE w zakresie przedmiotowego opracowania zostały przesunięte na 2016 r.

Ustalając taryfy, Prezes URE ogranicza wzrost przychodu regulowanego (wskazując na względy społeczne), będącego podstawą kalkulacji stawek opłat za usługę dystrybucji paliw gazowych. Powoduje to wydłużenie okresu, w którym PSG może uzyskać w zatwierdzonej taryfie pełny, należyty zwrot z zaangażowanego w działalność kapitału.

Ryzyko przełączeń dużych odbiorców PSG do sieci przesyłowej OGP Gaz-System SA

Znaczący odbiorcy, w warunkach nasilającej się konkurencji w sektorze, uzasadniają chęć przełączenia do sieci przesyłowej OGP Gaz-System SA argumentem obniżenia kosztów. Może to skutkować dla PSG utratą części wolumenu dystrybuowanego gazu, a więc także przychodów

z tytułu sprzedaży usług dystrybucyjnych i w konsekwencji konieczność skompensowania nadwyżki niepokrytych kosztów nad przychodami, np. poprzez podwyższenie stawek taryfowych.

Roszczenia właścicieli nieruchomości

PSG coraz częściej 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. Ponadto właściciele terenów występują z roszczeniami o zapłatę wynagrodzenia za bezumowne korzystanie z nieruchomości. Roszczenia te generują dodatkowe, często wysokie koszty i mogą negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe segmentu.

Źródła zasilania systemu dystrybucyjnego

Sieć dystrybucyjna PSG połączona jest z systemem przesyłowym OGP Gaz-System SA 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 spółki.

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. Dla zwiększenia przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych wsparciem w tej sytuacji jest realizacja przez jednostki administracyjne programów ograniczania niskiej emisji poprzez stosowanie systemów wsparcia finansowego dla zmian urządzeń grzewczych. W grupie odbiorców instytucjonalnych zmiana paliwa odbywa się w oparciu o rachunek ekonomiczny uwzględniający ograniczenie kosztów osobowych.

Malejące średnie zużycie gazu w grupie małych odbiorców

Do głównych przyczyn tego zjawiska należy zaliczyć zwiększenie efektywności energetycznej budynków, ograniczenie wykorzystania indywidualnych pieców gazowych do podgrzewania wody oraz migracje ludności.

Niestabilna sytuacja w zakresie rozwoju popytu na gaz ziemny w sektorze wytwarzania energii

Poprawiająca się konkurencyjność cenowa gazu ziemnego może przełożyć się na wzrost jego wykorzystania do wytwarzania energii elektrycznej, a tym samym zwiększenie wolumenu dystrybuowanego paliwa i wyższe przychody z podstawowej działalności PSG. W przypadku gwałtownego pojawienia się popytu na paliwo gazowe mogą pojawić się ograniczenia w sieci dystrybucyjnej uniemożliwiające realizację dostawy. Ich zniwelowanie wymagać może rozbudowy punktów wyjścia z systemu dystrybucyjnego oraz/lub realizacji nowych inwestycji liniowych.

Działalność w 2015 r.

W 2015 r. PSG zakończyła realizację 18 projektów w zakresie budowy, rozbudowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych o wartości 500 mln zł, dla których podpisane zostały umowy o dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013 na poziomie 170 mln zł.

Ponadto do końca 2015 r. spółka zakończyła realizację 20 projektów inwestycyjnych dofinansowanych w ramach Regionalnych Programów Operacyjnych na lata 2007-2013. Łączna wartość projektów to około 32 mln zł, przy dofinansowaniu na poziomie 10 mln zł.

W wyniku realizacji powyższych projektów, Spółka wybudowała i zmodernizowała gazociągi, a także zgazyfikowała nowe obszary. Wybudowanych i zmodernizowanych zostało przeszło 1100 km gazociągów dystrybucyjnych oraz infrastruktura towarzysząca.

Bezpośrednim efektem realizacji projektów jest budowa infrastruktury gazowej na terenach dotychczas niezgazyfikowanych oraz modernizacja gazociągów. Przyczyniło się to do zniwelowania luki podażowej powstałej wskutek niewystarczających możliwości przesyłowych istniejącej infrastruktury, którą zarządza PSG. Powyższe działania wpłyną na zwiększenie ilości dostarczanego gazu oraz poprawę bezpieczeństwa dostaw. Uwzględnienie bezwrotnej

dotacji w analizach ekonomicznych poszczególnych inwestycji przyczyniło się do poprawy wyników oraz stanowiło kluczowy argument do podjęcia realizacji projektów.

Głównymi odbiorcami infrastruktury powstałej w ramach projektów realizowanych przy dofinansowaniu UE są zarówno klienci indywidualni, jak i instytucjonalni. W wyniku realizacji inwestycji z dofinansowaniem UE powstanie około 5000 nowych przyłączy gazowych.

Rezultatem realizacji inwestycji z dofinansowaniem UE jest poprawa standardu życia mieszkańców, wzrost atrakcyjności inwestycyjnej wcześniej niezgazyfikowanych regionów oraz poprawa środowiska naturalnego poprzez ograniczenie emisji szkodliwych gazów.

Perspektywy rozwoju

W 2015 r. PSG przyjęła Strategię na lata 2015-2022, której nadrzędnym celem jest wzrost wartości spółki poprzez maksymalizację wyniku EBITDA. Strategia jest doprecyzowaniem i doszczegółowieniem strategii Grupy PGNiG w obszarze maksymalizacji wartości infrastruktury sieciowej.

Ponadto PSG zamierza konsekwentnie wykorzystywać pojawiające się w jej otoczeniu biznesowo-regulacyjno-społecznym szanse, m.in. na:

- wdrożenie nowych regulacji wspierających rozwój kogeneracji, energetyki systemowej;
- wdrożenie zmian regulacyjnych umożliwiających przyspieszenie realizacji kluczowych projektów inwestycyjnych Spółki;
- rosnące zapotrzebowanie na gaz ziemny ze strony dużych i średnich odbiorców (w szczególności ciepłowni i elektrociepłowni, zakładów produkcyjnych i przemysłowych, centrów usług);
- w średniej perspektywie czasu na obniżkę cen paliwa gazowego, wynikającą z liberalizacji rynku gazu oraz sytuacji na rynkach globalnych, co pozytywnie wpłynie na wzrost popytu na gaz, a w efekcie na wzrost popytu na usługi dystrybucji;
- możliwość oddziaływania na kształt rynku gazu (m.in. poprzez udział w konsultacjach regulacyjnych z Urzędem Regulacji Energetyki oraz Ministerstwem Energetyki);
- pozyskanie dofinansowania Unii Europejskiej dla kluczowych projektów inwestycyjnych PSG oraz wdrażanie innowacyjnych technologii;
- możliwość dalszej ekspansji sieci i przyłączy w słabo zgazyfikowanych regionach Polski (np. centralne

i północno-wschodnie regiony kraju), w tym z zastosowaniem technologii LNG.

W 2016 r. PSG kontynuować będzie realizację projektów w zakresie budowy i rozbudowy sieci gazowych oraz przyłączanie nowych odbiorców, także z wykorzystaniem technologii LNG.

W kolejnych latach spółka planuje wdrożyć model inwestycyjny promujący przyrost wolumenu przesłanego gazu oraz przyspieszyć realizację kluczowych projektów inwestycyjnych. Do ich wykonania PSG zamierza wykorzystać dofinansowanie zewnętrzne, pochodzące m.in. z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko w perspektywie budżetowej Unii Europejskiej na lata 2014-2020. Szczególny nacisk spółka położy na aktywizację procesów pozyskiwania nowych odbiorców gazu oraz wzrost niezawodności sieci gazowej i bezpieczeństwa dostaw gazu.

Ponadto spółka planuje rozwój działalności badawczo-rozwojowej i innowacyjnej (B+R+I). Działalność ta będzie skoncentrowana przede wszystkim na zagadnieniach badawczych w zakresie podnoszenia stopnia niezawodności, zapewnienia bezpieczeństwa oraz wzrostu efektywności infrastruktury gazowej, a prowadzona będzie głównie przez programy demonstracyjne (promowane w aktualnej perspektywie budżetowej Unii Europejskiej na lata 2014-2020) oraz w dowolnej innej formule, pozwalającej na wykorzystanie źródeł zewnętrznego dofinansowania. Takie podejście umożliwi optymalne wykorzystanie środków pochodzących z Unii Europejskiej oraz pozwoli na skorzystanie z zachęt podatkowych wprowadzanych od dnia 1 stycznia 2016 r., w związku ze wspieraniem innowacyjności.

Jednocześnie spółka na bieżąco monitoruje możliwości komercjalizacji nowych, innowacyjnych technologii i kreacji nowatorskich usług, a tym samym ekspansję na nowe rynki bądź zwiększenie udziału w rynku. Analizuje zagadnienia w zakresie poszerzenia funkcjonalności infrastruktury gazowej o zdolność do transportu gazu ziemnego z domieszką innych gazów: biogazu, syntetycznego gazu ziemnego (SNG), CO₂ oraz wodoru – zarówno pod kątem technologicznym, jak i regulacyjnym. Modernizacja sieci gazowych w tym kierunku umożliwi wprowadzenie nowych usług oraz pozyskanie odbiorców z sektorów energetycznego (stabilizacja systemu energetycznego, dostawy paliwa dla przenośnych i lokalnych urządzeń elektrycznych zasilanych ogniwami paliwowymi) oraz motoryzacyjnego, a także innych odbiorców przemysłowych, wykorzystujących wodór w procesach technologicznych.



Segment Wytwarzanie



Marcin Nurek

*Dyżurny Inżynier Ruchu – Kierownik Oddziału,
PGNiG Termika, Oddział Żerań i Wola*

Kieruje bieżącą produkcją w elektrociepłowni w zakresie realizacji planów produkcji energii elektrycznej i ciepła. Zajmuje się koordynacją odstawięń urządzeń i instalacji do remontów oraz wprowadzenia ich do ruchu po wykonaniu prac remontowych. Prowadzi nadzór nad urządzeniami produkcyjnymi, bezpieczeństwem w Zakładach i dotrzymywaniem norm w zakresie środowiska. Zarządza zespołem pracowników odpowiadających za pracę elektrociepłowni w ruchu ciągłym.

Segment Wytwarzanie



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 jest sprzedaż ciepła, energii elektrycznej i usług systemowych oraz certyfikatów pochodzenia energii. Spółka dysponuje 4,8 GW mocy cieplnej oraz 1 GW mocy elektrycznej osiąganymi w źródłach wytwórczych spółki i zaspokaja 70% potrzeb ciepłych rynku warszawskiego.

Grupa Kapitałowa PGNiG, kontynuując realizację jednego z głównych strategicznych priorytetów, jakim jest rozwój segmentu Wytwarzanie, inicjuje kolejne nowe projekty (zarówno w dużej, jak i małej skali), związane z budową nowych mocy wytwórczych opartych na technologii gazowej.

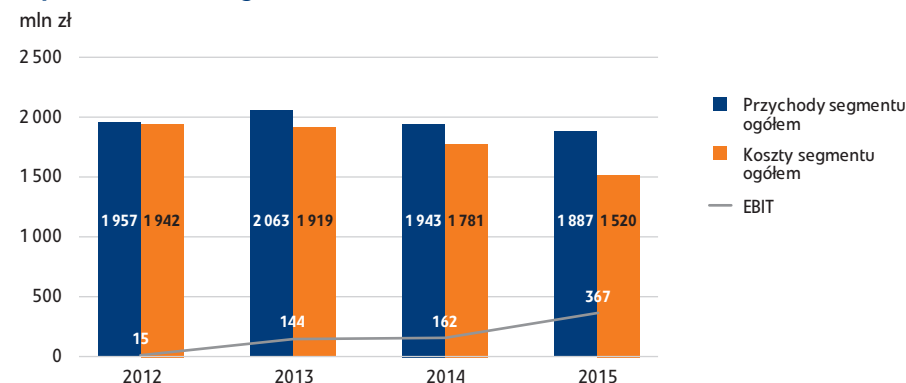
Moce osiągalne wg koncesji

Jednostka wytwórcza	Ciepło [MW]	Energia Elektryczna [MW]
PGNiG TERMIKA	4 782	1 015
Elektrociepłownia Siekierki	2 078	620
Elektrociepłownia Żerań	1 580	386
Elektrociepłownia Pruszków	186	9
Ciepłownia Kawęczyn	465	-
Ciepłownia Wola	465	-
Ciepłownia Regaty	8	-

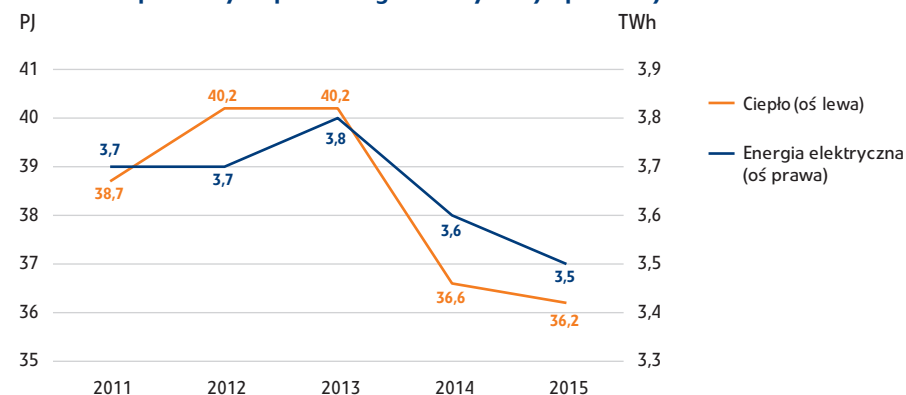
Analiza finansowa

Wynik operacyjny segmentu Wytwarzanie za 2015 r. wyniósł 367 mln zł i był wyższy o 205 mln zł niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Na poziomie EBITDA zrealizowano wynik w wysokości 679 mln zł, co oznacza wzrost o 47% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Na znaczącą poprawę wyniku wpływ miały następujące czynniki: (1) zwiększenie przychodów ze sprzedaży ciepła, wynikające głównie ze wzrostu taryfy na ciepło (wzrost średnio o 7% w sierpniu 2014 r. oraz średnio o 5% w sierpniu 2015 r.) oraz (2) spadek kosztów zakupu węgla, będącego głównym paliwem do produkcji ciepła (średnia cena surowca w trzech pierwszych kwartałach 2015 r. była o 6% niższa od średniej ceny w analogicznym okresie roku poprzedniego).

Wyniki finansowe segmentu



Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej z produkcji



Otoczenie regulacyjne

Warunki prawne prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania regulowane są przede wszystkim przez:

1. Prawo energetyczne.
2. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło.
3. Wsparcie dla kogeneracji.
4. Regulacje unijne.

Wpływ otoczenia regulacyjnego na działalność firmy

Koncesje

Działalność polegająca na wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła podlega koncesjonowaniu.

PGNiG TERMIKA SA posiada koncesję na obrót energią elektryczną, obowiązującą do 31 grudnia 2030 r., oraz udzielone na okres do 31 grudnia 2025 r. koncesje na:

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

Taryfy

Do 31 lipca 2014 r. obowiązywała taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA, tj. Ec Żerań, Ec Siekierki, Ec Pruszków, C Wola i C Kawęczyn, oraz przesyłu i dystrybucji ciepła za pomocą sieci ciepłowniczej zasilanej z Ec Pruszków. W dniu 8 lipca 2014 r. Prezes URE zatwierdził nową taryfę, która obowiązuje od 1 sierpnia 2014 r.





IGCP – Izba
Gospodarcza
Ciepłownictwa
Polskie
PTEZ – Polskie
Towarzystwo
Elektrociepłowni
Zawodowych
IGG – Izba
Gospodarcza
Gazownictwa
IEPiOE – Izba
Energetyki
Przemysłowej
i Odbiorców Energii



Wysokosprawna
kogeneracja – rów-
noczesne wytwarza-
nie energii cieplnej
i energii elektrycznej
przy osiągnięciu
oszczędności
energii pierwotnej
powyżej 10%.



Jednostkowa
Opłata Zastępcza.
Ozg – nie niższa niż
15% i nie wyższa
niż 110% średniej
ceny sprzedaży
e. elektr. na rynku
konkurencyjnym.
Ozk – nie niższa niż
15% i nie wyższa
niż 40% średniej
ceny sprzedaży
e. elektr. na rynku
konkurencyjnym.
Ozm – nie niższa niż
30% i nie wyższa
niż 120% średniej
ceny sprzedaży
e. elektr. na rynku
konkurencyjnym.

Ponadto do 31 grudnia 2014 r. spółkę obowiązywały taryfy na przesył ciepła sieciami ciepłowniczymi w rejonach Marsa Park, Annapol, Marynarska, Chełmżyńska, Jana Kazimierza. W dniu 18 listopada 2014 r. Prezes URE zatwierdził nowe taryfy na przesył ciepła w tych rejonach. Taryfy będą obowiązywały w okresie od 1 stycznia 2015 r. do 31 lipca 2016 r.

Od 30 kwietnia 2015 r. obowiązuje taryfa na wytwarzanie ciepła w Ciepłowni Regaty i przesył ciepła siecią ciepłowniczą na terenie osiedla Regaty.

Wsparcie dla **wysokosprawnej kogeneracji** w 2015 r. wynikało z mechanizmu opartego na świadectwach pochodzenia. Po zmianach w 2014 r., polegających m.in. na wprowadzeniu możliwości rozliczania obowiązku w zakresie energii z kogeneracji wyłącznie przy wykorzystaniu świadectw z jednego roku, wartość rynkowa świadectw jest zbliżona do wartości opłat zastępczych wyznaczanych przez Prezesa URE, które wynosiły:

- **Ozg = 121,6 [zł/MWh]**
- **Ozk = 11,0 [zł/MWh]**
- **Ozm = 63,3 [zł/MWh]**

Obecny mechanizm został przywrócony w 2014 r. i będzie obowiązywać do końca 2018 r., ale w Komisji Europejskiej wciąż prowadzone są prace w zakresie oceny jego zgodności z prawem Unii Europejskiej.

Dzięki dochodom ze sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia, producenci uzyskują dodatkowe przychody pozwalające na zapewnienie opłacalności ekonomicznej produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji.

Krótki czas, jaki pozostał do końca funkcjonowania systemu świadectw pochodzenia (31.12.2018 r.), powoduje, że system jest nieskuteczny w zakresie generowania impulsów inwestycyjnych.

Obecnie trwają prace nad przygotowaniem systemu wsparcia dla jednostek wysokosprawnej kogeneracji w długoterminowej perspektywie, po 2018 r. W przygotowanie nowego systemu wsparcia dla kogeneracji

zaangażowały się cztery izby: **IGCP, PTEZ, IGG, IEPiOE**, skupiające wszystkich najważniejszych producentów energii w kogeneracji. Przygotowany nowy system będzie zgodny z nowymi zasadami pomocy publicznej obowiązującymi w krajach UE, będzie zapewniał rentowność inwestowania w nowe moce kogeneracyjne i wspierał realizację celów polityki energetyczno-klimatycznej do 2030 r.

Przydział darmowych praw do emisji

Spółka otrzymała w 2015 r. bezpłatne uprawnienia do emisji:

- ciepła za 2015 r. na mocy Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 kwietnia 2015 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji (Dz.U. poz. 558),
- energii elektrycznej na podstawie złożonego sprawozdania rzeczowo-finansowego z realizacji inwestycji i modernizacji za okres od 1 lipca 2013 r. do 30 czerwca 2014 r., zgłoszonych do Krajowego Planu Inwestycyjnego, na mocy Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 13 kwietnia 2015 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji (Dz.U. poz. 555), według ustalonych przydziałów za 2014 r.

Regulacje unijne

Konkluzje z posiedzenia Rady Europejskiej, które zostały przyjęte w dniach 23-24 października 2014 r., określają cele polityki energetyczno-klimatycznej na lata 2020-2030. Nowe cele zakładają redukcję emisji gazów cieplarnianych o 40% do 2030 r. (vs 1990 r.), wzrost udziału energii z odna-

wialnych źródeł o 27% (cel wiążący na poziomie UE) oraz poprawę efektywności energetycznej o 27% (cel indykatorywny).

Nowela Dyrektywy ETS

W połowie 2015 r. pojawił się projekt noweli Dyrektywy ustanawiającej system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych na okres po 2021 r. Nowela Dyrektywy podtrzymuje cel redukcji emisji CO₂ w 2030 r. przez sektory objęte ETS o 43% w odniesieniu do 2005 r., w proponowanym tempie 2,2% po 2021 r. (obecnie 1,74%). Projekt zakłada skrócenie listy sektorów narażonych na ucieczkę CO₂ do około 50. Ponadto, zgodnie z nowelą, benchmarki stanowiące podstawę ustalania wielkości przydziału emisji mają być obniżane o 1% na każdy rok, licząc od 2008 r. (roku pozyskania danych historycznych) do środkowego roku okresu rozliczeniowego, czyli mogą zmienić się o 17%. Komisja zastrzega sobie jednak możliwość korekty tego trendu o +/- 0,5%, co może spowodować wymuszenie postępu technologicznego nawet o 1,5% w skali roku.

Zgodnie z projektem Polska otrzymać ma aż 43% środków z Funduszu Modernizacyjnego. Mechanizm przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji jest przedmiotem ustaleń pomiędzy Ministerstwem Gospodarki a Komisją Europejską.

Nowelizacja wytycznych BAT dla branży LCP

Z końcem 2015 r. zakończyły się negocjacje dotyczące treści projektu nowelizacji dokumentu referencyjnego BAT dla branży dużych obiektów spalania. Ze względu na swoje umocowanie w prawie krajowym, wypracowany kształt Konkluzji BAT (najważniejsza część dokumentu referencyjnego BAT) wyznaczy środowiskowe ramy dla definiowania przyszłości sektora dużych obiektów energetycznego spalania od 2020 r. Dopuszczalne wielkości emisji z dokumentu, a także sposoby ich monitorowania i rozliczania, będą wiążącą podstawą w postępowaniach o udzielenie pozwoleń zintegrowanych. Wytyczne BAT w znaczący sposób zaostrzają normy emisyjne dla źródeł większych niż 50 MW opala-

nych węglem kamiennym. Dodatkowo Konkluzje BAT poszerzają istniejącą listę kontrolowanych zanieczyszczeń o wymagania emisyjne, m.in. dla **Hg, HCl, HF i N₂O**.

Zestawienie ustalonych dopuszczalnych wielkości emisji z projektu Konkluzji BAT z kosztami dostosowania do nich instalacji w wielu przypadkach podważa rentowność ich dalszej eksploatacji. Jako rozwiązanie ostateczne, w przypadku braku możliwości dostosowania instalacji do wymagań BAT, istnieje możliwość skorzystania z odstępstwa. Będzie ono jednak udzielane tylko w uzasadnionych i indywidualnych przypadkach, popartych analizą techniczno-ekonomiczną. Zgodnie z harmonogramem w połowie 2016 r. dokument ma być formalnie przyjęty na szczeblu UE, co oznacza, że jego wymagania emisyjne będą miały zastosowanie od 2020 r.

Ustalenia Szczytu Klimatycznego COP21 w Paryżu

Do najważniejszych ustaleń Szczytu, które zostały zawarte w grudniu 2015 r. w Nowym porozumieniu klimatycznym, należy zaliczyć:

- uznanie, że jedynie solidarne wysiłki wszystkich państw, zgodnie z suwerennością określonymi przez nie celami i działaniami, mogą zapewnić możliwość zrównoważonego rozwoju, zwłaszcza najbiedniejszym krajom, oraz zagwarantować bezpieczeństwo obecnym i przyszłym pokoleniom mieszkańców naszej planety;
- zapewnienie ustabilizowania stężenia gazów cieplarnianych w atmosferze na takim poziomie, aby nie przekroczyć globalnego wzrostu temperatury na powierzchni planety o 2°C;
- aby powyższy cel zrealizować, potrzebne jest zaangażowanie wszystkich krajów, szczególnie największych gospodarek. Zaznaczono, że kraje rozwijające się będą mogły liczyć na pomoc krajów bogatszych w realizacji celów globalnej polityki klimatycznej.

W związku z zawarciem nowego porozumienia klimatycznego UE będzie podtrzymywała przyjęte cele redukcyjne na 2030 r.



Hg – rtęć,
HCl – kwas solny
HF – fluorowodor
N₂O – tlenek diazotu



ETS – wspólnotowy
rynek uprawnień
do emisji dwutlenku
węglu



BAT – ang.
Best Available
Technology,
Najlepsza Dostępna
Technologia,
dokument
referencyjny
dla najlepszych
dostępnych technik
dotyczących LCP.



LCP – ang. Large
Combustion Plant,
duże instalacje
spalania.

Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka:

● ○ niskie
● ● średnie
● ● ● wysokie

Istotność ryzyka:

○ ○ niska
○ ○ ● średnia
● ● ● wysoka

Ochrona środowiska

Implementacja Dyrektywy o emisjach przemysłowych (IED) do prawa polskiego oraz opracowywane obecnie konkluzje najlepszej dostępnej techniki (BAT) stawiają przed Spółką wyzwania w zakresie redukcji emisji przemysłowych, czemu naprzeciw wychodzi opracowany wieloletni plan inwestycyjny, który adresuje zidentyfikowane zaostżenia prawa środowiskowego.

Ryzyka

Utrzymanie udziału w rynku ciepła sieciowego

● ● ● ● ● ●

Rozbudowa miejskiej spalarni odpadów komunalnych spowoduje dostarczenie większej ilości ciepła do miejskiej sieci ciepłowniczej. Wpłyne to na zmianę udziału PGNiG TERMIKA w produkcji ciepła dla miejskiej sieci ciepłowniczej miasta stołecznego Warszawy z obecnego poziomu 98% do poziomu 95% w 2019 r.

Współpraca z Veolia Energia Warszawa SA (VEW) w zakresie pozyskiwania nowych odbiorców ciepła, a także przyłączanie nowych obszarów zachodniej Warszawy do miejskiej sieci ciepłowniczej powinny w znaczny sposób zredukować potencjalne przyszłe spadki produkcji zakładów wytwórczych PGNiG TERMIKA.

W listopadzie 2014 r. zostało podpisane porozumienie pomiędzy PGNiG TERMIKA i VEW SA o partnerstwie energetycznym w mieście stołecznym Warszawa. Zapisy w nim zawarte określały ogólne zasady współpracy obydwu spółek na rzecz optymalizacji i rozwoju warszawskiego systemu ciepłowniczego. Efektem prac są uzgodnione treści umów w zakresie świadczenia usług rozwoju rynku ciepła w Warszawie, a także zaprojektowania i budowy do 31 grudnia 2020 r. magistrali ciepłowniczej łączącej systemy ciepłownicze Warszawy i Pruszkowa. Magistrala ma służyć jako główne źródło zasilania dla systemu w Pruszkowie. Zakłada się, że z wykorzystaniem nowej infrastruktury do Pruszkowa przetransportowane będzie co najmniej 770 TJ/rok ciepła wyprodukowanego przez warszawskie zakłady PGNiG TERMIKA.

Umowa o świadczenie usług w zakresie rozwoju

rynku w Warszawie zakłada wynagradzanie skutecznych działań VEW prowadzących do wzrostu netto rynku ciepła w Warszawie. Przyjęto formułę „success fee”, aby zachęcić wykonawcę usługi do jak najbardziej efektywnego realizowania postawionych celów. Działania te mają przekładać się na dodatkową moc zamówioną w źródłach PGNiG TERMIKA oraz dodatkowo sprzedaną, w związku z nowymi mocami w systemie, wolumen ciepła. Zakłada się przy tym wzrost efektywnego wykorzystania kogeneracji, co przełoży się na dodatkowo wyprodukowaną energię elektryczną. Umowa jest czasowa i obowiązywać ma do 2027 r. W pierwszych 3 latach jej trwania (2016-2018) spodziewany jest wzrost rynku na poziomie 152 MW netto.

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów

● ● ● ● ● ●

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów od 2016 r., a także zapowiadana publikacja Konkluzji związanych z Najlepszą Dostępną Technika (BAT) i ich stosowanie po 2020 r. wymuszają obecnie procesy głębokich modernizacji elektrowni i elektrociepłowni. Aby sprostać zaostrzonym wymaganiom emisyjnym, PGNiG TERMIKA, w ramach Wieloletniego Planu Inwestycyjnego, sukcesywnie modernizuje swoje jednostki wytwórcze. Istnieje ryzyko związane z technicznymi i ekonomicznymi aspektami dostosowania instalacji eksploatowanych przez Spółkę. W chwili obecnej nieznanne są mechanizmy uzyskiwania odstępstw od Konkluzji BAT.

Działalność w 2015 r.

Wahania ilości wytwarzanego ciepła w poszczególnych latach wynikają z wahań temperatury zewnętrznej. W 2009 r. średnia temperatura zewnętrzna dla miesięcy sezonu grzewczego wyniosła 3,2°C i była równa średniej 10-letniej. W 2015 r. średnia ta wyniosła odpowiednio 4,9°C, czyli była wyższa o 1,7°C od średniej wieloletniej, co zaowocowało niższą o 7% produkcją ciepła w stosunku do 2009 r. Rok 2015 był najcieplejszym rokiem w historii odkąd przeprowadzane były pomiary temperatur. Produkcja energii elektrycznej w 2015 r. była niższa o 3,0% od produkcji w 2009 r. Jest to skutek zarówno niższej produkcji ciepła, jak i prac modernizacyjnych, np. przerób-

ki kotła Nr1 w Ec Siekierki na spalanie biomasy.

W 2015 r. sprzedaż energii elektrycznej oraz bilansowanie handlowe spółki PGNiG TERMIKA prowadzone było za pośrednictwem PGNiG, które zawiera kontrakty dla energii elektrycznej na rynku terminowym i sportowym. Ponadto PGNiG było głównym odbiorcą i dostawcą energii elektrycznej wyprodukowanej w zakładach PGNiG TERMIKA.

W 2015 r. spółka realizowała projekt Regaty (zabudowa gazowego agregatu kogeneracyjnego – przeprowadzono przetarg na Generalnego Wykonawcę) oraz projekt Kogeneracji Przemysł (trwają prace projektowe, podpisano umowy biznesowe). Dodatkowo trwają prace nad poszukiwaniem i przygotowaniem kolejnych projektów z obszaru kogeneracji gazowej. Działanie to jest wpisane jako jedna z inicjatyw w Strategii PGNiG TERMIKA.

W związku z wdrożeniem założeń i poszczególnych subinicjatyw Programu Poprawy Efektywności w PGNiG TERMIKA podjęto działania mające na celu ograniczenie kosztów zarządalnych w sposób zapewniający i umożliwiający dalszy rozwój spółki, m.in. poprzez negocjacje Zakładowego Układu Zbiorowego Pracy, zmniejszenie kosztów stałych w obszarach wsparcia, poszukiwanie obszarów synergii działania w ramach działań wspólnych w Grupie PGNiG. Zgodnie ze sporządzonym Planem Działalności Gospodarczej na 2016 r. oraz projekcją na okres 2017-2018 spółka przewiduje kontynuację prac związanych z poprawą efektywności kosztowej we wszystkich aspektach działalności.

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów od 2016 r. wymusza w Polsce oraz na PGNiG TERMIKA modernizację elektrociepłowni. Nakłady inwestycyjne segmentu wytwarzanie w 2015 r. wyniosły 363,8 mln zł, z czego 65,2 mln zł stanowiły nakłady na ochronę środowiska. W 2015 r. segment kontynuował głównie zadania inwestycyjne z poprzednich lat. Do największych z nich należały:

Budowa bloku gazowo-parowego o mocy ok. 450 MW w Ec Żerań (BGP Żerań)

W 2015 r. uzyskano prawomocną decyzję pozwolenia na budowę bloku gazowo-parowego w Ec Żerań oraz kontynuowano prace związa-

ne z przygotowaniem terenu budowy. Podpisano umowę przyłączeniową na wyprowadzenie mocy z firmą PSE SA, która wybuduje również rozdzielnię 110/220 kV na terenie istniejącej rozdzielni Ec Żerań. Wybrano wykonawcę na realizację dostosowania i przyłączenia istniejących urządzeń Ec Żerań do nowej rozdzielni 110 kV PSE SA (zakres wynika z umowy przyłączeniowej). W październiku 2015 r. podpisano aneks do umowy przyłączeniowej z OGP Gaz-System SA, na mocy którego gazociąg będzie realizowany przez OGP Gaz-System SA w oparciu o specyfikację na podstawie dokumentacji projektowej dostarczonej przez PGNiG TERMIKA. Podpisano umowę na przebudowę układu wody chłodzącej Ec Żerań. Przeprowadzono negocjacje i opublikowano ostateczną treść SIWZ na dostawę i montaż bloku. Termin złożenia ofert ostatecznych to koniec marca 2016 r.

Przebudowa kotła K1 na kocioł biomasy w Ec Siekierki

W 2015 r. zakończone były prace budowlano-montażowe na obiektach rozładunku, magazynowania i podawania biomasy oraz na urządzeniach i instalacjach pomocniczych oraz elektrycznych na kotle. Prowadzone były prace rozruchowe na kotle i instalacji biomasy. Zakończono prace nad projektem wykonawczym. Uzyskano pozwolenie zamienne na budowę i pozwolenie na użytkowanie Instalacji. Przeprowadzono suszenie obmurza, odbiory UDT kotła. Wytworzono energię elektryczną do uzyskania zielonych certyfikatów. Złożono do URE wnioski o koncesję.

Przebudowa Ec Pruszków

Zakończono prace budowlane i instalacyjne oraz uruchomiono nową stację uzdatniania wody. Trwają prace nad zabudową cyklofiltra dla kotła K9. Rozstrzygnięto przetarg, podpisano umowę na budowę cyklofiltra dla kotła K7 oraz rozpoczęto prace rozbiórkowe i budowlane. Prowadzone są prace nad aktualizacją koncepcji przebudowy Ec Pruszków.



Urząd Dozoru Technicznego

Budowa kotłowni szczytowo-rezerwowej gazowo-olejowej w Ec Żerań

Ogłoszono przetarg na dostawę i budowę kotłowni. Odbyły się wizje lokalne dla Wykonawców. Termin składania ofert upłynął z końcem stycznia 2016 r.

Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli

W 2015 r. w ramach projektu „Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli”, realizowanego wspólnie z Tauron Polska Energia SA, kontynuowano montaż turbozespołu parowego i gazowego, prace budowlane i montażowe w pompowni wody chłodzącej oraz montaż tras kablowych, kabli, szynoprzewodów i oświetlenia. Wykonano próbę wodną kotła odzyskowego i kondensatora oraz zakończono prace budowlane na progu spiętrzającym na rzece San. We wrześniu 2015 r. nastąpiło spowolnienie tempa realizacji prac w następstwie awarii kanału żelbetowego.

W 2015 r. generalny wykonawca inwestycji, spółka Abener Energia SA, dopuścił się istotnych naruszeń zapisów zawartej umowy z Ec Stalowa Wola. W grudniu 2015 r. Ec Stalowa Wola wezwała ostatecznie wykonawcę do należytego wykonania kontraktu pod rygorem odstąpienia od niego. Wykonawca nie usunął wskazanych przez zamawiającego naruszeń w terminie, co w konsekwencji spowodowało podjęcie decyzji zamawiającego o odstąpieniu od kontraktu. Ec Stalowa Wola wezwie generalnego wykonawcę do przystąpienia do inwentaryzacji inwestycji, na podstawie której wraz z zewnętrznym doradcą, TAURON Polska Energia SA, PGNiG oraz bankami finansującymi przygotowuje szczegółowy plan kontynuacji i zakończenia projektu.

Perspektywy rozwoju

Strategia

Zarząd PGNiG w listopadzie 2015 r. przyjął informację dotyczącą Strategii PGNiG TERMIKA do 2022 r. W ramach wdrażania tej strategii został zakończony proces operjonalizacji polegający na określeniu planów operacyjnych, zadań oraz osób odpowiedzialnych za ich realizację dla wszystkich inicjatyw, które zostały określone w nowej strategii PGNiG TERMIKA. Strategia PGNiG TERMIKA do 2022 r. jest naturalną i logiczną konsekwencją strategii przyjętej na lata 2014-2022 w Grupie PGNiG oraz jest odpowiedzią na wyzwania i ryzyka rynkowe stojące przed spółką w perspektywie 2022 r.

Przed PGNiG TERMIKA stoi szereg wyzwań natury rynkowej i regulacyjnej oraz konieczność realizacji programu modernizacji w celu dostosowania do nowych wymagań środowiskowych i zwiększenia potencjału produkcyjnego. Spółka dostrzega również nowe okazje biznesowe, które można wykorzystać do wzrostu jej wartości i rozszerzenia działalności poza obszar Warszawy. Dlatego zamierza aktywnie działać na rynku, planując ekspansję geograficzną, czyli zakup systemów ciepłowniczych i rozwój działalności wytwórczej poza Warszawą. Wzrost wartości spółki będzie realizowany w oparciu o programy inwestycyjne ukierunkowane na budowę nowych, efektywnych kosztowo mocy wytwórczych zapewniających dywersyfikację paliwową oraz modernizację istniejących źródeł przy zastosowaniu niskiemisyjnych technologii. Aktywności z obszarów strategii spółki zostały zdefiniowane jako inicjatywy strategiczne oraz inicjatywy operacyjne.

Inicjatywy do wdrożenia w horyzoncie strategii:

1. Utrzymanie pozycji wiodącego producenta ciepła na rynku warszawskim.
2. Realizacja planu inwestycyjnego w celu osiągnięcia poprawy rentowności i dywersyfikacji portfela paliwowego.
3. Przejęcie zarządzania aktywami wytwórczymi w Grupie oraz realizacja projektów w oparciu o gaz kopalniany i pozasystemowy.
4. Wiodąca rola we współtworzeniu regulacji w sektorze ciepłownictwa oraz systemu wsparcia dla kogeneracji.
5. Nowy obszar rozwoju:
 - zakup systemów ciepłowniczych,
 - rozwój działalności wytwórczej poza Warszawą.
6. Optymalizacja kosztów O&M.
7. Wdrożenie Programu Poprawy Efektywności i sprzedaż aktywów *non-core*.
8. Rozwój działalności tradingowej – budowa kompetencji w zakresie OTH oraz strategii zakupu paliw.
9. Optymalizacja procesów biznesowych i dostosowanie do nich systemów IT.
10. Budowanie zaangażowania pracowników i rozwoju umiejętności menadżerskich.

Aspiracje PGNiG TERMIKA SA do 2022 r.

1. Osiągnięcie 1 mld EBITDA w 2020 r.
2. Realizacja Planu Inwestycyjnego zapewniającego dostosowanie majątku wytwórczego do obecnych i przyszłych wymagań środowiskowych.
3. Wiodące miejsce w Polsce wśród przedsiębiorstw ciepłowniczych pod względem posiadanej infrastruktury sieciowej.
4. Bycie moderatorem zmian regulacyjnych i rynkowych w sektorze.
5. Osiągnięcie benchmarków rynkowych efektywności organizacji w Polsce.

CAPEX dla segmentu

Planowane na najbliższe lata nakłady inwestycyjne obejmują wydatki związane z działalnością rozwojową, dostosowaniem do wymogów środowiskowych oraz modernizacją istniejącego majątku. W obszarze projektów rozwojowych głównymi projektami są budowa bloku gazowo-parowego w Ec Żerań z przewidywanym terminem zakończenia w 2019 r. oraz zakończenie w 2016 r. przebudowy na biomasę kotła K1 w Ec Siekierki.

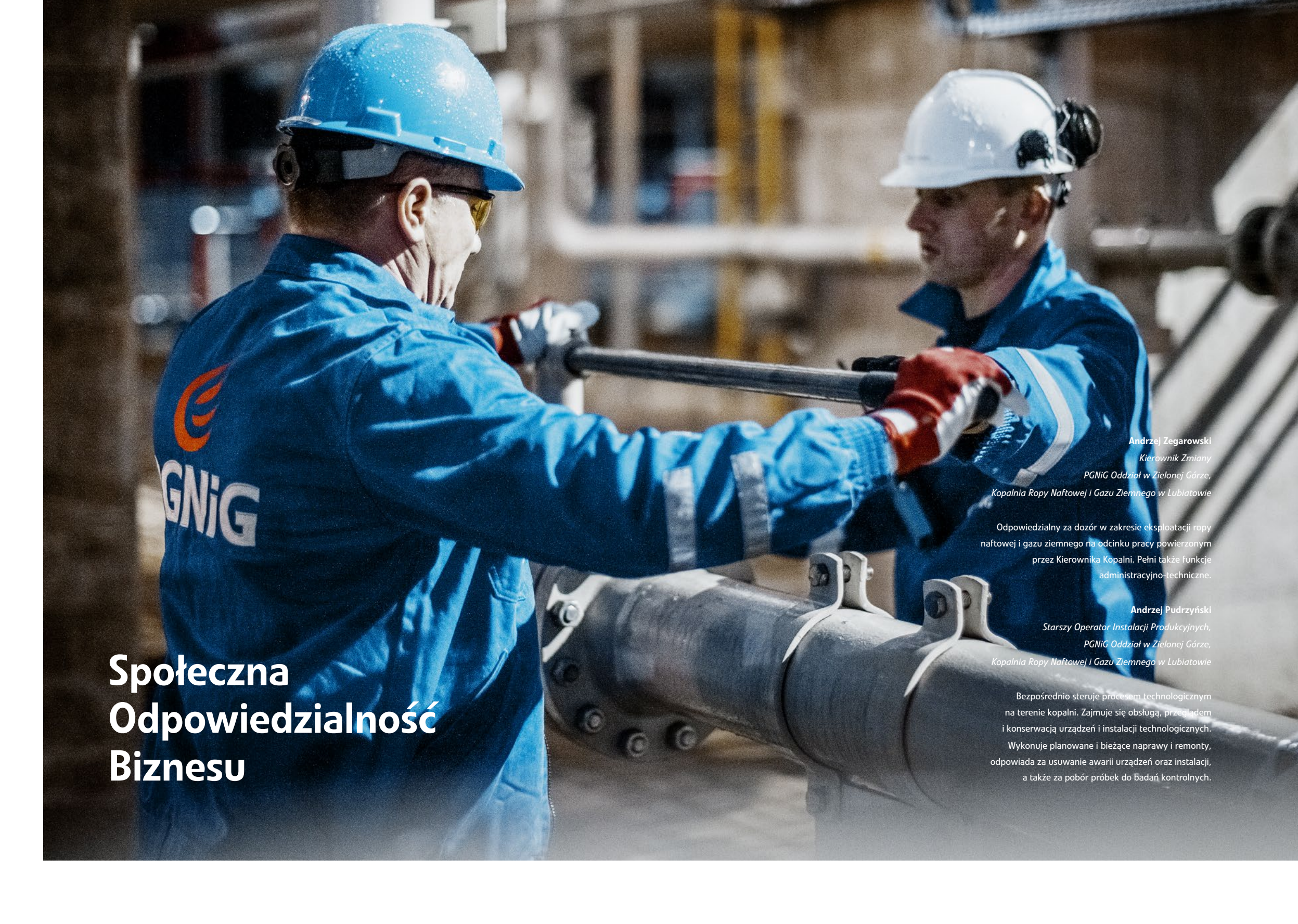
W obszarze działań związanych z ochroną środowiska głównymi zadaniami są: budowa instalacji odsiarczania i odazotowania spalin kotła K2 w Ec Siekierki z terminem zakończenia w 2017 r., realizacja programu odazotowania spalin kotłów wodnych w Ec Siekierki do końca 2016 r. oraz modernizacja odpylaczy kotłów fluidalnych KFA i KFB w Ec Żerań realizowana w latach 2013-2016.

Główne wydatki związane z modernizacją istniejącego majątku obejmują modernizację kotłów w C Wola, modernizację Ec Pruszków, modernizację kotłów i turbozespołów w Ec Siekierki, modernizację rozdzielni elektrycznych, modernizację układów technologicznych i części ciśnieniowych oraz wydatki związane z remontami kapitalizowanymi urządzeń w Ec Żerań i Ec Siekierki.

O&M – (ang. Operation and maintenance cost) koszty operacyjne i utrzymania

OTH – Obrót Towarami Hurtowymi





Spółeczna
Odpowiedzialność
Biznesu

Andrzej Zegarowski

Kierownik Zmiany

PGNiG Oddział w Zielonej Górze,

Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziarnego w Lubiatowie

Odpowiedzialny za dozór w zakresie eksploatacji ropy naftowej i gazu ziemnego na odcinku pracy powierzonym przez Kierownika Kopalni. Pełni także funkcje administracyjno-techniczne.

Andrzej Pudrzyński

Starszy Operator Instalacji Produkcyjnych,

PGNiG Oddział w Zielonej Górze,

Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziarnego w Lubiatowie

Bezpośrednio steruje procesem technologicznym na terenie kopalni. Zajmuje się obsługą, przeglądem i konserwacją urządzeń i instalacji technologicznych. Wykonuje planowane i bieżące naprawy i remonty, odpowiada za usuwanie awarii urządzeń oraz instalacji, a także za pobór próbek do badań kontrolnych.

Spółeczna odpowiedzialność biznesu



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



Podziemne Magazyny Gazu – 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.



ETS – wspólnotowy rynek uprawnień do emisji dwutlenku węgla

Etyka

Wiarygodność, odpowiedzialność, partnerstwo i jakość to najważniejsze wartości, jakie PGNiG wybrało w procesie tworzenia **Kodeksu Etyki Pracowników PGNiG**. Te wartości zawsze były bliskie pracownikom PGNiG – są bowiem integralną częścią wciąż istotnego we współczesnej działalności PGNiG etosu górniczego, definiującego tradycję Spółki. Kodeks Etyki, będący elementem całościowego programu etycznego, przedstawia konkretne zasady postępowania pracowników, które wynikają z deklarowanych wartości i zgodne są z najlepszą praktyką światową w branży.

W strukturze Centrali PGNiG funkcjonuje Pełnomocnik ds. Etyki oraz Komitet ds. Etyki składający się z dyrektorów kluczowych obszarów. Do Pełnomocnika ds. Etyki zwracają się pracownicy w przypadku wątpliwości lub naruszeń. Prowadzi on blog etyczny, na którym regularnie podejmuje dyskusje na tematy związane nie tylko z wyzwaniami etycznymi. Także spółki Grupy PGNiG posiadają swoje kodeksy oraz pełnomocników ds. etyki.

Ze względu na charakter działalności i misję Grupy PGNiG, poza Kodeksem Etycznym, przyjęto również „**Kodeks odpowiedzialnego pozyskiwania gazu z łupków i ropy naftowej PGNiG**”. Dokument ten wyznacza standardy postępowania dla podmiotów z grupy, które działają w obszarze poszukiwania i wydobywania węglowodorów. Poza samymi zasadami współpracy z lokalną społecznością na terenach prowadzonej działalności

zorganizowano w nim przykłady dobrych praktyk w tym zakresie.

W 2015 r. rozpoczęły się także szkolenia w zakresie polityki antymobbingowej i innych tematów etycznych dla zarządów i menedżerów oddziałów oraz spółek grupy.

Ochrona środowiska

Likwidacja odwiertów i kopanek

Zgodnie z ustawą Prawo geologiczne i górnicze PGNiG zobowiązane jest do likwidacji wyeksploatowanych wyrobisk górniczych, usunięcia zagrożenia i szkód wyrządzonych działalnością górniczą oraz do przywrócenia terenu do stanu sprzed rozpoczęcia działalności górniczej. Przez likwidację odwiertów i kopanek zapobiega się wyciekom ropy naftowej oraz gazu ziemnego na powierzchnię oraz do cieków wodnych. Ponadto nielikwidowane odwierty gazowe stwarzają możliwość nagromadzenia się ulatniającego gazu, co stwarza zagrożenie wybuchem pożaru. W 2015 r. zlikwidowano 51 odwiertów i 41 kopanek.

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla (EU ETS)

W 2015 r. w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂ uczestniczyły instalacje: PGNiG TERMIKA (Ec Siekierki, Żerań i Pruszków oraz ciepłownia Kawęczyn i Wola), oddziały PGNiG w Odolanowie (tłocznia gazu oraz kotłownia i podgrzewacze technologiczne), Zielonej Górze (KRNiGZ LMG, PMG Wierzchowice oraz kotłownia

i instalacja technologiczna KRNiGZ Dębno) oraz KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo. W 2015 r. emisja CO₂ z powyższych instalacji wyniosła 5 560,5 tys. ton, a w 2014 r. – 5 788,8 tys. ton. Po zbilansowaniu wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami i umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2014 r. wykazano niedobór 2 152,8 tys. ton CO₂ wolnych jednostek emisji. Brakującą ilość uprawnień do emisji CO₂ pokryto z rezerwy uprawnień zgromadzonych na rachunkach instalacji należących do Grupy PGNiG (niewykorzystany darmowy przydział z lat ubiegłych) oraz z zakupu na giełdzie *ICE Futures Europe (Intercontinental Exchange Futures Europe)*.

W obecnym okresie rozliczeniowym (lata 2013-2020) przydziały darmowych uprawnień do emisji CO₂ tylko w części pokrywają rzeczywistą emisję. Przydziały te z roku na rok będą systematycznie maleć, aż do zerowych w 2027 r.

Rekultywacje i badania na majątku nieprodukcyjnym

Zgodnie z ustawą Prawo ochrony środowiska PGNiG prowadzi prace badawczo-rozpoznawcze i rekultywacyjne na obszarach zanieczyszczonych wskutek przeszłej działalności (m.in. gazownictwa klasycznego) w celu przywrócenia nieruchomości do stanu określonego standardami jakości środowiska. W 2015 r., ze względu na zmiany w ww. ustawie, została wykonana powtórna kwalifikacja poszczególnych nieruchomości do przeprowadzenia rekultywacji, badań uzupełniających czy też monitoringu.

Ochrona środowiska w działalności wiertniczej

Prace wiertnicze realizowane w poszukiwaniu i wydobywaniu węglowodorów oddziałują na środowisko na obszarze swojego działania. Wiercenie otworów powoduje czasową zmianę charakteru gruntu, zwiększoną emisję gazów i spalin oraz natężenia hałasu, a także wytwarzanie odpadów.

W celu ochrony powierzchni ziemi urządzenia wiertnicze instalowane są na szczelnie izolowanym podłożu, a wszelkie powstające odpady wydobywcze oraz ścieki bytowe gromadzone są w szczelnych zbiornikach i sukcesywnie przekazywane do zagospodarowania uprawnionym podmiotom. Zbiorniki na olej napędowy przechowywane są w specjalnych kontenerach. Emisja gazów i spalin do atmosfery ograniczana jest przez utrzymywanie wysokiej sprawności silników urządzeń wiertniczych i stosowanie do ich napędu paliwa dobrej jakości. Natężenie hałasu

zmniejszane jest przez eksploatację nowej generacji urządzeń. W celu minimalizacji ilości odpadów wydobywczych stosowane są m.in. urządzenia pozwalające na odzysk płuczki wiertniczej. Natomiast ilość odpadów związanych z eksploatacją instalacji (urządzeń wiertniczych) obniżana jest przez stosowanie nowoczesnych, o wydłużonym czasie używania, olejów silnikowych, przekładniowych i smarowych.

W 2015 r. w ramach przedsięwzięć ograniczających wpływ działalności wiertniczej na środowisko spółka Exalo Drilling SA poniosła nakłady w wysokości ok. 1,3 mln zł.

Wpływ budowy KPMG Kosakowo na środowisko

Jednym z procesów budowy komór magazynowych kawernowego podziemnego magazynu gazu Kosakowo jest wyplukiwanie (ługowanie) soli z pokładów soli kamiennej. W trakcie tego procesu powstaje solanka, która odprowadzana jest do wód Zatoki Puckiej w rejonie Mechelinek rurociągiem z wylotem z dyfuzorami zlokalizowanym w odległości 2 300 m od brzegu w ilości (średnim natężeniu przepływu) Q_{śr h} = 300 m³/h, Q_{śr d} = 7 200 m³/d i o stężeniu 250 kg soli/m³. Ługowanie komór w KPMG Kosakowo zostało rozpoczęte we wrześniu 2010 r., a zakończenie zaplanowane jest do 2021 r.

W otoczeniu KPMG Kosakowo prowadzony jest monitoring lądowy i morski w celu oceny wpływu realizowanego przedsięwzięcia na środowisko. Wykonywany jest on zgodnie z programem monitoringu środowiska (z maja 2009 r.) i programem kontrolnym – podstawowym i awaryjnym dla KPMG Kosakowo (z kwietnia 2014 r.). W ramach powyższych programów prowadzone są monitoringi: wód podziemnych i powierzchniowych, gruntu (gleby), przemieszczeń pionowych powierzchni ziemi, stanu technicznego i prawidłowej pracy instalacji zrzutowej solanki KPMG Kosakowo oraz oddziaływania zrzucanej solanki na środowisko Zatoki Puckiej. Ponadto prowadzony jest monitoring szczelności magazynu, polegający na badaniu powietrza glebowego w wybranych punktach. Z przeprowadzonych dotychczas badań i obserwacji wynika, że działalność KPMG Kosakowo nie wpływa negatywnie na otaczające środowisko. Monitoring realizowany jest przez dwa niezależne ośrodki – Instytut Morski w Gdańsku i Instytut Budownictwa Wodnego Polskiej Akademii Nauk w Gdańsku oraz służby KPMG Kosakowo.

Ochrona środowiska – emisja CO₂, biomasa

W 2015 r. zakłady PGNiG TERMIKA wyemitowały 5 404 tys. ton CO₂ rozliczanych w Europejskim Systemie Handlu gazami ciepłarnianymi. Spadek w stosunku do poziomu z lat ubiegłych (ok. 6 mln ton) wynikał ze spadku produkcji spowodowanej czynnikami pogodowymi.

W 2015 r. Zakłady PGNiG TERMIKA SA wyemitowały:

- 11,6 tys. ton SO₂,
- 6,0 tys. ton NO_x,
- 0,6 tys. ton pyłu.

W 2015 r. w PGNiG TERMIKA zostały współspalone 9 393 tony biomasy (Ec Żerań) i spalono 6 409 ton biomasy (Ec Siekierki). Zastosowanie biomasy jako paliwa do produkcji energii pozwoliło w 2015 r. na redukcję emisji CO₂ o 14 420 ton.

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 kluczowym zasobem, dzięki któremu Grupa może świadczyć swoim Klientom usługi najwyższej jakości. W celu zapewnienia konkurencyjności i innowacyjności działalności biznesowej PGNiG, pracownicy Grupy mają możliwość stałego rozwoju i podnoszenia swoich kwalifikacji. Wynikiem takiego podejścia do zarządzania zasobami ludzkimi jest zwiększanie efektywności pracy.

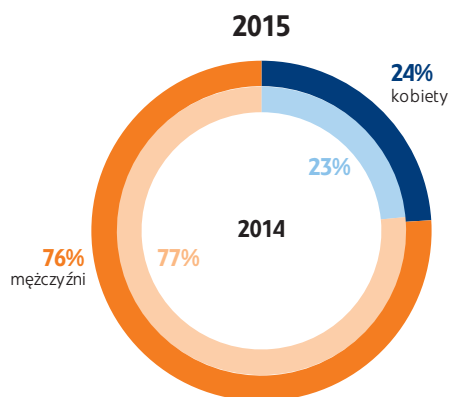
W 2015 r. w Grupie PGNiG zatrudnionych było 25 419 osób. Oznacza to zmianę zatrudnienia w stosunku do roku ubiegłego o 3 577 osób, kiedy to w Grupie pracowało 28 996 osób.

Zatrudnienie Grupy PGNiG na koniec 2015 r. według segmentów

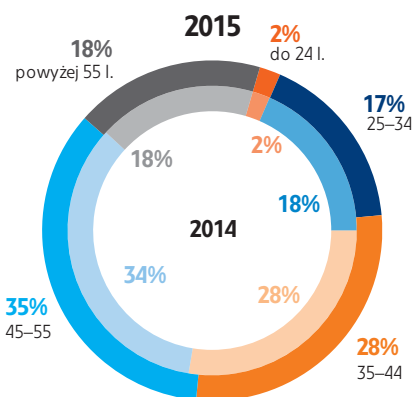
liczba osób

	2015	2014	2013	2012	2011
Centrala PGNiG	675	689	606	617	838
Poszukiwanie i Wydobywanie	8 903	10 221	10 754	10 990	12 054
Obrót i Magazynowanie	2 787	3 240	3 464	3 780	3 841
Dystrybucja	10 678	12 173	13 050	13 255	13 865
Wytwarzanie	1 071	1 068	1 066	1 069	–
Pozostała działalność	1 305	1 605	1 990	2 327	2 185
Razem	25 419	28 996	30 930	32 038	32 783

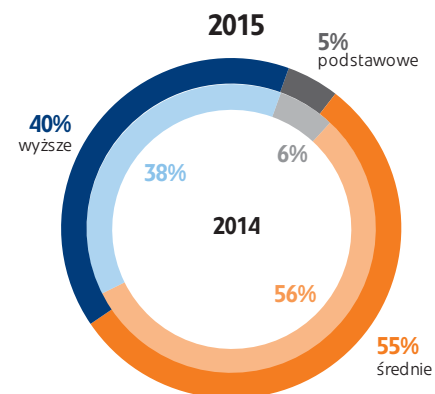
Płeć pracowników



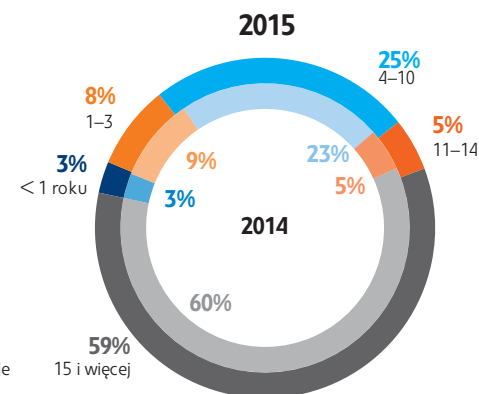
Wiek pracowników



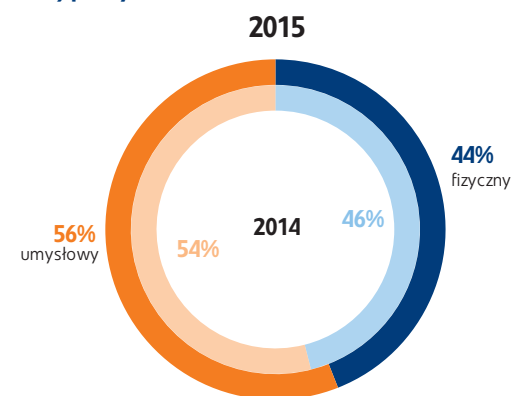
Wykształcenie pracowników



Staż pracy w GK PGNiG



Rodzaj wykonywanej pracy



Rozwój

Inwestycje w zasoby ludzkie sprzyjają realizacji planów przedsiębiorstwa, pozwalają także urzeczywistniać indywidualne aspiracje poszczególnych pracowników. Kluczową rolę w procesie rozwoju zasobów ludzkich odgrywa system zarządzania szkoleniami. Osoby zatrudnione w Grupie PGNiG mają możliwość podwyższania swoich kwalifikacji zawodowych poprzez udział w szkoleniach, studiach podyplomowych, branżowych konferencjach, seminariach lub sympozjach, a także odbywając praktyki zawodowe.

W zależności od zakresu obowiązków na zajmowanym stanowisku oraz indywidualnych potrzeb, pracownicy mogą brać udział w szkoleniach dotyczących wszelkich aspektów szeroko rozumianego nowoczesnego funkcjonowania przedsiębiorstwa,

np. ryzyka, analizy otoczenia prawnego, zagadnień związanych z obsługą klienta. Ważnym elementem procesu kształcenia jest udział pracowników w szkoleniach dotyczących tzw. miękkich aspektów funkcjonowania w organizacji i zarządzania, takich jak np. komunikacja, współpraca w grupie, zarządzanie zespołem czy zarządzanie zadaniami.

Prowadzone są także projekty rozwojowe, mające na celu nabycie kompetencji oraz wzmocnienie praktycznych umiejętności pracowników w zakresie zarządzania zasobami ludzkimi.

W 2015 r. realizowana była kolejna edycja Akademii Menadżera, która w pierwszym etapie funkcjonowania (2013 r.) była projektem polegającym na przybliżeniu kadry menadżerskiej PGNiG siedmiu kompetencji dobrego przywództwa.

Więcej informacji o programach rozwoju kapitału ludzkiego: www.pgnig.pl/pgnig/fundusze-ue/rozwoj-kapitalu-ludzkiego-pgnig-sa

Kolejna odsłona Projektu została zorganizowana jako element wspierający menadżerów w realizacji celów wynikających z „Długoterminowej strategii budowania wartości GK PGNiG na lata 2014-2022” poprzez:

- identyfikację potencjału, postaw i kompetencji wyższej kadry menedżerskiej w kontekście zarządzania ludźmi podczas realizacji projektów strategicznych Grupy PGNiG;
- rozpoznanie obszarów i wskazanie kierunków do rozwoju w zakresie zarządzania zasobami ludzkimi;
- zmianę kultury organizacyjnej, rozumianej jako poprawa komunikacji i współpracy dzięki dostarczeniu menedżerom informacji, m.in. o ich stylu zarządzania.

W ramach ubiegłorocznej edycji przeprowadzone zostały sesje Development Center dla 37 osób, a kolejnym etapem były szkolenia z przywództwa sytuacyjnego. Rozbudowana oferta szkoleniowa daje pracownikom Grupy PGNiG szansę na rozwój oraz podnoszenie kwalifikacji zawodowych, a firmie przynosi wymierne korzyści w postaci zwiększonej efektywności pracy. Rozwój zasobów ludzkich przekłada się na wzrost wartości Grupy PGNiG, pozytywnie ocenianej przede wszystkim przez inwestorów oraz klientów, a także będącej pożądanym pracodawcą wśród przyszłych pracowników.

Największy pracodawca

Grupa PGNiG z najwyższą starannością wypełnia wszystkie powinności wobec pracowników, a także członków ich rodzin. Dotyczą one głównie działalności socjalno-bytowej, ochrony zdrowia oraz grupowego ubezpieczenia na życie i obejmują m.in.:

- organizację oraz dofinansowanie wypoczynku krajowego i zagranicznego dla pracowników oraz ich dzieci;
- pomoc finansową i rzeczową dla rodzin znajdujących się w najtrudniejszej sytuacji materialnej i zdrowotnej;
- zwrotną pomoc finansową na cele mieszkaniowe;
- organizację oraz dofinansowanie różnych form aktywnego wypoczynku (sport, rekreacja i kultura);
- dofinansowanie niepublicznej opieki medycznej dla pracowników i ich rodzin;
- grupowe ubezpieczenie na życie dla pracowników i ich rodzin.

Ocena pracy

W 2011 r. uruchomiony został w PGNiG System Oceny Pracy. System został stworzony w ramach inicjatywy „Wdrożenie nowego modelu zarządzania GK PGNiG” z „Programu budowania wartości Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2009-2015”. W celu dopasowania Systemu Oceny Pracy do dynamicznej sytuacji rynkowej, w 2014 r. system został zmodyfikowany. Wdrożono zmiany dostosowujące zarówno zasady oceny, jak i aplikację wspomagającą proces oceny, do bardziej efektywnego wsparcia menadżerów w realizacji stawianych im celów strategicznych. Jasność i przejrzystość kryteriów, prostota i powszechność systemu oraz cykliczność realizowanego procesu oceny to najważniejsze elementy charakteryzujące funkcjonujący w PGNiG system.

W 2015 r. przeprowadzony został pilotażowy projekt oceny kompetencji menedżerskich metodą 360° dla TOP kadry menedżerskiej. Projekt został zrealizowany w ramach jednego z priorytetów Strategii Grupy PGNiG na lata 2014-2022, tj. doskonalenia polityki personalnej naszej firmy.

Bezpieczeństwo pracy

Pracodawca, który świadomie inwestuje w bezpieczeństwo i higienę pracy w swojej firmie, posiada wiedzę, że podejmując te działania nie tylko zapobiega wypadkom, chorobom zawodowym i poważnym awariom przemysłowym, ale także buduje pozytywny wizerunek swojej firmy, co znacząco wpływa na jej sukces.

Pracodawca ma obowiązek chronić życie i zdrowie pracowników, wykorzystując najnowsze osiągnięcia nauki i techniki, w tym dorobek ergonomii, socjologii, psychologii, medycyny pracy oraz zasady dobrej praktyki.

Problem ochrony pracownika w procesie pracy ma nie tylko aspekt humanitarny, ale również ekonomiczny. Człowiek w trakcie wykonywania pracy narażony jest na zagrożenia wynikające nie tylko z samej pracy, ale również z oddziaływania warunków środowiska, w którym pracuje. Wskutek tego odczuwanie przez niego uciążliwości pracy będzie tym niższe, a jej efektywność tym wyższa, im bardziej sprzyjające będą warunki, w których ona przebiega.

Najważniejsze jest jednak określenie, jak znaczące zagrożenia dla zdrowia i życia występują w miejscu pracy i czy zapobiega się im przy pomocy właściwych i wystarczających środków zaradczych. Narzędziem służącym do tych działań jest ocena ryzyka zawodowego na stanowisku pracy.

Na podstawie tej oceny podejmowane są działania ochronne i zapobiegawcze, m.in. w formie ochron zbiorowych, modernizacji sprzętów i urządzeń, remontów i modernizacji pomieszczeń, szkoleń specjalistycznych i badań profilaktycznych pracowników, wdrażania systemów zarządzania bezpieczeństwem i higieną pracy, opracowywania instrukcji i procedur, doboru środków ochrony indywidualnej – w celu eliminacji bądź ograniczenia zagrożeń.

W wymiarze ekonomicznym realizacja przedsięwzięć zawartych w ocenie ryzyka zawodowego wpływa na wydajność pracy, wielkość produkcji, składki ubezpieczeniowej, kosztów wypadków przy pracy, itp.

Działalność w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy to nie tylko przepisy podstawowe, ale także szczegółowe akty prawne, takie jak: prawo geologiczne i górnicze, prawo budowlane czy ustawa o ratownictwie górniczym oraz akty prawne dotyczące ochrony przeciwpożarowej, środowiska, itp. Ich całościowa znajomość pozwala na zapewnienie optymalnych warunków pracy i ciągłe ich doskonalenie.

Wszystkie wyżej wymienione elementy, wynikające z przepisów prawa, znajdują odzwierciedlenie w polityce bezpieczeństwa i higienie pracy realizowanej w Grupie PGNiG, zarówno przez Zarząd, jak i każdego pracownika.

Ponadto w celu spełnienia najwyższych światowych wymagań pozyskiwania nowych kontraktów i kontrahentów oraz doskonalenia i współpracy z podmiotami zagranicznymi, funkcjonuje Operatorski System Bezpieczeństwa HSE (z ang. Health, Safety and Environment). Polega on na ochronie zdrowia pracowników, zapewnieniu bezpiecznych warunków pracy oraz trosce o środowisko. Funkcjonowanie Systemu Bezpieczeństwa HSE jest niemuśzonym prawnie, dobrowolnym działaniem firmy, wyprzedzającym zobowiązania i regulacje prawne. W roku 2015 na podstawie Uchwały nr 15/2015 Zarządu PGNiG SA rozpoczęto prace dotyczące budowy i wdrożenia zintegrowanego w całej spółce „Systemu Zarządzania Jakością, Bezpieczeństwem Pracy, Ochroną Zdrowia i Środowiska – QHSE w PGNiG SA” celem utrzymania najwyższego poziomu bezpieczeństwa pracowników, społeczności lokalnych oraz ochrony środowiska poprzez prowadzenie operacji w sposób bezpieczny oraz z minimalizowaniem ryzyka. Przewiduje się, że wdrożenie przedmiotowego systemu nastąpi w roku 2016.

Staże i praktyki

W ramach organizacji praktyk absolwenckich oraz staży w 2015 r. PGNiG przyjęło na praktyki laureatów konkursu Grasz o Staż, programu stażowego Ministerstwa Skarbu Państwa „Budujemy wartość polskiej gospodarki. Pracuj dla nas!”, a także wybranych studentów Akademii Ekonomicznej w Krakowie.

Ponadto od czterech lat w PGNiG realizowany jest własny program edukacyjny „GeoTalent”, który został stworzony z myślą o studentach uczelni technicznych, zainteresowanych pracą w branży oil&gas. W ramach tego programu PGNiG m.in. organizuje w okresie wakacyjnym płatne praktyki absolwenckie w obszarze poszukiwań, eksploatacji oraz wydobycia.

Równolegle w II połowie 2015 r. rozpoczęto przygotowania nowego projektu, mającego na celu pozyskanie talentów spoza organizacji. Będzie on skierowany do najlepszych studentów i absolwentów wybranych uczelni technicznych i ekonomicznych, którym zostaną zaoferowane płatne, kilkumiesięczne staże w Spółce. Projekt ma wzmocnić potencjał kadrowy w innych niż poszukiwanie i wydobycie obszarach biznesowej działalności Spółki.

Oferowane przez PGNiG praktyki oraz staże są atrakcyjnym sposobem na zdobycie doświadczenia zawodowego i nowych umiejętności, zapoznanie się ze specyfiką pracy w branży, a także dają szansę zatrudnienia i pozostania w Grupie PGNiG. Spółki należące do Grupy PGNiG umożliwiają odbycie praktyk zawodowych, studenckich czy absolwenckich studentom wyższych uczelni z całej Polski.

Program edukacyjny GeoTalent



PGNiG jest organizatorem Programu Edukacyjnego GeoTalent, stworzonego z myślą o studentach zainteresowanych branżą oil&gas. Jego działania skierowane są do studentów czterech wydziałów Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie:

- Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska,
- Wiertnictwa, Nafty i Gazu,
- Geodezji Górniczej i Inżynierii Środowiska,
- Górnictwa i Geoinżynierii,

oraz studentów:

- Wydziału Nauk Geograficznych i Geologicznych Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu,



- Wydziału Geologii Uniwersytetu Warszawskiego.

W ramach programu organizowane są praktyki letnie, podczas których studenci pod nadzorem opiekunów merytorycznych zdobywają doświadczenie zawodowe oraz mają okazję zapoznać się ze specyfiką pracy w branży. W 2015 r., w ramach Programu Praktyk Letnich GeoTalent, 48 studentów odbyło płatne praktyki w Oddziale Geologii i Eksploatacji oraz Oddziałach w Zielonej Górze, Sanoku i Odolanowie.

W ramach Programu GeoTalent realizowany jest corocznie konkurs wiedzy branżowej. W 2015 r. objął on 7 dziedzin (geologia, geofizyka, wiertnictwo, inżynieria złożowa, geodezja i kartografia w górnictwie,

kartografia geologiczna + GIS, ochrona środowiska) i wzięło w nim udział 50 studentów, którzy zmierzili się z zadaniami praktycznymi oraz testem wiedzy.

Ważnym elementem programu jest dzielenie się wiedzą specjalistyczną ze studentami. Dzięki zaangażowaniu Mentorów – pracowników PGNiG – w 2015 r. zorganizowano 14 warsztatów specjalistycznych oraz 4 warsztaty miękkie, w których łącznie wzięło udział niemal 600 osób. Poprzez bezpośredni kontakt ze specjalistami studenci mieli możliwość skonfrontowania wiedzy zdobytej na studiach z realiami branży na przykładzie projektów realizowanych przez PGNiG SA.

Uczestnicy Programu GeoTalent mają ponadto możliwość wzięcia udziału w wyjazdach edukacyjnych.

Realizacja Programu wspierana jest przez Ambasadorów GeoTalent – wybranych studentów uczelni partnerskich, którzy promują Program GeoTalent oraz wizerunek PGNiG jako dobrego pracodawcy w środowisku studenckim, a także mają możliwość zrealizowania w ramach Programu własnych inicjatyw, takich jak np. GeoTurniej – drużynowy konkurs wiedzy z branży oil&gas, w którego pierwszej edycji, przeprowadzonej w 2015 r., wzięło udział 79 trzyosobowych zespołów.

Rekrutacja

W PGNiG w pierwszej kolejności obowiązuje rekrutacja wewnętrzna. Pozwala to w pełni wykorzystać potencjał zatrudnionych w PGNiG pracowników, a ponadto stanowi środek motywujący do bardziej efektywnej pracy i rozwijania własnych talentów. W przypadku konieczności pozyskania pracownika o rzadkich kompetencjach przeprowadzana jest rekrutacja zewnętrzna.

Proces rekrutacji składa się z następujących etapów:

1. Selekcja aplikacji.
2. Postępowanie kwalifikacyjne z wybranymi kandydatami zaproszonymi na rozmowy oraz testy kompetencyjne.
3. Rozmowa kwalifikacyjna w celu zapoznania się z sytuacją zawodową kandydatów, dotychczasowym doświadczeniem, motywacją do podjęcia pracy.
4. Rozmowa z menedżerem komórki poszukującej pracownika, której wynikiem jest ostateczna decyzja odnośnie kandydata.

Dialog społeczny

Podstawą długofalowych relacji biznesowych i odnoszenia sukcesu jest prowadzenie działalności w taki sposób, by tworzyć wartość zarówno dla firmy, jak i jej wszystkich interesariuszy. PGNiG prowadzi działalność w wielu lokalizacjach w kraju i za granicą, bezpośrednio lub pośrednio oddziałującą na społeczności skupione wokół realizowanych inwestycji. Dlatego Grupa PGNiG stale dąży do budowania trwałych relacji i podejmowania współpracy z interesariuszami, także na poziomie lokalnym i regionalnym.

Społeczności lokalne są szczególnym interesariuszem PGNiG. Strategiczne podejście do zarządzania relacjami z tą grupą cechuje troska o odpowiadanie na realne potrzeby i oczekiwania indywidualnych środowisk, a także wspieranie ich rozwoju gospodarczego. W 2015 r. kontynuowano działania dialogowe związane z poszukiwaniem gazu z łupków na Pomorzu, spotykając się z władzami gmin, pełniąc dyżury informacyjne dla mieszkańców, a także spotykając się z nimi podczas sesji dialogowych otwartych.

Poprzez podejmowane lokalnie działania realizowany jest postawiony w strategii zrównoważonego rozwoju cel efektywnej, opartej na partnerskich zasadach i dialogu, współpracy z partnerami społecznymi. W budowaniu relacji ze społecznościami lokalnymi spełniane są wszelkie wymogi prawne nałożone przez ustawodawcę. W Polsce gwarancje praw społeczności lokalnej najpełniej realizuje Ustawa z dnia 3.10.2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko.

Więcej informacji o podejściu zarządczym do kwestii zrównoważonego rozwoju i do dialogu społecznego można znaleźć także w Raporcie Społecznym Grupy PGNiG 2014 „Odpowiedzialna energia”, w rozdziale: „Nasze podejście do zrównoważonego rozwoju”.

PGNiG wspiera polską piłkę ręczną

Współpraca PGNiG ze Związkiem Piłki Ręcznej w Polsce rozpoczęła się w 2010 roku. Piłka ręczna to dyscyplina, która na stałe wpisała się w zestawienie najbardziej popularnych dyscyplin w Polsce, zajmując bardzo mocne czwarte miejsce tuż za siatkówką czy piłką nożną (ARC Rynek i Opinia, styczeń 2015). PGNiG S.A. współpracuje z reprezentacją Polski, zarówno mężczyzn i kobiet, seniorów, jak i młodzieży.

Najważniejszym wydarzeniem w 2015 roku były Mistrzostwa Świata. Turnieje były emocjonujące dla kibiców do ostatniego dnia. Z Kataru szczyptorniści przywieźli brązowe medale. Reprezentacja kobiet na turnieju w Danii zajęła czwarte miejsce.



Rok 2015 przyniósł także sukcesy klubów PGNiG Superligi w rozgrywkach europejskich. Mistrz Polski Vive Tauron awansował do Final Four Ligi Mistrzów, ostatecznie drużyna z Kielc zajęła trzecie miejsce. Szczypiornistki Pogoni Baltica Szczecin dotarły do finału Pucharu EHF. Zawodnicy Azotów – Puławy zakończyli rywalizację w tym turnieju w ćwierćfinale.

Walka o tytuł Mistrza Polski PGNiG Superligi mężczyzn zakończyła się pewnym zwycięstwem drużyny Vive Tauron. Kieleccy szczypiornieści zajmowali pierwsze miejsce w tabeli po rundzie zasadniczej, w finale fazy pucharowej pokonali odwiecznego rywala ORLEN Wisłę Płock 3:0. W rywalizacji ligi kobiecej najlepszy okazał się klub MKS Selgros. Lublinianki w finale walki o tytuł Mistrza Polski PGNiG Superligi pokonały Vistal Gdynię.

Nadchodzące zmiany można było zaobserwować już podczas zawodów Final Four Pucharu Polski. Jako sponsor tytularny tych rozgrywek, PGNiG zadbał o to, aby widzowie na warszawskim Torwarze mieli zapewnione nie tylko maksimum sportowych emocji na parkiecie, ale także dobrze się bawili w przerwach meczowych. Zapewniliśmy szereg atrakcji, które angażowały do zabawy, zwłaszcza najmłodszych kibiców. Zdobywcą Pucharu Polski wśród mężczyzn został klub Vive Tauron Kielce, a wśród kobiet – Vistal Gdynia.

Piłka ręczna plażowa to dyscyplina, której popularność rośnie z roku na rok. To, co przyciąga kibiców na mecze, to widowiskowość zawodów. Drużyny są premiowane dodatkowymi punktami, jeżeli gol został zdobyty w ekwilibrystyczny sposób. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. zorganizowało serię turniejów PGNiG Polish Beach Handball Tour, których stawką był tytuł Mistrza Polski.

2015 rok to czas przygotowań do profesjonalizacji piłki ręcznej w Polsce. PGNiG Superliga to autorski system rozgrywek. PGNiG będąc Sponsorem Strategicznym Polskiej Piłki Ręcznej poprzez stworzenie ligi zawodowej i przeniesienie istniejących już rozwiązań światowych, znanych z NBA czy NHL, stawia sobie jako cel rozwój polskiej piłki ręcznej i zbudowanie rozgrywek na najwyższym poziomie. Organizacja meczów, profesjonalizacja klubów przez utworzenie spółek akcyjnych, nowe rozwiązania (jak Komisarz Ligi) oraz sama oprawa meczowa, będzie również przypominać widowiska zza Oceanu.

Fundacja PGNiG

Fundacja PGNiG imienia Ignacego Łukasiewicza została powołana w listopadzie 2004 roku przez PGNiG SA – jedynego założyciela i donatora.

Zakres działalności fundacji obejmuje szeroko rozumiane wspieranie dziedzictwa narodowego i kultury, ale także działania na rzecz nauki i edukacji w zakresie nauk podstawowych, technicznych oraz sportu. Fundacja stawia sobie również za cel propagowanie edukacji historycznej, budowanie tożsamości narodowej oraz działania na rzecz kultywowania pamięci o polskich bohaterach.

Szczególną rolę w obecnie realizowanych programach Fundacji stanowią:

- poznawanie historii ojczystej,
- edukacja i nauka – historyczna, techniczna,
- upowszechnianie sportu wśród dzieci i młodzieży,
- realizowanie projektów edukacyjnych dla dzieci i młodzieży,
- wspieranie szkół im. Ignacego Łukasiewicza,
- wspieranie działań kulturowo – historycznych poświęconych pamięci Żołnierzy Wyklętych.

W lutym 2016 roku Fundacja PGNiG rozpoczęła realizację nowego programu „Rozgrzewamy polskie serca”. PGNiG jako firma z polskim kapitałem zdecydowała zwiększeniu zaangażowania w działania na rzecz wspólnoty Polaków i historii ojczystej. Pod hasłem „Rozgrzewamy Polskie Serca” spółka PGNiG SA i Fundacja realizować będą programy w nowoczesny sposób podejmujące tematykę związaną z tożsamością, historią i patriotyzmem. Szczególną opieką Fundacji PGNiG objęty został temat Żołnierzy Wyklętych, bohaterów, o których milczano przez dziesięciolecia. W ramach programu wsparcie otrzymują weterani, organizowane będą projekty edukacyjne i kulturalne.



Spot telewizyjny
„Rozgrzewamy
Polskie Serca”



Koncert
„Niezlomnym –
honor” w TVP1



PGNiG
SPONSOR STRATEGICZNY
POLSKIEJ PIŁKI RĘCZNEJ



Sponsoring

PGNiG jako spółka odpowiedzialna społecznie od sześciu lat wspiera Polską Piłkę Ręczną. Spółka jako świadomy sponsor wspiera także **Superligę Mężczyzn** dla dynamicznego rozwoju dyscypliny i osiągnięcia profesjonalnych rozgrywek na najwyższym poziomie. Można śmiało powiedzieć, że PGNiG jest mecenasem piłki ręcznej w Polsce i przyczynia się do osiągania sukcesów. Polska Reprezentacja w Piłce Ręcznej w styczniu 2015 r. zdobyła srebrny medal Mistrzostw Świata rozgrywanych w katarskim Doha i uzyskała kwalifikację na XXXI Igrzyska Olimpijskie w Rio de Janeiro.

Poza samą działalnością sponsoringową Spółka prowadzi rozbudowaną komunikację w celu propagowania popularności piłki ręcznej. Dlatego celu powstał projekt „Kocham Ręczną”, a wraz z nim kanały social media na portalach społecznościowych Facebook, Twitter, YouTube oraz strona internetowa www.kochamreczna.pgnig.pl. Wszystkie kanały zrzeszają sympatyków popularnego „szczypiorniaka”, którzy otrzymują na bieżąco informacje o polskiej reprezentacji, ale także mogą brać udział w konkursach czy aktywnie komentować wydarzenia związane z kadrą narodową.

PGNiG dodatkowo angażuje się w szereg inicjatyw związanych z piłką ręczną. W 2015 r. za pośrednictwem **Fundacji PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza** rozpoczął się projekt pn. „Ośrodki Szkolenia Sportowego w Piłce Ręcznej” – program dofinansowania zadań związanych ze szkoleniem młodzieży uzdolnionej sportowo w piłce ręcznej

w ośrodkach działających ze wsparciem jednostek samorządu terytorialnego. Ideą projektu jest umożliwienie dostępu do aktywności fizycznej jak najszerszej grupie dzieci i młodzieży w wieku szkolnym, w celu zainteresowania ich piłką ręczną. Zajęcia prowadzone są przez wykwalifikowaną kadrę trenerską.

PGNiG od trzech lat angażuje się także w organizację eliminacji do Mistrzostw Polski w piłce ręcznej plażowej. Dyscyplina ta, poprzez swoją widowiskowość, zyskuje coraz większą rzeszę fanów oraz osób uprawiających ją w Polsce. W 2017 r. będzie to jedna z konkurencji, która rozegrana zostanie w ramach organizowanych we Wrocławiu Światowych Igrzysk Sportowych The World Games 2017.

PGNiG uczestniczy także w wielu przedsięwzięciach istotnych dla polskiej kultury i sztuki, zarówno w wymiarze ogólnopolskim, jak i lokalnym. Grupa PGNiG aktywnie udziela się w inicjatywach naukowych (kongresach, konferencjach, sympozjach) służących transferowi wiedzy. Współpracuje z uczelniami wyższymi, takimi jak: Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Politechnika Warszawska, Uniwersytet Gdański. Działalność sponsoringowa PGNiG opiera się na „Strategii sponsoringowej Grupy PGNiG 2015-2016” oraz „Zasadach zarządzania działaniami sponsoringowymi w Grupie PGNiG”. W najbliższym czasie Spółka planuje większą aktywność we wspieraniu projektów, które przybliżają społeczeństwu najnowszą historię Polski.

Zobacz również:
www.pgnig-superliga.pl

Zobacz również:
www.pgnig.pl/dzialania-spoeczne

PGNiG na giełdzie



Melania Walaszczyk

*Specjalista ds. Komunikacji,
PGNiG Centrala w Warszawie*

Zajmuje się organizacją eventów i konferencji spółki.

Marcin Piechota

*Starszy Specjalista ds. Relacji Inwestorskich,
PGNiG Centrala w Warszawie*

Odpowiada za kontakty z inwestorami, analitykami giełdowymi i akcjonariuszami oraz za przygotowywanie materiałów podsumowujących wyniki finansowe spółki. Zajmuje się realizacją obowiązków informacyjnych PGNiG jako spółki notowanej na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie.

PGNiG na giełdzie

Akcje PGNiG owocują stabilnym, długofalowym wzrostem. Wynika on ze zwiększającej się wartości firmy, która skutkuje zmianą ceny akcji oraz wypłatą dywidend. Od 2005 r. PGNiG jest filarem polskiej giełdy.

Pozycja na GPW

Od dnia debiutu, czyli 23 września 2005 r., papiery wartościowe PGNiG należą do najbardziej rozpoznawalnych i uznanych na warszawskiej giełdzie. Akcje Spółki wchodzi od 2005 r. w skład indeksu WIG20 oraz zajmują istotne z punktu widzenia polskiego rynku miejsce w regionalnych indeksach rynków rozwijających się (MSCI, FTSE), a także w jedynym indeksie firm odpowiedzialnych społecznie na GPW, czyli **RESPECT Index**. Do tego ostatniego PGNiG należy od początku jego istnienia, co zostało potwierdzone w dziewiątej edycji projektu. Od 1 czerwca 2015 r. PGNiG wchodzi w skład MSCI Global Sustainability Index, indeksu spółek o silnym profilu zrównoważonego rozwoju.

Analiza kursu akcji PGNiG w 2015 r.

Notowania PGNiG poruszały się w ramach od -6% do +56% od cen zamknięcia z 2014 r., podczas gdy indeks WIG20 był kwotowany w widełkach od -24% do +10%. Głównymi przyczynami tej zmienności kursu PGNiG były:

- pogłębiający się spadek cen ropy naftowej od lipca 2015 r.,
- spadek cen gazu na Towarowej Giełdzie Energii od kwietnia 2015 r.,
- pogłębiająca się liberalizacja rynku gazu w Polsce.

Kurs akcji PGNiG w trakcie całego roku kształtował się w zakresie od 4,20 do 6,95 zł. Początek roku charakteryzował się dużą zmiennością (cena baryłki ropy na giełdzie w Nowym Jorku spadła poniżej 50 USD, był to pierwszy taki spadek od kwietnia 2009 r.). W dniu 16 stycznia 2015 r. cena akcji osiągnęła roczne minimum 4,20 zł i rozpoczęła się trend wzrostowy, który podtrzymały znacznie lepsze od oczekiwań analityków wyniki finansowe za 2014 r., opublikowane 5 marca 2015 r. Rosnący o 47% wynik netto był skutkiem poprawy marży na sprzedaży gazu wysokometanowego oraz silnych operacyjnie wyników segmentu Dystrybucja. Pozytywnie przez inwestorów została odebrana również informacja z 16 kwietnia 2015 r., kiedy podczas Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia zapadła decyzja o wypłacie rekordowej wysokości dywidendy 1,18 mld zł (0,20 zł za akcję).

6 maja 2015 r. kurs akcji PGNiG wyniósł 6,59 zł i ustalił nowe maksimum od momentu szczytu z sierpnia 2013 r., kiedy kurs akcji wyniósł 6,55 zł. Kurs akcji utrzymały opublikowane 8 maja 2015 r. dane za pierwszy kwartał, w tym 7% wzrost wyniku EBITDA rok do roku. Efektywny operacyjnie kwartał wsparty niższe jednostkowo koszty gazu. 11% spadkowi ceny ropy w USD towarzyszył 22% wzrost kursu USD/PLN kwartał do kwartału. Następnie, 13 maja Spółka poinformowała o skierowaniu do Gazpromu wezwania na arbitraż, rozpoczynając tym samym przewidzianą **kontraktem jamalskim** procedurę arbitrażową warunków cenowych kontraktu długoterminowego na zakup gazu ziemnego z dnia 25 września 1996 r. Inwestorzy mogli wkalkulować w cenę porozumienie z Gazpromem

przewidując jednorazową kompensatę, podobną do otrzymanej w 2013 r., i nadal kupowali akcje PGNiG. W obszarze czynników makroekonomicznych, które pomogły kursowi akcji PGNiG, trzeba pamiętać o widocznej w 1. półroczu dobrej koniunkturze na akcjach rynków rozwijających się oraz o względnej słabości innych sektorów tworzących indeks WIG20 na GPW (banki i kryzys frankowy, spółki energetyczne a sektor węglowy).

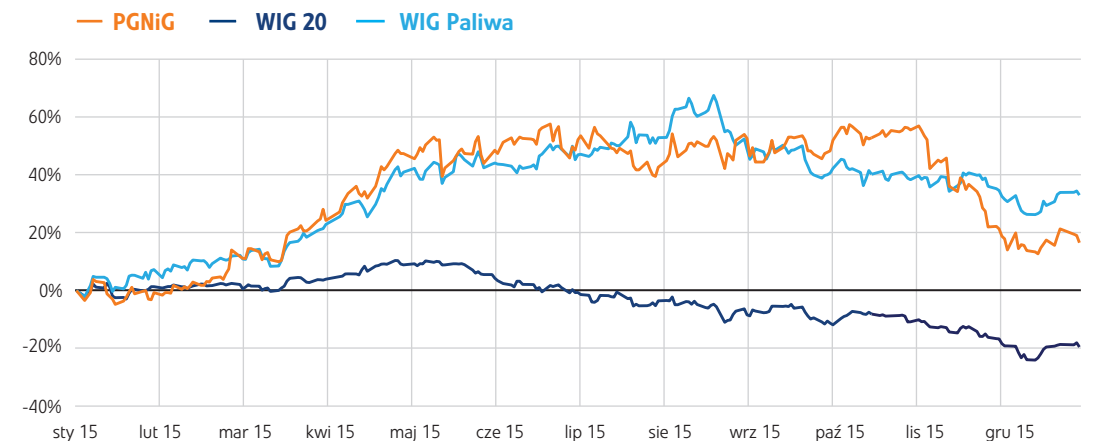
W dniu 22 czerwca 2015 r. akcje Spółki osiągnęły historyczne maksimum na zamknięciu – 6,95 zł. Natomiast po zamknięciu sesji giełdowej 6 października 2015 r. PGNiG zostało największą spółką notowaną na GPW pod względem kapitalizacji rynkowej.

Do momentu publikacji wyników finansowych za trzeci kwartał 2015 r. kurs akcji Spółki utrzymywał się na poziomie powyżej 6,00 zł. W dniu 6 listopada 2015 r. kurs akcji spadł o blisko 7%, zaznaczając tym samym trend spadkowy kontynuowany do końca roku. Słabsze od oczekiwań wyniki

finansowe PGNiG były pochodną spadku cen gazu i ropy naftowej, co w konsekwencji doprowadziło do obniżki taryfy detalicznej oraz dwukrotnej obniżki taryfy hurtowej przez Prezesa URE w 2015 r. Dodatkowo, w celu utrzymania liczby klientów i sprzedawanych wolumenów, Spółka wprowadziła programy rabatowe – od maja dla klientów hurtowych oraz od czerwca dla małych i średnich przedsiębiorstw. Efekt udzielonych rabatów widoczny był w wynikach za trzeci kwartał 2015 r.

Na zamknięciu ostatniej sesji w dniu 30 grudnia 2015 r. akcje PGNiG kosztowały 5,14 zł.

Taka cena akcji PGNiG oznacza wzrost o blisko 72,5% wobec ceny emisyjnej z 2005 r. oraz o 35% w porównaniu do ceny zamknięcia z pierwszego dnia notowań. Jeśli doliczymy wypłacone w latach 2005-2015 dywidendy na poziomie 1,28 zł na akcję, to inwestor, który kupił akcje PGNiG po cenie emisyjnej i trzymał je do końca 2015 r., mógłby liczyć na zysk na poziomie 115%.



Notowania indeksów Giełdy Papierów Wartościowych SA oraz PGNiG

Indeks	Wartość na dzień 30.12.2014	Wartość maksymalna w 2015 r.	Wartość minimalna w 2015 r.	Wartość na dzień 30.12.2015	Waga PGNiG w indeksach na dzień 07.01.2016
WIG	51 416 pkt	57 379 pkt	43 887 pkt	46 467 pkt	3,3%
WIG20	2 316 pkt	2 549 pkt	1 755 pkt	1 859 pkt	5,1%
WIG-Paliwa	3 381 pkt	5 626 pkt	3 289 pkt	4 468 pkt	25,5%
Respect Index	2 674 pkt	3 055 pkt	2 145 pkt	2 269 pkt	9,8%
PGNiG	4,45 zł	6,95 zł	4,20 zł	5,14 zł	–

Źródło: gpwinfstrefa.pl



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



Zobacz również: www.odpowiedzialni.gpw.pl



Wieloletni kontrakt pomiędzy PGNiG SA a OAO Gazprom/ OOO „Gazprom eksport” 85% take-or-pay na dostawy gazu rosyjskiego w ilości do 10,2 mld m³ (PN) rocznie, obowiązujący do 2022 r.

Porównanie stopy zwrotu indeksów GPW oraz akcji PGNiG w 2015 r. oraz od dnia debiutu PGNiG

	Stopa zwrotu w 2015 r.	Stopa zwrotu od debiutu PGNiG* do 31.12.2015
WIG	-9,6%	39,9%
WIG20	-19,7%	-24,3%
WIG-Paliwa	32,2%	25,5%**
Respect Index	-15,2%	126,9%***
PGNiG	15,5%	34,9%****

Źródło: GPW

* Kurs zamknięcia z 23 września 2005 r.

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

*** Dane wyliczone w stosunku do wartości bazowej indeksu (data bazowa 31.12.2008).

**** W stosunku do ceny emisyjnej 2,98 zł stopa zwrotu w PGNiG od dnia debiutu wynosi 68,5%.

Akcjonariat

Na dzień 31 grudnia 2015 r. kapitał zakładowy PGNiG wynosił 5,9 mld zł. Składało się na niego 5,9 mld akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Akcje wszystkich serii, tj. A, A1 oraz B, są akcjami zwykłymi na okaziciela i uprawniają do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu.

Większościowym akcjonariuszem PGNiG pozostaje Skarb Państwa.

W dniu 2 grudnia 2015 r., w związku z objęciem przez Ministra Skarbu Państwa nowych udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym spółki Towarzystwo Finansowe Silesia Sp. z o.o., zmniejszeniu uległ udział Skarbu Państwa 70,83% w ogólnej liczbie głosów oraz w kapitale zakładowym PGNiG.

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 mln 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 2015 r. blisko 60 tys. uprawnionych pracowników objęło 728 292 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.

Struktura akcjonariatu na koniec 2015

Akcjonariusze	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2015	Udział w kapitale zakładowym/ liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2015
Skarb Państwa	4 178 771 608	70,8%
Pozostali	1 721 228 392	29,2%
W tym OFE:	543 721 767	9,2%
Razem	5 900 000 000	100,0%

Spadek udziału OFE w akcjonariacie PGNiG do 9,22% (w 2014 r. 11,00%)

0,36%
GENERALI OFE

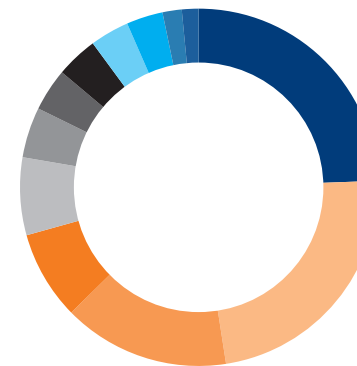
0,35%
BANKOWY OFE

0,33%
NORDEA OFE

0,30%
AEGON OFE

0,16%
OFE POCZTYLION

0,14%
PEKAO OFE



2,25%
ING NN OFE

2,13%
Aviva OFE

1,39%
OFE PZU "Złota Jesień"

0,74%
METLIFE OFE

0,65%
AXA OFE

0,42%
ALLIANZ POLSKA OFE

Obok największego akcjonariusza Skarbu Państwa, inwestorzy instytucjonalni posiadają ponad 1/5 akcji, z czego ponad 60% stanowią inwestorzy z Polski. Biorąc pod uwagę styl i częstotliwość inwestowania, akcje PGNiG posiadają inwestorzy, którzy wierzą, że Spółka będzie średnio rosła szybciej niż rynek lub sektor, w którym się znajduje, oraz inwestorzy,

którzy trzymają akcje w swoim portfelu powyżej dwóch lat.

15% akcji PGNiG posiadają inwestorzy zagraniczni – głównie inwestorzy instytucjonalni z Europy (w tym niespełna 50% inwestorów z Wielkiej Brytanii). Co 25 akcjonariusz PGNiG to inwestor indywidualny, który kupuje i sprzedaje papiery wartościowe na własne konta maklerskie.

Struktura akcjonariatu w podziale na rodzaj inwestora

12,8%
Polscy inwestorzy instytucjonalni

7,9%
Zagraniczni inwestorzy instytucjonalni

4,5%
Pozostali

4,0%
Inwestorzy indywidualni

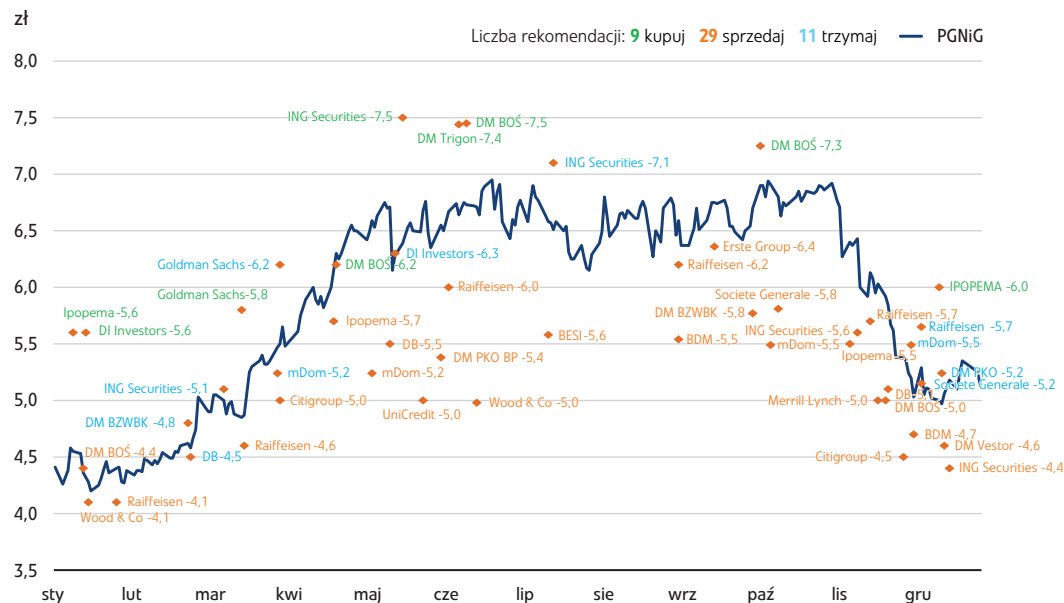


70,8%
Skarb Państwa

Znaczny pakiet akcji PGNiG znajduje się w portfelach otwartych funduszy emerytalnych. Ci długoterminowi inwestorzy posiadali na koniec 2015 r. ponad 9% udział w kapitale PGNiG, wyceniony na prawie 3 mld zł. W porównaniu do 2014 r. liczba akcji posiadanych przez OFE zmalała o 17%. Wpływ na sprzedaż akcji Spółki mogły mieć

opublikowane w listopadzie słabsze od oczekiwań wyniki finansowe po trzecim kwartale, które były pochodną spadku cen gazu i ropy naftowej. W tym okresie przeważały również negatywne rekomendacje analityków (z 19 rekomendacji 13 rekomendacji „sprzedaj”).

Rekomendacje analityków wraz z ceną docelową w 2015 r.



Najwięcej akcji PGNiG posiadały te fundusze, które zarządzają także największym portfelem przyszłych emerytur, tj. ING, 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 ta ostatnia wartość wyniosła średnio w 2015 r. 28 mln zł dziennie, co jest bardzo dobrym wynikiem, zważywszy na niski poziom *free float*.

Geograficzna analiza *free float*

20,9%

Pozostali

12,8%

USA

7,8%

Reszta Europy

7,3%

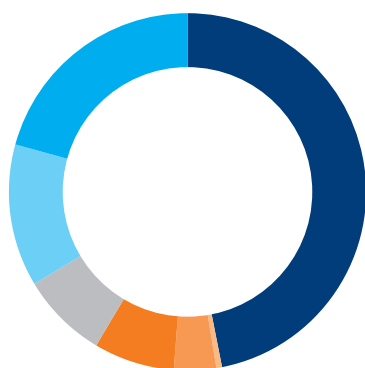
Wielka Brytania

3,8%

Reszta Świata

0,5%

Kanada



46,9%

Polska

Top 3 dla Reszty Europy: Holandia (1,6%), Szwecja (1,5%), Francja (1,3%)

Top 3 dla Reszty Świata: Singapur (1,9%), Japonia (1,0%), Chiny (0,7%)

Relacje inwestorskie

Relacje inwestorskie to obszar działań biznesowych, który stale nabiera wagi. Jest to rezultat dynamicznego rozwoju rynku kapitałowego w Polsce, zauważalnego zarówno w rosnących aktywach funduszy inwestycyjnych, jak i w większej liczbie notowanych spółek, których blisko 490 jest obecnych na giełdowych parkietach. Wpływa na to blisko 1,5 mln rachunków inwestycyjnych zarejestrowanych w Polsce, w tym dynamiczna grupa inwestorów indywidualnych, którzy angażują swój kapitał poprzez Giełdę Papierów Wartościowych. To także efekt zwiększających się obowiązków prawnych i regulacyjnych, w tym ze strony Komisji Nadzoru Finansowego oraz transpozycji prawa unijnego do polskiego porządku prawnego.

Od początku 2015 r. trwają ciągle prace udoskonalające stronę internetową PGNiG. W odświeżonej w 2014 r. sekcji „Relacje Inwestorskie”, poza wszystkimi skategoryzowanymi raportami bieżącymi i okresowymi Spółki, informacjami o dywidendzie, akcjonariacie, jak również aktualnymi notowaniami akcji PGNiG oraz rekomendacjami domów maklerskich, zostały umieszczone opublikowane prognozy finansowe i ich wykonanie, a także

wybrane dane finansowe, gdzie można znaleźć zestawienia danych kwartalnych finansowych i operacyjnych od 2010 r. Na stronie umieszczane są 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. W 2015 r. sekcję Relacji Inwestorskich odwiedzano ponad 180 tys. razy.

Spółka PGNiG znalazła się w gronie finalistów VIII konkursu Złota Strona Emitenta. Atrakcyjność strony internetowej została potwierdzona najwyższymi ocenami otrzymanymi w kryteriach „technologicznych”: intuicyjności, ergonomii, zgodności z regułami nawigacji oraz poprawności zastosowanych technologii.

W ciągu roku przedstawiciele Spółki odbyli blisko 130 spotkań z inwestorami i analitykami domów maklerskich. Kontynuowana była także, zainicjowana w 2012 r., współpraca w ramach projektu „Akcjonariat Obywatelski” – PGNiG bierze aktywny udział w edycji 2015/16 poprzez udział w spotkaniach z inwestorami indywidualnymi, przygotowanie materiałów dydaktycznych dla inwestorów w zakresie rynku gazu w Polsce, jak i wsparcie finansowe projektu.

Zobacz również:
www.zse.seg.org.pl

Zobacz również:
www.akcjonariat-obywatelski.pl

Ład korporacyjny

Artur Sługocki

Operator Instalacji

Produkcyjnych,

PGNiG Oddział w Zielonej Górze,

Kopalnia Ropy Naftowej

i Gazu Ziarnego w Lubiatowie

Zajmuje się obsługą, przeglądem i konserwacją urządzeń i instalacji technologicznych na terenie kopalni. Wykonuje planowane i bieżące naprawy i remonty, odpowiada za usuwanie awarii urządzeń oraz instalacji.



Ład Korporacyjny

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 dziewięciu 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 dziewię-

ciu 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.

Dobre praktyki

Zarząd PGNiG przykłada dużą wagę do przestrzegania wymogów ładu korporacyjnego. Od swoje-

go debiutu giełdowego w 2005 r. Spółka stosuje się do zaleceń Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie, zawartych w dokumencie „Dobre praktyki spółek notowanych na GPW”. 1 stycznia 2016 r. weszły w życie „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych 2016 ” (Uchwała Rady Nadzorczej Giełdy Papierów Wartościowych nr 26/1413/2015 z dnia 13 października 2015), które zostaną zastosowane do sprawozdań za okresy rozpoczynające się od 1 stycznia 2016 r. Przyjęty zbiór Dobrych Praktyk 2016 jest wynikiem pracy ekspertów reprezentujących różne grupy uczestników rynku kapitałowego, wchodzących w skład Komitetu konsultacyjnego GPW ds. ładu korporacyjnego. Wszystkie zmiany w Dobrych Praktykach 2016 zostały przeprowadzone w sposób zapewniający kontynuację zagadnień ujętych w poprzedniej wersji zbioru. Dla przejrzystości dokumentu oraz zaakcentowania najistotniejszych zagadnień, dokonano nowego podziału tematycznego zbioru. Przyjęto także nową systematykę dokumentu, zgodną z zaleceniem Komisji Europejskiej.

Specjalne uprawnienia kontrolne

Zgodnie ze Statutem Skarb Państwa – o ile jest akcjonariuszem Spółki i jest reprezentowany przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa (działającego w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki) – uprawniony jest do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej.

Dodatkowo na podstawie Statutu Skarb Państwa (jako akcjonariusz) wyraża, w formie pisemnej, zgodę: (1) na zmianę istotnych postanowień obowiązujących umów handlowych dotyczących importu gazu ziemnego do Polski oraz na zawarcie nowych takich umów handlowych, jak również (2) na realizację strategicznych przedsięwzięć inwestycyjnych lub udział Emitenta w przedsięwzięciach inwestycyjnych trwale lub przejściowo pogarszających efektywność ekonomiczną działalności Spółki, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Skarb Państwa jest także uprawniony do żądania zwołania Walnego Zgromadzenia oraz do

żądania umieszczenia poszczególnych spraw w porządku obrad bez względu na wielkość swojego udziału w kapitale zakładowym Emitenta.

Ograniczenia prawa głosu

W dniu 31 grudnia 2012 r. w Rejestrze Przedsiębiorców zostały wpisane zmiany w Statucie PGNiG, wprowadzone uchwałą z dnia 6 grudnia 2012 r. Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia. Nowy Statut ogranicza prawo głosowania akcjonariuszy w ten sposób, że żaden z nich nie może wykonywać na Walnym Zgromadzeniu więcej niż 10% ogólnej liczby głosów istniejących w Spółce w dniu odbywania Walnego Zgromadzenia, z zastrzeżeniem, że dla potrzeb ustalania obowiązków nabywców znacznych pakietów akcji takie ograniczenie prawa głosowania uważane będzie za nieistniejące.

Ograniczenie prawa głosowania nie dotyczy akcjonariuszy, którzy w dniu powzięcia uchwały Walnego Zgromadzenia wprowadzającej ograniczenie są uprawnieni z akcji reprezentujących więcej niż 10% ogólnej liczby głosów istniejących w Spółce, oraz akcjonariuszy działających z akcjonariuszami reprezentującymi więcej niż 10% ogólnej liczby głosów, na podstawie zawartych porozumień dotyczących wspólnego wykonywania prawa głosu z akcji.

Dla potrzeby ograniczenia prawa do głosowania, głosy należące do akcjonariuszy, między którymi istnieje stosunek dominacji lub zależności, kumuluje się; w przypadku gdy skumulowana liczba głosów przekracza 10% ogółu głosów w Spółce, podlega ona redukcji.

Zasady zmiany Statutu Emitenta

Zgodnie z Kodeksem spółek handlowych oraz Statutem Emitenta zmiana Statutu wymaga uchwały Walnego Zgromadzenia podjętej odpowiednią większością głosów oraz wpisu do rejestru przedsiębiorców. Zmianę Statutu Zarząd zgłasza do sądu rejestrowego. Zgłoszenie zmiany Statutu nie może nastąpić po upływie trzech miesięcy od dnia powzięcia uchwały przez Walne Zgromadzenie w sprawie zmiany Statutu. Jednolity tekst Statutu Emitenta przygotowywany jest przez Zarząd, a następnie przyjmowany przez Radę Nadzorczą.



Zobacz również:
[www.pgnig.pl/
pgnig/lad-
korporacyjny/
walne-zgromadzenie](http://www.pgnig.pl/pgnig/lad-korporacyjny/walne-zgromadzenie)



Zobacz również:
[www.pgnig.pl/
pgnig/lad-
korporacyjny/statut](http://www.pgnig.pl/pgnig/lad-korporacyjny/statut)



Zobacz również:
[www.pgnig.pl/
lad-korporacyjny/
zarząd/regulamin](http://www.pgnig.pl/lad-korporacyjny/zarząd/regulamin)



Zobacz również:
[www.pgnig.pl/
lad-korporacyjny/
rada-nadzorcza/
regulamin](http://www.pgnig.pl/lad-korporacyjny/rada-nadzorcza/regulamin)



Zobacz również:
[www.gpw.pl/
lad_korporacyjny_
na_gpw](http://www.gpw.pl/lad_korporacyjny_na_gpw)

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 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. 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, że Spółka nie przewiduje możliwości uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej (w tym wypowiedzenia 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 poświadczoną 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.

Informacje dotyczące WZ będą dostępne na stronie internetowej Spółki pod adresem: www.pgnig.pl w zakładce: Walne Zgromadzenia – Informacje dla akcjonariuszy.

Zarząd PGNiG

Piotr Woźniak

Prezes Zarządu



Prezes Zarządu kieruje pracami Zarządu na posiedzeniach oraz koordynuje pracę Członków Zarządu we wszystkich obszarach działalności Grupy PGNiG; sprawuje również nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie kontroli i 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, przeprowadzenia procesu wydania akcji uprawnionym pracownikom Spółki, zapewnienia warunków bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej, przygotowania i nadzoru nad realizacją Strategii Grupy PGNiG, kreowania optymalnego kształtu Grupy PGNiG, polityki, założeń i programów poszukiwania i wydobywania węgla kamiennego w kraju i poza jego granicami, prowadzenia całości spraw koncesyjnych związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem oraz eksploatacją złóż węgla kamiennego, a także składowaniem odpadów w górotworze i bezzbiornikowym magazynowaniem substancji, stosownie do odpowiednich postanowień prawa geologicznego i górnictwa, wypracowywania założeń i przepisów technicznych, norm i standardów obowiązujących w obszarze górnictwa naftowego, bezpieczeństwa systemów wydobywczych oraz podziemnych magazynów gazu, standaryzacji i nadzoru nad jednolitymi systemami jakości w Spółce, procesów akwizycyjnych w obszarze upstreamu zagranicznego, działalności Oddziału Geologii i Eksploatacji, Oddziałów PGNiG w Odolanowie, Sanoku, Zielonej Górze, Oddziału Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie, a także Oddziałów Zagranicznych oraz zagranicznych przedstawicielstw Spółki w Brukseli i Moskwie.

Piotr Woźniak jest absolwentem geologii Uniwersytetu Warszawskiego z 1980 r. Do 1989 r. był asystentem w Instytucie Geologicznym w Warszawie. W latach 1990-1991 był doradcą Ministra Rolnictwa i Ministra Przemysłu. Pełnił funkcję radcy handlowego w ambasadzie RP w Kanadzie w latach 1992-1996. Był doradcą premiera ds. infrastruktury w latach 1998-2000. W latach 1999-2000 w PGNiG był członkiem Rady Nadzorczej, a od czerwca 2000 r. piastował stanowisko wiceprezesa zarządu. W kadencji 2002-2006 pełnił funkcję radnego Warszawy. W latach 2005-2007 był Ministrem Gospodarki. Od grudnia 2011 r. do grudnia 2013 r. 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. został powołany w skład Rady Nadzorczej PGNiG przez Ministra Skarbu Państwa. 11 grudnia 2015 r. został delegowany przez Radę Nadzorczą PGNiG do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu w okresie od 11 grudnia 2015 r. do 11 marca 2016 r.

Od 11 lutego 2016 r. został powołany na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG.

Janusz Kowalski

Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych



Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie: kompleksowej obsługi prawnej zabezpieczającej prawne interesy PGNiG, jednolitego stosowania prawa powszechnego, w tym prawa wspólnotowego, wydawania zarządzeń i pism obywateli obowiązujących w Spółce, organizacyjno-technicznej obsługi władz Spółki, ochrony informacji niejawnych, ochrony

danych osobowych, realizacji zadań obronnych oraz ochrony obiektów Spółki, polityki informacyjnej Spółki oraz komunikacji korporacyjnej, programu Społecznej Odpowiedzialności Biznesu /CSR/, kreowania i realizacji polityki sponsoringowej i wizerunku marki Spółki w Polsce i za granicą, 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 oraz przygotowania i realizacji planów prywatyzacji spółek z udziałem PGNiG.

Janusz Kowalski pełnił funkcję wiceprezesa Opola w latach 2014-2015. Z wykształcenia jest magistrem prawa oraz magistrem administracji. W latach 2006-2007 był Analitykiem ds. Bezpieczeństwa energetycznego w zespole Pełnomocnika Rządu ds. Dywersyfikacji Dostaw Nośników Energii w Ministerstwie Gospodarki. Pełnił funkcję członka Rady Nadzorczej Operatora Logistycznego Paliw Płynnych, „INVESTGAS” SA oraz Ostrołęckiego TBS sp. z o.o. Był także członkiem Rady Nadzorczej Energetyki Ciepłej Opolszczyzny SA w Opolu. W 2008 r. był Analitykiem ds. Bezpieczeństwa Energetycznego w Biurze Bezpieczeństwa Narodowego. Od października 2008 do kwietnia 2010 r. był członkiem Zespołu ds. Bezpieczeństwa Energetycznego w Kancelarii Prezydenta RP Lecha Kaczyńskiego. Jest współautorem książki pt. „Lech Kaczyński. Biografia polityczna”. W latach 2009-2014 pełnił funkcję członka zarządu agencji marketingu sportowego. Jest publicystą.

Od 11 lutego 2016 r. został powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych.

Łukasz Kroplewski

Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju



Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie: przedsięwzięć innowacyjnych i rozwojowych realizowanych z udziałem PGNiG,

rozpoznawania i monitorowania możliwości pozyskania funduszy unijnych na finansowanie działalności prowadzonej przez Spółkę, współpracy z operatorami systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, strategii zakupów w ramach Spółki i Grupy PGNiG, nadzoru nad działalnością normalizacyjną w Spółce, wypracowywania założeń i przepisów technicznych, norm i standardów obowiązujących w obszarze gazownictwa.

Łukasz Kroplewski posiada tytuły magistra prawa oraz magistra administracji. Doświadczenie zawodowe zdobywał w administracji państwowej: w Urzędzie Skarbowym, Samorządowym Kolegium Odwoławczym oraz Kancelarii Prezesa Rady Ministrów. Od 2009 r. jest członkiem Samorządowego Kolegium Odwoławczego. W latach 2014-2015 zajmował się doradztwem prawnym oraz doradztwem biznesowym. Był również wykładowcą na Politechnice Koszalińskiej. Blisko związany z branżą HR, w której z przerwami pracował w okresie od 2005 do 2011 r., zajmując m.in. stanowiska menadżerskie i doradcze. Jest współtwórcą oraz mediatorem Ośrodka Mediacyjnego przy Zrzeszeniu Kupców i Przedsiębiorców w Koszalinie, gdzie zajmuje się prowadzeniem mediacji gospodarczych.

Od 11 lutego 2016 r. został powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju.

Bogusław Marzec

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych



Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie: realizacji celów strategicznych Spółki w aspekcie ekonomicznym i finansowym, przygotowania i realizacji Planu Działalności Gospodarczej Spółki, analiz i ocen ekonomiczno-finansowych projektów rozwojowych i inwestycyjnych, planowania i kontroli polityki inwestycyjnej w zakresie finansowym, monitorowania wykorzystania środków finansowych kierowanych na realizację planów eksploatacyjnych, inwesty-

cyjnych 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, planowania, rozwoju i funkcjonowania systemów informatycznych Spółki, wdrażania celów strategii Grupy PGNiG w podmiotach Grupy PGNiG w obszarze rozwoju IT oraz zarządzania obszarem IT.

Bogusław Marzec jest absolwentem Politechniki Szczecińskiej i Uniwersytetu Szczecińskiego. Posiada tytuł magistra inżyniera mechanika i doktora nauk ekonomicznych. Był senatorem Uniwersytetu Szczecińskiego. Ukończył liczne kursy i szkolenia, zdał egzamin dla członków rad nadzorczych, posiada certyfikat audytora wiodącego systemów zarządzania jakością. Kierował jako prezes zarządu m.in.: Morską Stocznia Remontową SA w Świnoujściu, Szczecińską Stocznia Remontową „Gryfia” SA, Hutą Bankową Sp. z o.o. Z PGNiG związany był dwukrotnie, jako wiceprezes Zarządu ds. Finansowych i jako Prezes Zarządu. Posiada stopień Dyrektora Górniczego I stopnia. Posiada doświadczenie w zakresie nadzoru właścicielskiego. Był członkiem rad nadzorczych m.in. spółek: „EUROPOL GAZ” SA, „INVESTGAS” SA, Polskie LNG, Walcownia „Dziedzice” SA, Centrostal Lublin SA. Był także wiceprzewodniczącym Rady Nadzorczej oraz członkiem Komitetu Kredytowego AmerBank SA.

Od 11 lutego 2016 r. został powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych.

Maciej Woźniak

Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych



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, ujednoczenia i kreowania optymalnych rozwiązań dotyczących obsługi klientów Spółki, polityki sprzedaży gazu, energii elektrycznej i innych produktów, kreowania rozwoju rynku gazu ziemnego, polityki importowej gazu ziemnego, w tym w zakresie dywersyfikacji dostaw, nawiązywania i utrzymywania stałych kontaktów z firmami zagranicznymi, organizacjami międzynarodowymi oraz administracją obcych państw, w zakresie stosunków handlowych, monitorowania i analizowania rynków zagranicznych, współpracy z OGP Gaz-System SA, Polskie LNG SA, Urzędem Morskim w Szczecinie i Zarządem Portów Morskich Szczecin i Świnoujście w zakresie importu skroplonego gazu ziemnego do Polski, transportu gazu w zakresie planowania, realizacji i rozliczeń umów o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji gazu ziemnego dla potrzeb PGNiG, przygotowania okresowych bilansów paliw gazowych, zgodnych z umowami i planami sprzedaży gazu, okresowych rozliczeń realizacji dostaw paliw gazowych, służby informacyjnej, w tym przyjmowania informacji o zdarzeniach i sytuacjach kryzysowych we wszystkich obszarach działalności Spółki, polityki taryfowej Spółki, współpracy z URE w zakresie opracowywania projektów taryf i cen na produkty i usługi PGNiG i uzyskania przez Spółkę koncesji oraz działalności Oddziału Obrotu Hurtowego.

Maciej Woźniak jest absolwentem Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie (tytuł magistra ekonomii) i Krajowej Szkoły Administracji Publicznej oraz studiów podyplomowych w zakresie wyceny nieruchomości na Politechnice Warszawskiej. Jest członkiem Korpusu Służby Cywilnej RP. W 2011 r. uczestniczył w International Visitor Leadership Program organizowanym przez Departament Stanu USA. W latach 2003–2008 pracował w Ministerstwie Finansów i Ministerstwie Gospodarki. W tym ostatnim kierował Departamentem Ropy i Gazu. Był odpowiedzialny za wdrożenie ustawy o zapasach obowiązkowych ropy, paliw i gazu ziemnego oraz za uzyskanie przez Polskę członkostwa w Międzynarodowej Agencji Energii przy OECD w Paryżu. Później wielokrotnie reprezentował Polskę na posiedzeniach Rady Zarządzającej MAE. Przygotowywał również wdrożenie do polskiego porządku prawnego II pakietu liberalizacyjnego UE dla rynku gazu i w pracach na forum unijnym nad III pakietem. W latach 2008–2010

był głównym doradcą Prezesa Rady Ministrów ds. Bezpieczeństwa Energetycznego oraz sekretarzem międzyresortowego Zespołu ds. Polityki Bezpieczeństwa Energetycznego przy Prezesie Rady Ministrów. Reprezentował Polskę w Grupie Wysokiego Szczebła 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 pracach zespołu negocjacyjnego 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.

Waldemar Wójcik

Wiceprezes Zarządu



Wiceprezes Zarządu wybrany przez pracowników Spółki sprawuje nadzór i koordynuje jej funkcjonowanie m.in. w zakresie: administrowania majątkiem Spółki z wyłączeniem majątku sieciowego, majątku górniczego i podziemnych magazynów gazu, zagospodarowania majątku nieprodukcyjnego, w tym nieruchomości Spółki, funkcjonowania zagranicznych przedstawicielstw Spółki w Kijowie i Wysokoje oraz działalności Oddziału Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze.

Waldemar Wójcik jest absolwentem Wydziału Wiertniczo-Naftowego Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, posiada dyplom magistra inżyniera górnictwa naftowego.

Z PGNiG jest związany od 1981 r. Pracował w Sanockim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu, począwszy od stanowiska referenta w Kopalni Gazu Ziemnego poprzez kierownika zmiany w Oddziale Rekonstrukcji, a następnie kierownika Ośrodka Kopalń w Przemysłu. W latach 1994–1996 wybrany na członka rady pracowniczej PGNiG. Od 2001 r. do dnia powołania w skład Zarządu PGNiG kolejno dyrektor Sanockiego Zakładu Górnictwa Nafty i Gazu w Sanoku oraz dyrektor Oddziału PGNiG w Sanoku.

Od stycznia 2009 r. do sierpnia 2010 r. pełnił funkcję Wiceprezesa Zarządu PGNiG ds. Górnictwa Naftowego. Od września 2010 r. zasiadał w zarządzie spółki Polish Oil and Gas Company Libya BV.

Zmiany w składzie Zarządu

11 grudnia 2015 r. Rada Nadzorcza PGNiG odwołała Mariusza Zawiszę – Prezesa Zarządu PGNiG, Jarosława Bauca – Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych i Zbigniewa Skrzyplikowicza – Wiceprezesa Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania ze składu Zarządu Spółki oraz pełnionych przez nich funkcji. Jednocześnie 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. W dniu 11 grudnia 2015 r. Zarząd PGNiG powołał Janusza Kowalskiego, Bogusława Marca i Macieja Woźniaka na Prokurentów Spółki.

Skład Zarządu PGNiG na dzień 31 grudnia 2015 r. był następujący:

- Piotr Woźniak – członek Rady Nadzorczej PGNiG delegowany do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu,
- Waldemar Wójcik – Wiceprezes Zarządu.

Rada Nadzorcza PGNiG na posiedzeniu 10 lutego 2016 r. powołała w skład Zarządu PGNiG z dniem 11 lutego 2016 r. na wspólną kadencję kończącą się w dniu 30 grudnia 2016 r.:

- Piotra Woźniaka – na stanowisko Prezesa Zarządu,
- Bogusława Marca – na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych,
- Janusza Kowalskiego – na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych,
- Łukasza Kroplewskiego – na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju,
- Macieja Woźniaka – na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych.

Rada Nadzorcza PGNiG

Bartłomiej Nowak

Przewodniczący Rady Nadzorczej

Bartłomiej Nowak jest absolwentem kierunku Zarządzania Akademii Leona Koźmińskiego w Warszawie oraz Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. Posiada tytuły Master of Arts in Management and International Business - Bradford University oraz Master de Recherche - European University Institute. Od 2009 roku posiada stopień naukowy Doctor of Laws - European University Institute, a od 2013 roku – stopień doktora habilitowanego nadany przez Instytut Nauk Prawnych Polskiej Akademii Nauk.

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 S.A.

Od 2009 roku związany jest z Akademią Leona Koźmińskiego w Warszawie na stanowiskach: Adiunkta, a później Profesora Nadzwyczajnego w Kolegium Prawa, oraz Prrektora ds. Studiów Ekonomiczno-Społecznych.

Bartłomiej Nowak jest członkiem Rad Naukowych Instytutu Lotnictwa, Instytutu Technologii Elektronowej oraz Narodowego Centrum Badań Jądrowych.

Wojciech Bieńkowski

Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej

Wojciech Bieńkowski jest profesorem ekonomii i międzynarodowych stosunków gospodarczych w Uczelni Łazarskiego w Warszawie, gdzie kieruje Instytutem Gospodarki Amerykańskiej i Stosunków Transatlantycznych. Przez ostatnie 8 lat (do lipca 2015) pełnił też funkcję dziekana wydziału Ekonomii i Zarządzania w tejże uczelni. 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, PaliIZ, Elektrowniach Szczytowo-Pompowych (obecnie PGE) oraz w Polsko-Amerykańskiej Korporacji ds. Transferu Technologii – PAKTO.

Magdalena Zegarska

Sekretarz Rady Nadzorczej

Magdalena Zegarska jest członkiem Rady Nadzorczej od 15 maja 2014 r. Absolwentka PWSOŚ w Radomiu, gdzie uzyskała tytuł inżyniera bezpieczeństwa i higieny pracy, ponadto posiada absolutorium uzyskane w Wyższej Szkole Zarządzania i Marketingu Stowarzyszenia Inicjatyw Gospodarczych w Warszawie na 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.

Sekretarz Rady Pracowników II kadencji. Posiada tytuł Inżyniera Górniczego I stopnia. 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.

Pełnomocnik Zarządu ds. Systemu Zarządzania Jakością, Bezpieczeństwem Pracy, Ochroną Zdrowia i Środowiska-QHSE w PGNiG.

Pełni obowiązki Zastępcy Dyrektora ds. BHP w Departamencie Majątku i Administracji w Centrali Spółki.

Podczas swojej pracy zawodowej współpracowała przy realizacji licznych projektów na rzecz Pracowników PGNiG, nagradzana odznaczeniami honorowymi – zasłużona dla Mazowieckiego Oddziału Handlowego, a także Górnictwa Naftowego i Gazownictwa.

Sławomir Borowiec

Członek 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 Zakła-

dzie 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.

Ryszard Wąsowicz

Członek Rady Nadzorczej

Ryszard Wąsowicz jest absolwentem Wyższej Szkoły Prawa i Administracji w Rzeszowie, licencjat z zakresu administracji o specjalności zarządzanie zasobami ludzkimi (kontynuacja – studia magisterskie). Pracę zawodową rozpoczął w 1978 r. w Sanockim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu na kopalni gazu – Husów. W latach 1990-1992 był członkiem Rady Pracowniczej w Sanockim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu, a w latach 1992-96 przez dwie kadencje V i VI był członkiem Rady Pracowniczej PGNiG. Do 1998 r. był członkiem Rady Konsultacyjnej przy PGNiG SA. 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 pracowniczej.

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: prawa cywilnego, prawa pracy, prawa unijnego, prawa handlowego. Świadczy bieżące doradztwo w zakresie prawa budowlanego i pokrewnych dziedzin prawa dla spółek z branży deweloperskiej. Specjalizuje się nadto w sprawach związanych z ochroną dóbr osobistych, występując jako pełnomocnik w znaczących procesach sądowych. Brał udział w postępowaniach upadłościowych podmiotów z branży deweloperskiej. Świadczył także usługi prawne jako pełnomocnik w postępowaniach przed sądami powszechnymi, także jako obrońca w postępowaniach karnych, w tym w zakresie prawa karnego gospodarczego, oraz karno-skarbowych. Jest członkiem Komisji Praw Człowieka przy Naczelnej Radzie Adwokackiej (w latach 2010-2013 oraz od 2013 r. do teraz) i członkiem Komisji Rewizyjnej Okręgowej Rady Adwokackiej we Wrocławiu od 2013 r.

Mateusz Boznański oświadczył, że spełnia kryteria niezależności określone w § 36 Statutu Spółki.

Andrzej Gonet

Członek Rady Nadzorczej

Andrzej Gonet ukończył z wyróżnieniem studia na Wydziale Wiertniczo-Naftowym Akademii Górniczo-Hutniczej w 1975 r. Następnie podjął pracę na macierzystym wydziale, gdzie w 1980 r. obronił z wyróżnieniem pracę doktorską, a w 1989 r. uzyskał stopień doktora habilitowanego nauk technicznych. W 1998 r. otrzymał tytuł profesora nauk technicznych i jest zatrudniony na stanowisku profesora zwyczajnego w AGH. Ukończył kilka kierunków studiów podyplomowych na AGH, UJ i oraz kurs dla kandydatów na członków rad nadzorczych w jednoosobowych spółkach z udziałem Skarbu Państwa. Był członkiem Rady Nadzorczej w ZUN Sp. z o.o. w Krośnie (2000-2002) i PNiG Sp z o.o. w Krakowie (2011-2013).

Jest autorem i współautorem ponad 300 prac publikowanych, 260 prac naukowo-badawczych niepublikowanych, 29 zatwierdzonych i zgłoszonych patentów oraz 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, zastępcę dyrektora Instytutu Wiertniczo-Naftowego, przez 2 kadencje prodziekana i dziekana Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, którą to funkcję pełni 3. kadencję. Ponadto był współorganizatorem Państwowej Wyższej Szkoły Zawodowej w Krośnie, gdzie pełnił funkcję prorektora i rektora.

Anna Wellisz

Członek Rady Nadzorczej

Anna Wellisz jest absolwentką Uniwersytetu Warszawskiego, studium doktoranckiego Instytutu Filozofii i Socjologii oraz podyplomowego studium z zakresu zarządzania Szkoły Głównej Handlowej. Posiada tytuł doktora nauk humanistycznych. Jest stypendystką Fondation Intellectuelle Europeene i Fundacji Czesława Miłosza oraz mediatorem z listy Ministra Rodziny, Pracy i Polityki Społecznej.

Po obronie doktoratu, do początku lat 90. 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 roku zajmowała stanowiska menedżerskie: jako dyrektor marketingu Fundacji „Centrum Prywatyzacji”, zastępcą dyrektora Biura Kadr (ds. polityki zatrudnienia i rozwoju zawodowego) Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA, zastępcą dyrektora Biura Zarządu (później Biura Nadzoru Właścicielskiego i Polityki Kadrowej) CIECH SA.

W roku 2001 wyjechała do Nowego Jorku, gdzie pełniła funkcję I Sekretarza Wydziału Ekonomiczno-Handlowego Ambasady RP. Od roku 2006 pracuje w administracji publicznej (najpierw w Ministerstwie Gospodarki, od 2008 roku 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 SA i Węglolzybie SA.

Obecnie zajmuje stanowisko zastępcy dyrektora Departamentu Nauki Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego.

Piotr Sprzączak

Członek Rady Nadzorczej

Piotr Sprzączak jest absolwentem Uniwersytetu Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie oraz Krajowej Szkoły Administracji Publicznej w Warszawie. Doświadczenie zawodowe zdobywa od 2011 roku, pracując w Departamencie Ropy i Gazu na rzecz Ministerstwa Gospodarki i następnie Ministerstwa Energii. Aktualnie pełni funkcję Naczelnika Wydziału Infrastruktury w Ministerstwie Energii.

Obszarem jego aktywności zawodowej są przede wszystkim kwestie związane z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego do Polski. W ramach swoich obowiązków służbowych zajmuje się m.in. negocjacjami aktów prawnych UE w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego i przygotowaniem projektów aktów prawnych w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego. Koordynuje i działania wynikające z członkostwa Polski w Unii Europejskiej, międzynarodowych organizacjach i porozumieniach energetycznych oraz wynikające ze współpracy międzynarodowej. W latach 2011-2014 zajmował się również opracowaniem i aktualizacją Oceny ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego, Planu działań zapobiegawczych oraz Planu na wypadek sytuacji nadzwyczajnej.

Zmiany w składzie Rady Nadzorczej

Zwyczajne Walne Zgromadzenie w dniu 16 kwietnia 2015 r. powołało w skład Rady Nadzorczej PGNiG Irenę Ożóg i Macieja Mazurkiewicza.

W dniu 22 lipca 2015 r. Wojciech Chmielewski zrezygnował z pełnienia funkcji Przewodniczącego i członka Rady Nadzorczej PGNiG.

W dniu 19 października 2015 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG odwołało ze składu Rady Nadzorczej Agnieszkę Woś i powołało Grzegorza Nakoniecznego.

W dniu 4 grudnia 2015 r. Akcjonariusz – Skarb Państwa, działając na podstawie par. 35 ust. 1 Statutu Spółki powołał Piotra Woźniaka do składu Rady Nadzorczej PGNiG.

W dniu 11 grudnia 2015 r. Rada Nadzorcza PGNiG odelegowała Piotra Woźniaka, Członka Rady Nadzorczej PGNiG, do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu PGNiG w okresie od dnia 11 grudnia 2015 r. do dnia 11 marca 2016.

W dniu 29 grudnia 2015 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG dokonało następujących zmian w składzie

Rady Nadzorczej PGNiG:

1. Odwołanie ze składu Rady Nadzorczej:
 - Andrzeja Janiaka,
 - Macieja Mazurkiewicza,
 - Ireny Ożóg,
 - Janusza Pilitowskiego;
2. Powołanie w skład Rady Nadzorczej:
 - Wojciecha Bieńkowskiego,
 - Mateusza Boznańskiego,
 - Andrzeja Goneta,
 - Krzysztofa Rogali.

Zarząd i Rada Nadzorcza przyjęły rezygnację Piotra Woźniaka z funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG z dniem 10 lutego 2016 r., który objął stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG.

25 lutego 2016 r. do PGNiG wpłynęła rezygnacja Krzysztofa Rogali z funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG.

W dniu 1 kwietnia 2016 r. Akcjonariusz – Skarb Państwa powołał Annę Wellisz do składu Rady Nadzorczej, działając na podstawie par. 35 ust. 1 Statutu Spółki.

W dniu 28 czerwca 2016 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG odwołało ze składu Rady Nadzorczej Grzegorza Nakoniecznego i powołało Bartłomieja Nowaka i Piotra Sprzączaka.

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. Praktyka wydzielenia tej funkcji ma swoje korzenie w instytucjach finansowych, gdzie istnienie wyspecjalizowanych komórek organizacyjnych wynika również z wymogów

regulacyjnych. Rozwój *compliance* został szerzej przedstawiony w materiale przygotowanym pod kierunkiem Komisji Nadzoru Finansowego, dostępnym na stronie internetowej KNF.

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* w Spółce stanowi Program zgodności.

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 wykonywa-



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.



Komunikaty REMIT PGNiG
www.komunikaty.pgnig.pl/
Remit?lang=pl

nie 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).

Dodatkowo istnieją pewne obowiązki stałe, polegające w szczególności na monitorowaniu zmian standardów zgodności i raportowaniu istotnych ryzyk do Pełnomocnika ds. Zgodności.

Każdy pracownik ma możliwość dokonania zgłoszenia podejrzenia nieprawidłowości/nadużycia w ramach ustanowionej w Programie zgodności tzw. linii zgodności. Przy zgłoszeniach należy pamiętać o zasadach ochrony informacji niejawnych; więcej informacji na temat zgłoszeń jest dostępnych w zakładce „Kontakt z Pełnomocnikiem ds. Zgodności”. Pracownikowi dokonującemu zgłoszenia nie grożą z tego powodu ujemne konsekwencje służbowe.

Kluczowe obszary ryzyka braku zgodności

Prawo konkurencji

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

Naruszenia prawa konkurencji grożą dolegliwymi 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 wchodzi w życie po przyjęciu przez KE tzw. aktów wykonawczych, to obowiązek rejestrowania 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.

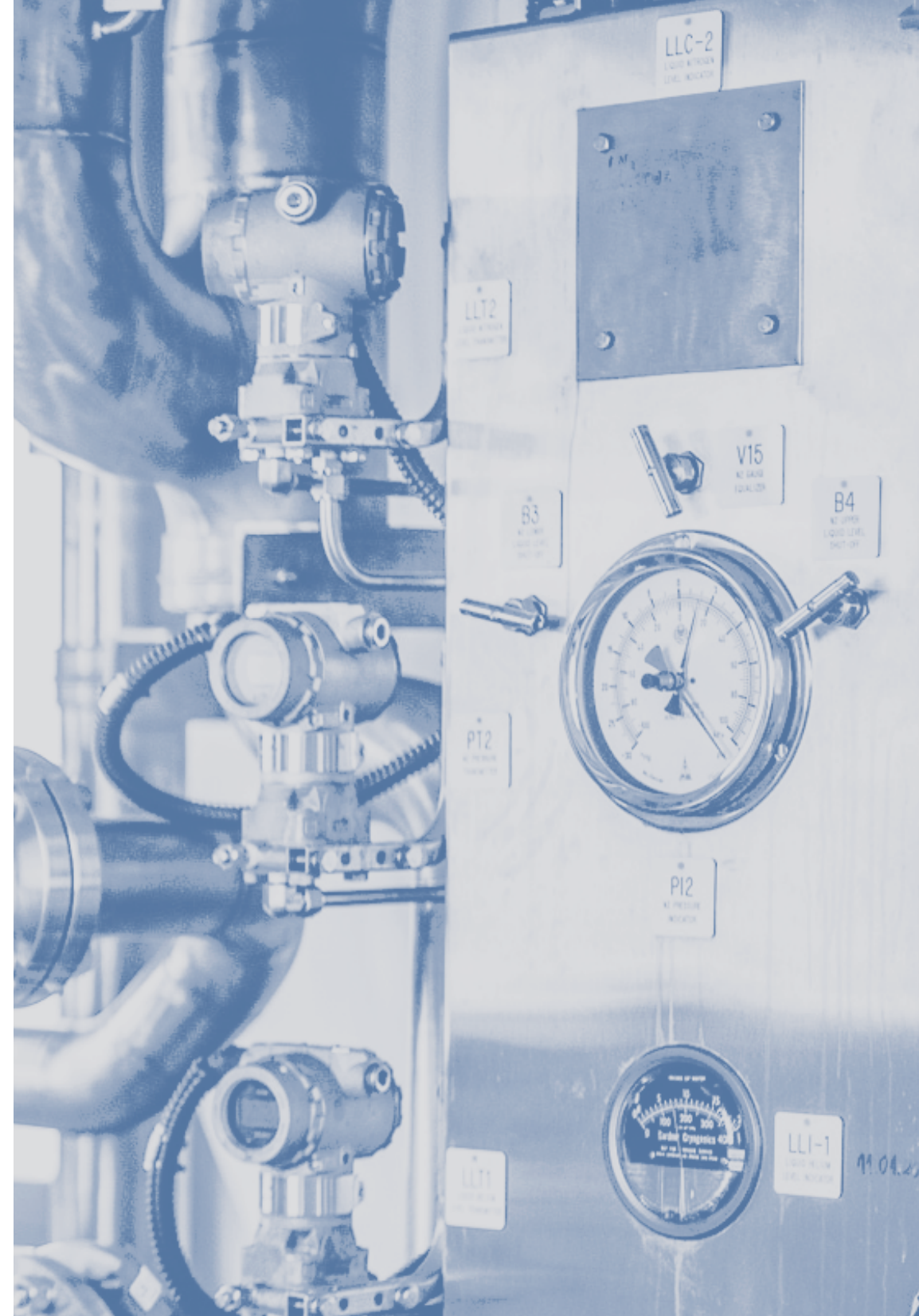
Relacje inwestorskie i regulacje rynków finansowych

PGNiG jako emitent akcji, spółka notowana na giełdzie, zobowiązane jest do wykonywania obowiązków ustawowych dot. 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 Transparency Directive.

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

Kontakt z Pełnomocnikiem ds. Zgodności

Program zgodności wprowadza tzw. linię zgodności, czyli szczególny kanał komunikacji z Pełnomocnikiem ds. Zgodności. Zgłoszenia podejrzenia nadużyć lub nieprawidłowości może dokonać każdy pracownik lub współpracownik Spółki, a także interesariusz zewnętrzny.



Skonsolidowane sprawozdanie finansowe

Ewelina Wochnik
Chemik,
Oddział w Zielonej Górze,
Kopalnia Ropy Naftowej
i Gazu Ziarnego w Lubiatowie

Zajmuje się pobieraniem próbek
mediów na terenie kopalni.
Podczas pracy w laboratorium
bada i oznacza pobrane próbki.
Czuwając nad jakością procesu
produkcji, odpowiada za analizę
wyników i raportowanie.



Skonsolidowane sprawozdanie finansowe 2015

W ujęciu narastającym uwidacznia się wpływ spadającej ceny surowców, w tym głównie ceny ropy. Tym samym EBITDA rok do roku spadła o 4%, czyli ponad 260 mln zł.

W niesprzyjającym dla wszystkich firm sektora *upstream* otoczeniu wyniki wsparła zwiększona produkcja ropy naftowej i kondensatu w naszej spółce norweskiej, która wyniosła blisko 0,7 mln ton, czyli o blisko 250 tys. ton więcej niż w 2014 r.

Zwiększenie przychodów i kosztów wynika głównie z realizacji obligo giełdowego i rosnącego obrotu gazem przez TGE. Dla uzyskania porównywalności *pro forma* należałoby pomniejszyć obie pozycje o ok. 5,1 mld zł. W rezultacie takiego zabiegu można zaobserwować większy spadek przychodów (9%) niż kosztów (8%), co związane jest ze zmniejszeniem taryfy.

Na wyniki Grupy istotny wpływ miały również zdarzenia jednorazowe. Wpływ netto odpisów, rezerw oraz spisanych odwiertów negatywnych i sejsmiki w 2015 r. wyniósł –1 062 mln zł wobec –1 513 mln zł w 2014 r., czyli ponad 450 mln zł różnicy.

Czynnikami obniżającym zysk netto był 9% wzrost pozycji podatku dochodowego w rachunku wyników do blisko 880 mln zł mimo obniżenia zysku brutto o ponad 600 mln zł. Wynika to z wysokiej stopy podatkowej w Norwegii – przypominamy zarazem o braku płatności podatku dochodowego w tym kraju ze względu na zakumulowane aktywo podatkowe w wysokości 1,1 mld NOK.

Na przestrzeni kilku ostatnich kwartałów zauważalne są zmiany udziału segmentów w wyniku EBITDA Grupy. Rok temu Poszukiwanie i Wydobywanie wygenerowało blisko 50% wyniku Grupy, a Dystrybucja około 31%. W 2015 r. udział ten wyniósł odpowiednio 40% i 39%.

Na dobre wyniki Dystrybucji wpływ miał rosnący o 2% wolumen dystrybuowanego gazu, zwiększona o 3% taryfa dystrybucyjna oraz wynik bilansowania systemu na

+64 mln zł wobec –49 mln zł rok wcześniej. Segment wypracował o ponad 336 mln zł wyższy wynik EBITDA.

Podobnie pozytywny udział odnotował segment Wytwarzanie. Przy lekkich spadkach wolumenu produkcji energii elektrycznej i ciepła w porównaniu do 2014 r. wypracowano tam o ponad 217 mln zł wyższy wynik EBITDA. Jest to efekt obniżenia kosztów paliw, zwłaszcza w I kwartale, zwiększonej ceny taryfowej ciepła, a także wyższej o 6% uzyskanej ceny sprzedaży energii elektrycznej. Warto pamiętać, że praktycznie cała planowana produkcja energii elektrycznej jest sprzedawana przed rozpoczęciem roku, co ma wpływ na ceny sprzedaży.

Grupa PGNiG utrzymuje silną pozycję finansową. Na koniec grudnia w bilansie Grupy znajdowało się ponad 6 mld zł gotówki, przy wskaźniku dług netto do EBITDA na poziomie bliskim 0. Dług netto na koniec 2015 r. wyniósł 142 mln zł.

Dla Grupy PGNiG 2016 r. będzie kolejnym rokiem pełnym wyzwań. Nadmierna podaż ropy naftowej i gazu ziemnego, dalsze odpisy aktualizujące wartość aktywów produkcyjnych oraz niższe wolumeny produkcji ropy naftowej przy niezmiennych niskich cenach węglowodorów mogą wpłynąć niekorzystnie na wyniki segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie.

Prowadzona polityka rabatowa w segmencie Obrót i Magazynowanie powinna pozwolić na utrzymanie i odzyskanie utraconych wolumenów sprzedaży do klientów biznesowych.

Stabilne wyniki segmentu Dystrybucja wesprą wzrost wolumenu dystrybuowanego gazu w wyniku realizacji inwestycji rozwojowych i nowych przyłączeń oraz dalszą poprawę efektywności kosztowej.

Niższe ceny paliw do produkcji ciepła i energii elektrycznej powinny pozytywnie wpłynąć na rentowność segmentu Wytwarzanie.

Konsekwentnie prowadzony Program Poprawy Efektywności powinien pozytywnie wpłynąć na poziom kosztów operacyjnych we wszystkich segmentach Grupy PGNiG.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe za rok obrotowy kończący się 31 grudnia 2015 r. jest dostępne na stronie internetowej www.pgnig.pl/relacje-inwestorskie/raporty-gieldowe/okresowe.

Opinia niezależnego biegłego rewidenta

Dla Walnego Zgromadzenia i Rady Nadzorczej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Przeprowadziliśmy badanie załączonego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG, dla której Spółka Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA z siedzibą w Warszawie przy ul. M. Kasprzaka 25 jest jednostką dominującą, na które składa się skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej sporządzone na dzień 31 grudnia 2015 r., skonsolidowany rachunek zysków i strat oraz skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów, skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym oraz skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych za rok obrotowy kończący się tego dnia oraz informacje dodatkowe o przyjętych zasadach rachunkowości oraz inne informacje objaśniające.

Odpowiedzialność Zarządu oraz Rady Nadzorczej

Zarząd Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA jest odpowiedzialny za sporządzenie i rzetelną prezentację tego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, które zostały zatwierdzone przez Unię Europejską, jak również wymogami odnoszonymi się do emitentów papierów wartościowych dopuszczonych do obrotu na rynku oficjalnych notowań giełdowych i innymi obowiązującymi przepisami, a także za sporządzenie sprawozdania z działalności Grupy Kapitałowej. Zarząd jednostki dominującej jest odpowiedzialny również za

kontrolę wewnętrzną, którą uznaje za niezbędną, aby sporządzane sprawozdania finansowe były wolne od nieprawidłowości powstałych wskutek celowych działań lub błędów. Zgodnie z ustawą z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz.U. z 2013 r. Nr 330 z późniejszymi zmianami) („ustawa o rachunkowości”), Zarząd jednostki dominującej oraz członkowie Rady Nadzorczej są zobowiązani do zapewnienia, aby skonsolidowane sprawozdanie finansowe i sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej spełniały wymagania przewidziane w tej ustawie.

Odpowiedzialność Biegłego Rewidenta

Naszym zadaniem jest, w oparciu o przeprowadzone badanie, wyrażenie opinii o tym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym oraz o zgodności z wymagającymi zastosowania zasadami (polityką) rachunkowości grupy kapitałowej tego skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego przeprowadziliśmy stosownie do postanowień rozdziału 7 ustawy o rachunkowości, krajowych standardów rewizji finansowej wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów w Polsce oraz w sprawach nieuregulowanych w krajowych standardach rewizji finansowej, przy ustalaniu szczegółowej metodyki planowania i przeprowadzania badania sprawozdania finansowego i w razie wątpliwości – Międzynarodowych Standardów Rewizji Finansowej. Regulacje te nakładają na nas obowiązek postępowania zgodnego z zasadami etyki oraz zaplanowania i przeprowadzenia badania w taki sposób, aby uzyskać racjonalną pewność, że sprawozdanie finansowe i księgi rachunkowe stanowiące podstawę jego sporządzenia są wolne od istotnych nieprawidłowości. Badanie polega na przeprowadzeniu procedur mających na celu uzyskanie dowodów badania dotyczących kwot i informacji ujawnionych w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Wybór procedur badania zależy od naszego osądu, w tym oceny ryzyka wystąpienia istotnej nieprawidłowości sprawozdania finansowego na skutek celowych działań lub błędów. Przeprowadzając ocenę tego ryzyka, bierzemy pod uwagę kontrolę wewnętrzną związaną ze



sporządzeniem oraz rzetelną prezentacją skonsolidowanego sprawozdania finansowego w celu zaplanowania stosownych do okoliczności procedur badania, nie zaś w celu wyrażenia opinii na temat skuteczności działania kontroli wewnętrznej w jednostce. Badanie obejmuje również ocenę odpowiedzialności stosowanej polityki rachunkowości, zasadności szacunków dokonanych przez Zarząd oraz ocenę ogólnej prezentacji skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Wyrażamy przekonanie, że uzyskane przez nas dowody badania stanowią wystarczającą i odpowiednią podstawę do wyrażenia przez nas opinii z badania.

Opinia

Naszym zdaniem załączone skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG przedstawia rzetelnie i jasno sytuację majątkową i finansową Grupy Kapitałowej na dzień 31 grudnia 2015 r., w tym jej wynik finansowy oraz przepływy pieniężne za rok obrotowy kończący się tego dnia. Sprawozdanie zostało sporządzone we wszystkich istotnych aspektach zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Rachunkowości, Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, które zostały zatwierdzone przez Unię Europejską, oraz związanymi z nimi interpretacjami ogłoszonymi w formie rozporządzeń Komisji Europejskiej, a w zakresie nieuregulowanym w tych standardach – stosownie do wymogów ustawy o rachunkowości i wydanych na jej podstawie przepisów wykonawczych, jak również wymogami odnoszącymi się do emitentów papierów wartościowych dopuszczonych do obrotu na rynku oficjalnych notowań giełdowych oraz jest zgodne z wpływającymi na treść skon-

solidowanego sprawozdania finansowego przepisami prawa obowiązującymi Grupę Kapitałową.

Inne kwestie

Ponadto, zgodnie z wymogami ustawy o rachunkowości, stwierdzamy, że sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej uwzględnia, we wszystkich istotnych aspektach, informacje, o których mowa w art. 49 ustawy o rachunkowości oraz Rozporządzeniu Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 r. w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz. U. z 2014 r., poz. 133) i są one zgodne z informacjami zawartymi w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.

Mariusz Kuciński

Biegły rewident nr 9802

Biegły rewident grupy przeprowadzający badanie w imieniu PKF Consult Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k.

podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych nr 477

ul. Orzycka 6, lok. 1B

02-695 Warszawa

Warszawa, 19 lutego 2016 r.

Raport uzupełniający opinię z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego za rok obrotowy kończący się 31 grudnia 2015 r. jest dostępny na stronie internetowej www.pgnig.pl/ relacje-inwestorskie/raporty-gieldowe/okresowe

Wybrane dane finansowe

za okres zakończony 31 grudnia 2015 r.

Dane dotyczące skonsolidowanego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	Rok zakończony 31 grudnia 2015	Rok zakończony 31 grudnia 2014	Rok zakończony 31 grudnia 2015	Rok zakończony 31 grudnia 2014
Przychody ze sprzedaży	36 464	34 304	8 713	8 188
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej	3 290	3 843	786	917
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem	3 014	3 626	720	866
Zysk/(Strata) netto akcjonariuszy jednostki dominującej	2 134	2 823	510	674
Zysk/(Strata) netto	2 136	2 822	510	674
Całkowite dochody przypisane akcjonariuszom jednostki dominującej	1 767	2 602	422	621
Całkowite dochody razem	1 769	2 601	423	621
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	7 258	6 979	1 734	1 666
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 147)	(3 680)	(752)	(878)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(829)	(3 169)	(198)	(756)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	3 282	130	784	31
Zysk/(Strata) netto i rozdwojony/(a) zysk/(strata) netto na jedną akcję przypisany/(a) zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,36	0,48	0,09	0,11

	Stan na 31 grudnia 2015	Stan na 31 grudnia 2014	Stan na 31 grudnia 2015	Stan na 31 grudnia 2014
Aktywa razem	49 825	48 926	11 692	11 479
Zobowiązania razem	19 084	18 757	4 478	4 401
Zobowiązania długoterminowe razem	12 795	12 384	3 002	2 905
Zobowiązania krótkoterminowe razem	6 289	6 373	1 476	1 496
Kapitał własny razem	30 741	30 169	7 214	7 078
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900	5 900	1 384	1 384
Liczba akcji (średnia ważona w mln szt.)	5 900	5 900	5 900	5 900
Wartość księgową i rozdwojona wartość księgową na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	5,21	5,11	1,22	1,20
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,20	0,15	0,05	0,04

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

każdego miesiąca danego okresu obrotowego.

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

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do euro ustalone przez NBP

	31 grudnia 2015	31 grudnia 2014
Średni kurs w okresie	4,1848	4,1893
Kurs na koniec okresu	4,2615	4,2623



Skonsolidowany rachunek zysków i strat

za okres zakończony 31 grudnia 2015 r.

	3 miesiące zakończone 31 grudnia 2015	Rok zakończony 31 grudnia 2015	3 miesiące zakończone 31 grudnia 2014	Rok zakończony 31 grudnia 2014
	zbadane	zbadane	zbadane	zbadane
Przychody ze sprzedaży	9 769	36 464	11 487	34 304
Zużycie surowców i materiałów	(6 722)	(24 216)	(8 027)	(21 229)
Świadczenia pracownicze	(908)	(2 714)	(823)	(2 827)
Amortyzacja	(717)	(2 790)	(600)	(2 502)
Usługi obce	(813)	(2 674)	(818)	(2 843)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	312	953	313	980
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(867)	(1 733)	(773)	(2 040)
Koszty operacyjne razem	(9 715)	(33 174)	(10 728)	(30 461)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej	54	3 290	759	3 843
Przychody finansowe	21	80	18	86
Koszty finansowe	(92)	(305)	(149)	(432)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	–	(51)	129	129
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem	(17)	3 014	757	3 626
Podatek dochodowy	(4)	(878)	(71)	(804)
Zysk/(Strata) netto	(21)	2 136	686	2 822
Przypisany/(a):				
Akcjonariuszom jednostki dominującej	(21)	2 134	688	2 823
Udziałom niekontrolującym	–	2	(2)	(1)
Zysk/(Strata) netto i rozdwojony/(a) zysk/(strata) netto na jedną akcję, przypisany/(a) zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej (w PLN)	(0,004)	0,36	0,12	0,48

Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

za okres zakończony 31 grudnia 2015 r.

	3 miesiące zakończone 31 grudnia 2015	Rok zakończony 31 grudnia 2015	3 miesiące zakończone 31 grudnia 2014	Rok zakończony 31 grudnia 2014
	zbadane	zbadane	zbadane	zbadane
Zysk/(Strata) netto	(21)	2 136	686	2 822
Inne całkowite dochody, które zostaną przeklasyfikowane na zyski lub straty po spełnieniu określonych warunków, dotyczące pozycji:	(208)	(334)	(193)	(197)
• Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	16	15	(34)	18
• Stosowanie rachunkowości zabezpieczeń	(277)	(431)	(196)	(265)
• Podatek odroczony	53	82	37	50
Inne całkowite dochody, które nie zostaną przeklasyfikowane na zyski lub straty, dotyczące pozycji:	(46)	(33)	(13)	(24)
• Zyski/(Straty) aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych	(56)	(35)	(19)	(32)
• Podatek odroczony	10	2	6	8
Inne całkowite dochody netto	(254)	(367)	(206)	(221)
Całkowite dochody razem	(275)	1 769	480	2 601
Przypisane:				
• Akcjonariuszom jednostki dominującej	(275)	1 767	482	2 602
• Udziałom niekontrolującym	–	2	(2)	(1)

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

na dzień 31 grudnia 2015 r.

	Stan na 31 grudnia 2015	Stan na 31 grudnia 2014
	zbadane	zbadane
AKTYWA		
Aktywa trwałe (długoterminowe)		
Rzeczowe aktywa trwałe	32 967	33 528
Nieruchomości inwestycyjne	12	9
Wartości niematerialne	1 138	1 113
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	840	856
Inne aktywa finansowe	275	243
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	1 575	1 783
Pozostałe aktywa trwałe	152	160
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem	36 959	37 692
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)		
Zapasy	2 229	3 189
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	3 372	4 236
Należności z tytułu podatku bieżącego	7	5
Pozostałe aktywa	146	132
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	709	567
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	6 239	2 958
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	164	147
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem	12 866	11 234
Aktywa razem	49 825	48 926
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY		
Kapitał własny		
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900	5 900
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740	1 740
Skumulowane inne całkowite dochody	(637)	(270)
Zyski/(Straty) zatrzymane	23 733	22 794
Kapitał własny, przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	30 736	30 164
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym	5	5
Kapitał własny razem	30 741	30 169

	Stan na 31 grudnia 2015	Stan na 31 grudnia 2014
	zbadane	zbadane
Zobowiązania długoterminowe		
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	5 799	5 069
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	565	604
Rezerwy	1 728	1 803
Przychody przyszłych okresów	1 511	1 581
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	3 090	3 250
Inne zobowiązania długoterminowe	102	77
Zobowiązania długoterminowe razem	12 795	12 384
Zobowiązania krótkoterminowe		
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	3 288	3 589
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	583	769
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	1 165	593
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	53	191
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	352	284
Rezerwy	694	720
Przychody przyszłych okresów	154	227
Zobowiązania krótkoterminowe razem	6 289	6 373
Zobowiązania razem	19 084	18 757
Zobowiązania i kapitał własny razem	49 825	48 926

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

za okres zakończony 31 grudnia 2015 r.

	Rok zakończony 31 grudnia 2015	Rok zakończony 31 grudnia 2014
	zbadane	zbadane
Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
Zysk/(Strata) netto	2 136	2 822
Korekty o pozycje:		
• Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	51	(129)
• Amortyzacja	2 790	2 502
• Zysk/(Strata) z tytułu różnic kursowych netto	(24)	201
• Odsetki i dywidendy netto	127	127
• Zysk/(Strata) z działalności inwestycyjnej	578	739
• Podatek dochodowy bieżącego okresu	878	804
• Pozostałe pozycje netto	276	910
Podatek dochodowy zapłacony	(833)	(677)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego	5 979	7 299
Zmiana stanu kapitału obrotowego:		
• Zmiana stanu należności	823	(128)
• Zmiana stanu zapasów	960	189
• Zmiana stanu zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych	29	11
• Zmiana stanu rezerw	(85)	130
• Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	(255)	(477)
• Zmiana stanu pozostałych aktywów	(13)	(31)
• Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	(180)	(14)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	7 258	6 979
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
Wpływy ze sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	77	30
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach niepowiązanych	2	1
Wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	(3 154)	(3 781)
Wydatki na nabycie udziałów w jednostkach powiązanych	(59)	(1)
Otrzymane odsetki	–	4
Otrzymane dywidendy	2	3
Pozostałe pozycje netto	(15)	64
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 147)	(3 680)

	Rok zakończony 31 grudnia 2015	Rok zakończony 31 grudnia 2014
	zbadane	zbadane
Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
Wpływy z tytułu zaciągnięcia kredytów i pożyczek	1 639	152
Wpływy z tytułu emisji papierów dłużnych	309	377
Splata kredytów i pożyczek	(937)	(1 096)
Wykup papierów dłużnych	(390)	(1 429)
Splata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	(38)	(50)
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	84	84
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	(81)	(98)
Wypłacone dywidendy	(1 180)	(885)
Zapłacone odsetki	(213)	(218)
Pozostałe pozycje netto	(22)	(6)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(829)	(3 169)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	3 282	130
Różnice kursowe netto	(1)	1
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	2 956	2 826
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	6 238	2 956

Skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym

za okres zakończony 31 grudnia 2015 r.

	Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)								
	Kapitał podstawowy (akcyjny)	Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	Skumulowane inne całkowite dochody z tytułu:			Zyski/(Straty) zatrzymane	Razem	Kapitał własny (przypisany udziałom niekontrolującym)	Kapitał własny razem
			różnic kursowych z przeliczenia jednostek zagranicznych	stosowania rachunkowości zabezpieczeń	zysków/(strat) aktuarialnych dotyczących świadczeń pracowniczych				
Stan na 1 stycznia 2015 (zbadane)	5 900	1 740	(66)	(216)	12	22 794	30 164	5	30 169
Dywidenda	-	-	-	-	-	(1 180)	(1 180)	-	(1 180)
Wykup akcji (udziałów) od udziałowców niekontrolujących	-	-	-	-	-	-	-	(2)	(2)
Zmiany w Grupie – wyłączenie z konsolidacji	-	-	-	-	-	(15)	(15)	-	(15)
Całkowite dochody razem	-	-	15	(349)	(33)	2 134	1 767	2	1 769
• Zysk/(Strata) netto	-	-	-	-	-	2 134	2 134	2	2 136
• Inne całkowite dochody netto	-	-	15	(349)	(33)	-	(367)	-	(367)
Stan na 31 grudnia 2015 (zbadane)	5 900	1 740	(51)	(565)	(21)	23 733	30 736	5	30 741
Stan na 1 stycznia 2014 (zbadane)	5 900	1 740	(84)	(1)	36	20 856	28 447	6	28 453
Dywidenda	-	-	-	-	-	(885)	(885)	-	(885)
Całkowite dochody razem	-	-	18	(215)	(24)	2 823	2 602	(1)	2 601
• Zysk/(Strata) netto	-	-	-	-	-	2 823	2 823	(1)	2 822
• Inne całkowite dochody netto	-	-	18	(215)	(24)	-	(221)	-	(221)
Stan na 31 grudnia 2014 (zbadane)	5 900	1 740	(66)	(216)	12	22 794	30 164	5	30 169

Segmenty operacyjne

za okres zakończony 31 grudnia 2015 r.

	Poszukiwanie i Wydobycie	Obrót i Magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat							
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	3 148	31 274	654	1 215	173	-	36 464
Sprzedaż między segmentami	1 707	468	3 931	672	152	(6 930)	-
Przychody segmentu razem	4 855	31 742	4 585	1 887	325	(6 930)	36 464
Amortyzacja	(1 331)	(242)	(889)	(312)	(18)	2	(2 790)
Pozostałe koszty	(2 429)	(31 119)	(2 246)	(1 208)	(313)	6 931	(30 384)
Koszty segmentu razem	(3 760)	(31 361)	(3 135)	(1 520)	(331)	6 933	(33 174)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej segmentu	1 095	381	1 450	367	(6)	3	3 290
Koszty finansowe netto							(225)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		(51)					(51)
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem							3 014
Podatek dochodowy							(878)
Zysk/(Strata) netto							2 136
Sprawozdanie z sytuacji finansowej							
Aktywa segmentu	14 743	18 283	14 331	4 256	282	(5 240)	46 655
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		840					840
Aktywa nieprzypisane							755
Aktywa z tytułu podatku odroczonego							1 575
Aktywa razem							49 825
Kapitał własny ogółem							30 741
Zobowiązania segmentu	4 065	4 616	2 515	2 016	128	(4 948)	8 392
Zobowiązania nieprzypisane							7 602
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego							3 090
Zobowiązania i kapitał własny razem							49 825
Pozostałe informacje dotyczące segmentu							
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(1 460)	(171)	(1 180)	(353)	(7)	17	(3 154)
Odpisy aktualizujące aktywa	(2 947)	(1 797)	(121)	(56)	(18)	-	(4 939)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane							(46)

Segmenty operacyjne

za okres zakończony 31 grudnia 2014 r.

	Poszukiwanie i Wydobycie	Obrót i Magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat							
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	4 346	28 367	280	1 149	162	–	34 304
Sprzedaż między segmentami	1 725	458	4 003	794	163	(7 143)	–
Przychody segmentu razem	6 071	28 825	4 283	1 943	325	(7 143)	34 304
Amortyzacja	(1 137)	(181)	(864)	(301)	(20)	1	(2 502)
Pozostałe koszty	(2 928)	(28 061)	(2 281)	(1 480)	(373)	7 164	(27 959)
Koszty segmentu razem	(4 065)	(28 242)	(3 145)	(1 781)	(393)	7 165	(30 461)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej segmentu	2 006	583	1 138	162	(68)	22	3 843
Koszty finansowe netto							(346)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		129					129
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem							3 626
Podatek dochodowy							(804)
Zysk/(Strata) netto							2 822
Sprawozdanie z sytuacji finansowej							
Aktywa segmentu	15 442	18 299	14 142	4 184	387	(6 780)	45 674
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		856					856
Aktywa nieprzypisane							613
Aktywa z tytułu podatku odroczonego							1 783
Aktywa razem							48 926
Kapitał własny ogółem							30 169
Zobowiązania segmentu	5 531	4 873	2 638	2 049	219	(6 427)	8 883
Zobowiązania nieprzypisane							6 624
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego							3 250
Zobowiązania i kapitał własny razem							48 926
Pozostałe informacje dotyczące segmentu							
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(2 063)	(269)	(1 091)	(285)	(10)	(63)	(3 781)
Odpisy aktualizujące aktywa	(2 381)	(1 590)	(112)	(26)	(22)	–	(4 131)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane							(46)

Przeliczniki

	1 mld m ³ gazu ziemnego	1 mld cf gazu ziemnego	1 mln t ropy naftowej	1 mln t LNG	1 mln t węgla kamiennego	1 bln Btu	1 PJ	1 mln boe	1 TWh
1 mld m³ gazu ziemnego	1	35,3	0,90	0,73	1,35	36	38	6,45	10,97
1 mld cf gazu ziemnego	0,028	1	0,026	0,021	0,038	1,03	1,08	0,18	0,29
1 mln t ropy naftowej	1,113	39,2	1	0,81	1,52	40,4	42,7	7,33	11,65
1 mln t LNG	1,38	48,7	1,23	1	1,86	52	55	8,68	14,34
1 mln t węgla kamiennego	0,74	26,1	0,66	0,54	1	26,7	28,1	4,66	8,14
1 bln Btu	0,028	0,98	0,025	0,02	0,038	1	1,06	0,17	0,29
1 PJ	0,026	0,93	0,23	0,019	0,036	0,95	1	0,17	0,28
1 mln boe	0,16	5,61	0,14	0,12	0,21	5,8	6,04	1	1,70
1 TWh	0,091	3,41	0,086	0,07	0,123	3,41	3,6	0,59	1

Kontakt

Dariusz Świątek

Kierownik Zmiany,

Oddział w Zielonej Górze,

Podziemny Magazyn Gazu w Wierchowicach

Prowadzi nadzór nad eksploatacją Obiektu Górniczego OC PMG Wierchowice w zakresie optymalizacji pracy urządzeń górniczych. W imieniu prowadzącego instalację odpowiedzialny jest za raportowanie i nadzorowanie parametrów pracy podziemnego magazynu gazu. Jest audytorem behawioralnym PMG Wierchowice.



Kontakt

Centrala PGNiG SA
ul. M. Kasprzaka 25
01-224 Warszawa
tel. 22 589 45 55
tel. 22 691 79 00
www.pgnig.pl

Departament Komunikacji
tel. 22 691 45 92
e-mail: pr@pgnig.pl

Dział Relacji Inwestorskich
tel. 22 589 46 51
tel. 22 589 46 71
tel. 22 589 43 22
e-mail: ri@pgnig.pl
www.ri.pgnig.pl

Oddział Obrotu Hurtowego w Warszawie
ul. M. Kasprzaka 25A
01-224 Warszawa
tel. 22 589 44 25
e-mail: sekretariat.ooh@pgnig.pl

Oddział Geologii i Eksploatacji w Warszawie
ul. M. Kasprzaka 25A
01-224 Warszawa
tel. 22 589 43 65
e-mail: d@pgnig.pl
www.ogie.pgnig.pl

**Oddział Centralne Laboratorium
Pomiarowo-Badawcze w Warszawie**
ul. M. Kasprzaka 25B
01-224 Warszawa
tel. 22 691 87 53
e-mail: clpb@pgnig.pl
www.clpb.pgnig.pl

Oddział w Sanoku
ul. H. Sienkiewicza 12
38-500 Sanok
tel. 13 465 21 11
e-mail: sanok@pgnig.pl
www.sanok.pgnig.pl

Oddział w Odolanowie
ul. Krotoszyńska 148
63-430 Odolanów
tel. 62 736 44 41
e-mail: odolanow@pgnig.pl
www.odolanow.pgnig.pl

Oddział w Zielonej Górze
ul. Bohaterów Westerplatte 15
65-034 Zielona Góra
tel. 68 329 14 00
e-mail: zielonagora@pgnig.pl
www.zielonagora.pgnig.pl

**Oddział Ratownicza Stacja Górnictwa
Otworowego w Krakowie**
ul. Sołtysowska 25A
31-589 Kraków
tel. 12 644 51 54
tel. 695 188 498
e-mail: rsgo@pgnig.pl
www.rsgo.pgnig.pl

Oddział Operatorski w Pakistanie
House No 2, Street 40, Sektor F-6/1
Islamabad 44000, Pakistan
tel. +92 51 265 45 91
faks +92 51 265 45 94

Przedstawicielstwo PGNiG SA w Brukseli
Rond Point Schuman 6
1040 Brussels, Belgium
tel. +32 2 234 79 80
faks +32 2 234 79 12
e-mail: brussels@pgnig.pl

**Przedstawicielstwo PGNiG SA
w Republice Białorusi**
225081 obwód brzeski,
rejon kamieniecki,
wieś Makarowa, Białoruś
Stacja Pomiaru Gazu „Wysokoje”
tel./faks +375 163 171 368

Przedstawicielstwo PGNiG SA w Kijowie
ul. Sz. Rustaweli 31b, m. 16
вул. Ш. Руставелі 31 – б, кв. № 16
01 333 Kijów/m. Київ, Ukraina/Україна
tel./faks +380 44 284 34 01
e-mail: kiev@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/Moskwa, Rosja/Rosсия
tel. +7 495 775 38 56
faks +7 495 775 38 57
e-mail: moscow@pgnig.pl

