

# RAPORT ROCOZNY 2014



W BIZNESIE  
JAK W SPORCIE  
**CELEM  
JEST  
SUKCES**

# Raport Roczny

PGNiG 2014

W poniższym dokumencie  
stosuje się następujące terminy:

- PGNiG lub Spółka dla spółki dominującej Grupy Kapitałowej PGNiG, tj. dla spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
- Grupa PGNiG dla Grupy Kapitałowej PGNiG



# W GRUPIE SIŁA

Jako Sponsor Strategiczny Polskiej Piłki Ręcznej dobrze o tym wiemy. Ubiegły rok był pełen wyzwań, dzięki którym zdobyliśmy kolejne punkty i dalej się rozwijamy. Drużynowe podejście i siła tkwiąca w zespole pozwalają nam śmiało patrzeć w przyszłość.





# Spis treści

8

Misja

18

Zarząd  
i Rada Nadzorcza

46

Otoczenie  
makroekonomiczne  
w roku 2014

92

Segment Dystrybucja

112

Pracownicy

128

Ład korporacyjny

10

Grupa PGNiG w liczbach

30

PGNiG  
na giełdzie

52

Segment Poszukiwanie  
i Wydobywanie

98

Segment Wytwarzanie

120

Ochrona środowiska

134

Skonsolidowane  
sprawozdanie 2014

14

Kalendarz wydarzeń

36

Strategia Grupy

74

Segment Obrót  
i Magazynowanie

108

Pozostała działalność

124

Sponsoring

152

Przeliczniki, słownik  
skrótów i pojęć, kontakt





# WYZWANIE CZYLI MISJA

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





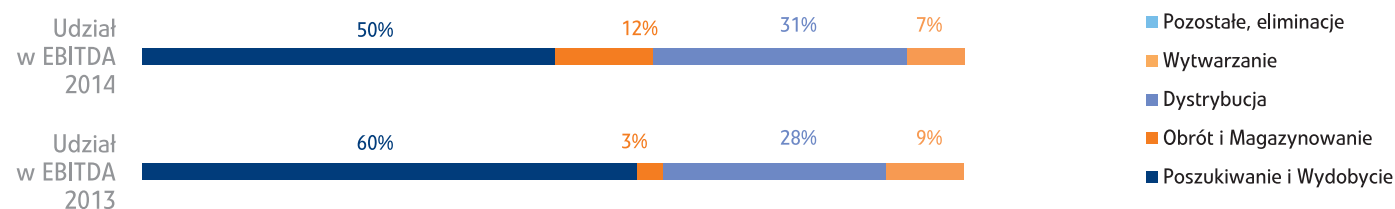
# TABLICA WYNIKOW CZYLI GRUPA PGNiG W LICZBACH



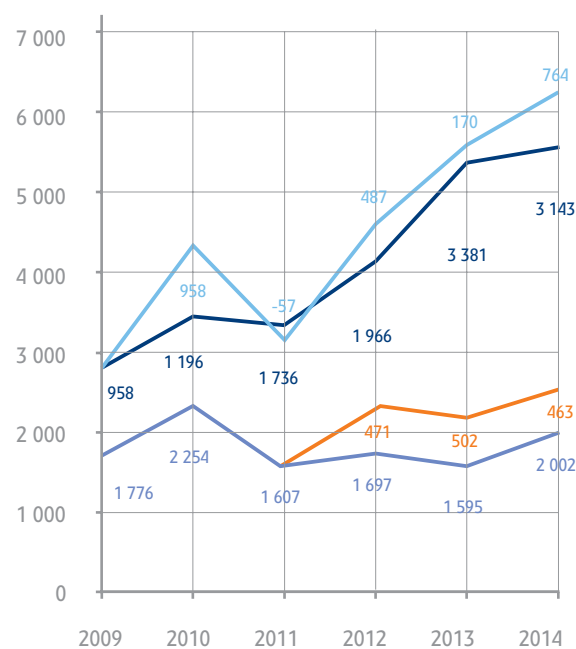
# Grupa PGNiG w liczbach

Grupa Kapitałowa PGNiG zajmuje dominującą pozycję w większości obszarów sektora gazowego w kraju, tj. w obszarze poszukiwania złóż, wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego, magazynowania paliw gazowych, obrotu gazem ziemnym, a także jego dystrybucji.

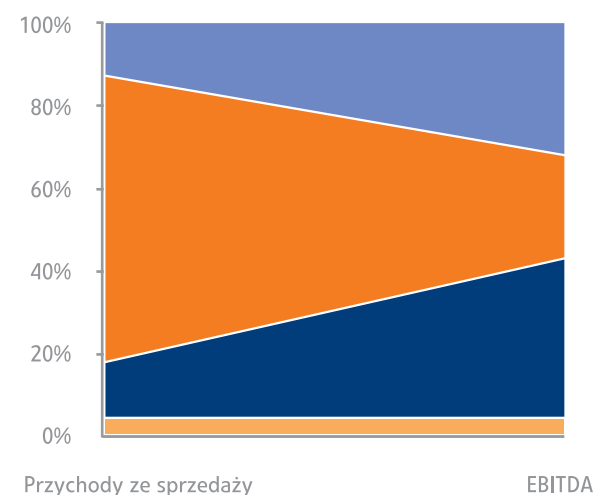
Udział segmentów w EBITDA roku 2013 i 2014



EBITDA w latach 2009-2014 w podziale na segmenty



Struktura przychodów ze sprzedaży i EBITDA w 2014 roku wg segmentów



Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej jest realizowane przede wszystkim w Polsce oraz na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i zapewnia Grupie konkurencyjną pozycję na zliberalizowanym rynku gazu.

W ramach obrotu i magazynowania Grupa prowadzi sprzedaż gazu ziemnego importowanego i wydobywanego ze złóż krajowych, zapewnia również odbiorcom dostawy w okresach zwiększonego zapotrzebowania na gaz.

Obszar dystrybucji zajmuje się dostarczaniem gazu odbiorcom, siecią dystrybucyjną oraz modernizacją i rozbudową infrastruktury gazowej.

W 2012 roku Grupa PGNiG roku rozszerzyła działalność o wytwarzanie i sprzedaż ciepła oraz energii elektrycznej.

## Organizacja Grupy Kapitałowej

Na koniec 2014 roku w skład Grupy PGNiG wchodziły PGNiG jako podmiot dominujący oraz 30 spółek o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym, w tym 21 spółek bezpośrednio zależnych oraz 9 spółek pośrednio zależnych od PGNiG.

## Spółki podlegające konsolidacji

Podmiot dominujący	Skrót nazwy w Raporcie Rocznym 2014			
Segment	Spółki zależne i pośrednio zależne	Kapitał zakładowy w tysiącach	% kapitału PGNiG	
Poszukiwanie i Wydobycie	Exalo Drilling SA	Exalo Drilling	981 500 zł	100%
	Oil Tech International F.Z.E.		20 USD	100%
	Poltava Services LLC		20 EUR	99%
	GEOFIZYKA Kraków SA	GEOFIZYKA Kraków	64 400 zł	100%
	GEOFIZYKA Toruń SA	GEOFIZYKA Toruń	66 000 zł	100%
	PGNiG Upstream International AS	PGNiG UI	1 092 000 NOK	100%
	Polish Oil and Gas Company Libya B.V.	POGC Libya	20 EUR	100%
	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	PGNiG OD	1 091 000 zł	100%
	PGNiG Sales & Trading GmbH	PST	10 000 EUR	100%
	Obrót i Magazynowanie	XOOL GmbH (EUR)		500 EUR
Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.		OSM	15 290 zł	100%
PGNiG Finance AB		PGNiG Finance	500 SEK	100%
Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.		PSG	10 454 207 zł	100%
Dystrybucja	Powisłe Park Sp. z o.o.		81 131 zł	100%
	GAZ Sp. z o.o.		300 zł	80%
Wytwarzanie	PGNiG TERMIKA SA	PGNiG TERMIKA	670 325 zł	100%
	Geovita SA	Geovita	86 139 zł	100%
Pozostała działalność	PGNiG Technologie SA	PGNiG Technologie	182 127 zł	100%
	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	PGNiG Serwis	9 995 zł	100%
	B.S. i P.G. Gazoprojekt SA*	Gazoprojekt	4 000 zł	75%

## Spółki niepodlegające konsolidacji

Spółki zależne i pośrednio zależne	Kapitał zakładowy w tysiącach	% kapitału PGNiG
BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o. w likwidacji	52 zł	100%
Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o. w likwidacji	1 212 zł	100%
PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.	250 zł	100%
PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.	250 zł	100%
PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.	250 zł	100%
NYSAGAZ Sp. z o.o.	9 881 zł	66,28%
Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 zł	100%
Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 zł	85,51%
Zakład Separacji Popiołów Siekierki Sp. z o.o.	1 000 zł	70%
Gas Assets Management Sp. z o.o. w organizacji	20 zł	100%

\* PGNiG ma prawo do powoływania większości członków Rady Nadzorczej spółki. Bezpośredni udział PGNiG w kapitale zakładowym B.S. i P.G. Gazoprojekt SA wynosi 22,50%. PGNiG posiada także 52,50% akcji w spółce w sposób pośredni przez PGNiG Technologie SA.





**TERMINARZ  
CZYLI  
KALENDARZ  
WYDARZEN**



# Kalendarz wydarzeń

## I kwartał

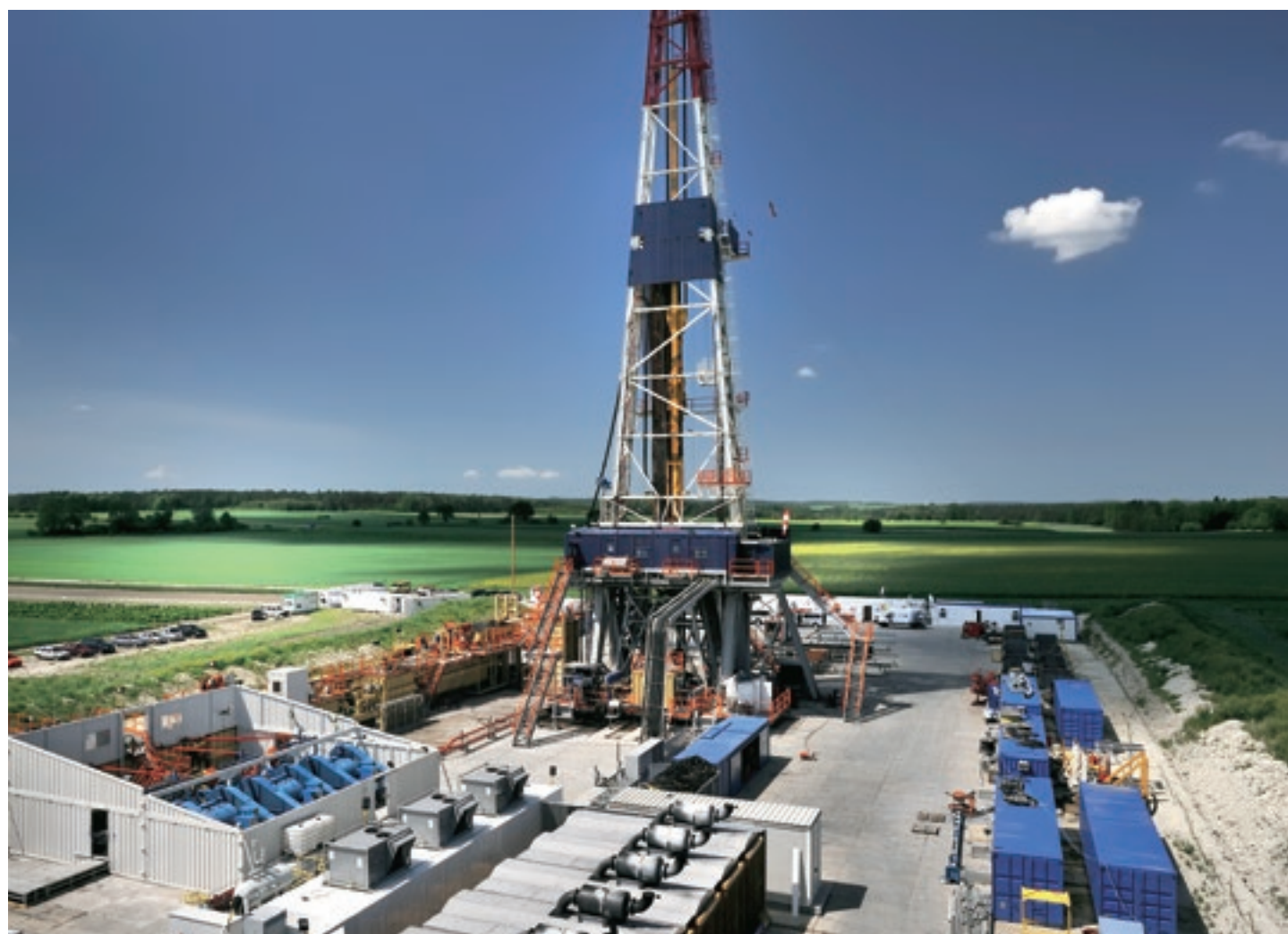
Od 1 stycznia 2014 roku stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG objął Mariusz Zawisza. Na wspólną kadencję zostali powołani również Jerzy Kurella – Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych, Jarosław Bauc – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych, Zbigniew Skrzypkiewicz – Wiceprezes Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania, Andrzej Parafianowicz – Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych.

Ze względu na sytuację polityczną w Libii i zagrożenie dla pracowników POGC Libya B.V. przerwała realizację prac poszukiwawczych na koncesji w Libii.

## II kwartał

Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG w dniu 15 maja 2014 roku podjęło decyzję o podziale zysku netto PGNiG za rok obrotowy 2013 i postanowiło przeznaczyć na wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy kwotę 885 mln zł. Dywidenda przypadająca na jedną akcję wynosi 0,15 zł.

Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. rozpoczęła udostępnianie zwiększonych pojemności czynnych PMG Wierzchowice i PMG Strachocina.



## III kwartał

W dniu 1 sierpnia 2014 roku PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. rozpoczęła działalność operacyjną. Spółka przejęła dotychczasową działalność PGNiG w obszarze obrotu detalicznego gazem. Zmiana ta ma umożliwić PGNiG realizację tzw. obliga giełdowego, zgodnie z którym od 2015 roku Spółka jest zobowiązana do sprzedaży na giełdach towarowych 55% wolumenu gazu wysokometanowego wprowadzanego do systemu przesyłowego.

W dniu 29 września 2014 roku PGNiG Upstream International AS nabyła od Total E&P Norge AS udziały w pakiecie czterech złóż zlokalizowanych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Na pakiet składają się udziały w sześciu koncesjach obejmujących złoża: Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog. W wyniku tej transakcji zasoby wydobywalne PGNiG Upstream International AS w Norwegii wzrosły o około 60%.

## IV kwartał

PGNiG i Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) zawarły porozumienie dodatkowe do umowy sprzedaży skroplonego gazu ziemnego (LNG) z dnia 29 czerwca 2009 roku. Podpisane porozumienie zminimalizuje ryzyko zapłaty przez PGNiG kary za nieodebrane ilości gazu LNG zgodnie z klauzulą kontraktową take or pay. W ocenie Zarządu PGNiG, bazując na obecnie dostępnych informacjach na temat przewidywanych na 2015 rok cen LNG na świecie oraz cen gazu ziemnego w Polsce, porozumienie może pozwolić na poprawę w 2015 roku wyniku finansowego PGNiG na obrocie gazem ziemnym pozyskanym w ramach umowy długoterminowej wobec pierwotnego scenariusza.

Prezes URE zatwierdził „Taryfę w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 7/2015 PGNiG SA” (taryfa hurtowa) na okres od 1 stycznia do 30 kwietnia 2015 roku. Średnia cena gazu wysokometanowego została obniżona o około 4%, natomiast gazu zaazotowanego (Lw) o 1,4%.

Prezes URE zatwierdził „Taryfę PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 1” (taryfa detaliczna) na okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2015 roku. Średnia cena paliwa gazowego w obrocie została obniżona o 1,8% dla gazu wysokometanowego (E), 0,8% dla gazu zaazotowanego (Lw), 1,1% dla gazu zaazotowanego (Ls) i 1,6% dla gazu propan-butan-rozprężony.

Tego samego dnia prezes URE zatwierdził również „Taryfę Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego” na okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2015 roku. Średnie stawki opłat wzrosły w przedziale o ok. 2,2-3,6% w zależności od danego Oddziału Polskiej Spółki Gazownictwa.



# W KAŻDEJ DRUŻYNIE SĄ LIDERZY





# List Prezesa Zarządu

Szanowni Państwo,

w imieniu Zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa przedstawiam Raport Grupy Kapitałowej PGNiG za 2014 rok.

W minionym roku wypracowaliśmy zysk netto w wysokości 2,8 mld zł, co stanowi wzrost o 47% w stosunku do 2013 roku. Na poziomie działalności operacyjnej wartość EBITDA wyniosła 6,3 mld zł, co oznacza zwiększenie o 13%. Z kolei wynik operacyjny wyniósł 3,8 mld zł i zwiększył się o 22%. W 2014 roku o 7% wzrosły także przychody Grupy Kapitałowej PGNiG, które przekroczyły 34 mld zł. Na wypracowywanie korzystnych wyników wpływ miały głównie osiągnięcia w obszarze poszukiwań i wydobycia oraz dystrybucji.

W 2014 roku operacyjną działalność rozpoczęła spółka PGNiG Obrót Detaliczny. To kolejny istotny krok w budowaniu ładu korporacyjnego przez Grupę PGNiG. Uruchomienie tej spółki oznacza także realne oddzielenie sprzedaży detalicznej od hurtowej, co pomoże PGNiG w realizacji obliża gazowego w kolejnych latach. Wydzielenie sprzedaży detalicznej do osobnego podmiotu pozwoli również lepiej odpowiadać na rosnące oczekiwania Klientów.

W ubiegłym roku dokonaliśmy kolejnej integracji Grupy Kapitałowej PGNiG. Zawarte zostały umowy o współpracy pomiędzy PGNiG a spółkami Grupy oraz wdrożone zostały regulacje zarządcze dla poszczególnych obszarów działalności Grupy PGNiG. Spółki przystąpiły też do podatkowej grupy kapitałowej oraz zostały zintegrowane w ramach narzędzi zarządzania skarbem.

Po kilkumiesięcznych negocjacjach nabyliśmy kolejne złoża węgłowodórów w Norwegii, co wzmocniło naszą pozycję w upstreamie międzynarodowym i pozwoliło na korzystną optymalizację podatkową w spółce PGNiG Upstream International.


W 2014 roku podpisaliśmy porozumienie ze spółką Qatargas oraz rozpoczęliśmy renegocjacje Kontraktu Jamalskiego. Efekt negocjacji może mieć wpływ na przyszłą pozycję rynkową Spółki.

W minionym roku przyjęta została Strategia Grupy PGNiG na lata 2014-2022, która stawia

przed spółkami Grupy ambitne zadania mające na celu stworzenie podstaw dalszego rozwoju. Jej głównymi filarami są cztery kluczowe obszary aktywności: utrzymanie wartości w obrocie detalicznym i hurtowym, maksymalizacja przepływów z obszaru infrastruktury i wytwarzania, wzmocnienie i transformacja obszaru upstream oraz zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości Grupy PGNiG.

Naszą misją – zdefiniowaną w strategii – jest wzrost wartości PGNiG w oparciu o rozwój obszaru wydobycia i efektywne wykorzystanie infrastruktury, przy zachowaniu zdolności do zapewnienia dostaw gazu. Od gwaranta dostaw gazu do rentownego i konkurencyjnego gracza na rynkach wydobycia węgłowodórów i obrotu nośnikami energii – to z kolei wizja PGNiG. Nadrzędnym celem jest dla nas budowa wartości Grupy Kapitałowej PGNiG, spełnienie oczekiwań naszych Akcjonariuszy oraz Klientów.

Z wyrazami szacunku,



Mariusz Zawisza  
Prezes Zarządu PGNiG SA

# Zarząd



Mariusz Zawisza  
Prezes Zarządu PGNiG SA

Mariusz Zawisza jest absolwentem Wydziału Ekonomii Uniwersytetu Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie. Ponadto ukończył studia podyplomowe z zakresu rachunkowości zarządcza i kontroling w przedsiębiorstwie na Politechnice Lubelskiej oraz studia podyplomowe na kierunku międzynarodowe standardy rachunkowości, międzynarodowe standardy sprawozdawczości finansowej w WSPiZ im. Leona Koźmińskiego w Warszawie. Uzyskał też tytuł Master of Business Administration na University of Central Lancashire Preston realizowany w Lubelskiej Szkole Biznesu.

Od blisko osiemnastu lat zatrudniony na kierowniczych stanowiskach, m.in. w latach 1996-1999 w Zakładach Remontowych Energetyki Lublin SA kolejno jako: kierownik

Działu Ekonomicznego i Analiz Marketingowych, kierownik Biura Zapewniania Jakości, kierownik Działu Controlingu. W latach 1999-2001 pracował w Lubelskich Zakładach Przemysłu Skórzanego Protektor SA na stanowiskach: kierownik Działu Analiz Ekonomicznych i Kontrolingu oraz jako główny ekonomista.

W latach 2001-2004 zatrudniony jako dyrektor finansowy oraz członek zarządu w Instal Lublin SA. Następnie od czerwca 2004 roku do czerwca 2006 roku w MPWiK w m. st. Warszawa SA jako członek zarządu odpowiedzialny za sprawy ekonomiczno-finansowe. Następnie w latach 2006-2007 na stanowiskach: członka zarządu, dyrektora ds. ekonomii i finansów, prezesa zarządu w Lubelskich Zakładach Energetycznych LUBZEL SA.

Prezes Zarządu kieruje pracami Zarządu oraz koordynuje pracę członków Zarządu we wszystkich obszarach działalności Grupy PGNiG; sprawuje również nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie: strategii Grupy Kapitałowej PGNiG, kompleksowej obsługi prawnej, zarządzania zasobami ludzkimi, ochrony informacji niejawnych, spraw obronnych, kontroli i audytu, planowania i realizacji polityki handlowej Spółki, polityki taryfowej, sprzedaży gazu, energii elektrycznej i innych produktów, współpracy z podmiotami zewnętrznymi w zakresie importu skroplonego gazu ziemnego do Polski; ponadto do jego obowiązków należy sprawowanie nadzoru właścicielskiego w ramach Grupy PGNiG oraz nadzór nad działalnością Oddziału Obrotu Hurtowego i pracami zagranicznymi przedstawicielstw PGNiG SA w Moskwie i Brukseli.

Od lipca 2007 roku do sierpnia 2010 roku powołany został na stanowiska prezesa zarządu PGE Dystrybucja LUBZEL Spółka z o.o. Od stycznia 2010 roku do grudnia 2013 roku prezes zarządu PGE Dystrybucja SA.

Uczestniczył w radach nadzorczych m.in.: Elektrociepłownia Lublin Wrotków, EPC SA, Exatel SA, PGE Systemy SA.

Od 1 stycznia 2014 roku został powołany na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG SA.

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie: planowania i kontroli polityki inwestycyjnej, relacji inwestorskich; ponadto do jego obowiązków należy nadzór nad obszarami: ekonomicznym, rachunkowości, kontrolingu biznesowego, zarządzania finansami, podatków, planowania, rozwoju i funkcjonowania systemów informatycznych w PGNiG.



### Jarosław Bauc

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

Jarosław Bauc jest absolwentem Uniwersytetu Łódzkiego, Wydziału Ekonomiczno-Socjologicznego, na którym w 1991 roku otrzymał stopień naukowy doktora. Ukończył również University of Windsor w Ontario w Kanadzie uzyskując tytuł magistra ekonomii. W 1996 roku współtworzył reformę mongolskiego systemu podatkowego jako doradca ministra finansów Mongolii. W 1997 roku pełnił funkcję doradcy Fundacji Prodemocracja w Ministerstwie Finansów w Rumunii.

W latach 1998-2000 pełnił m.in. funkcję przewodniczącego w radzie nadzorczej banku PKO BP SA. Od stycznia 1998 roku do czerwca 2000 roku zajmował stanowisko sekretarza stanu w Ministerstwie Finansów i pierwszego zastępcy ministra finansów. W okresie od czerwca 2000 roku do sierpnia 2001 roku pełnił urząd

ministra finansów. W latach 1998-2000 był przedstawicielem Rady Ministrów w Radzie Polityki Pieniężnej przy NBP.

W latach 2001-2002 był doradcą USAID w Ministerstwie Finansów Gruzji.

W okresie od 2002 do 2006 roku pracował w Powszechnym Towarzystwie Emerytalnym Skarbiec-Emerytura, przez pierwsze trzy lata na stanowisku prezesa zarządu, a następnie będąc wiceprzewodniczącym rady nadzorczej.

W latach 2002-2005 pełnił funkcję członka rad nadzorczych m.in.: Mostostal Gdańsk SA, Tras Tychy SA, Netia SA, a w latach 2004-2006 przewodniczącego RN BRE Skarbiec Investments i BRE Agent Transferowy Sp. z o.o. W latach 2004-2006 zajmował stanowisko prezesa zarządu spółek: Skarbiec Investment Management SA, Skarbiec Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych SA oraz Skarbiec Asset Management Holding SA.

Dwukrotnie obejmował stanowisko prezesa zarządu spółki Polkomtel SA – od lutego 2006 roku do lipca 2007 roku, oraz od maja 2008 roku do listopada 2011 roku. Od listopada 2011 roku do marca 2012 roku pełnił funkcję członka zarządu Polkomtel SA. Był również wiceprzewodniczącym rady nadzorczej w BNP Paribas Bank Polska SA oraz przewodniczącym rady nadzorczej Łódzkiej Spółki Infrastrukturalnej Sp. z o.o. W sierpniu 2013 został powołany na stanowisko wiceprezesa zarządu spółki giełdowej HAWA SA.

Od 2009 roku jest członkiem Rady Ekonomicznej Ks. Kard. Kazimierza Nycza, a od 2011 roku członkiem Zespołu Społecznych Doradców Prezydenta Miasta Łodzi.

Od 30 grudnia 2013 roku na stanowisku Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych.

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

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

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



### Zbigniew Skrzypkiewicz

Wiceprezes Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania

Zbigniew Skrzypkiewicz jest absolwentem Politechniki Warszawskiej, Wydziału Inżynierii Chemicznej, a następnie w 1996 roku ukończył studia podyplomowe w Szkole Głównej Handlowej z zakresu zarządzania przedsiębiorstwem.

W latach 1993-1997 pracował na stanowisku zastępcy dyrektora ds. armatury przemysłowej w spółce KSB Pompy i Armatura Sp. z o.o.,

podmiocie należącym do KSB AG, jednej z największych firm na świecie produkujących pompy i armaturę przemysłową. W okresie 1998-2000 był zatrudniony w dużej niemieckiej spółce handlowej Raab Karcher Materiały Budowlane Sp. z o.o. na stanowisku dyrektora branży sanitarnej i grzewczej. Był również dyrektorem w niemieckim przedsiębiorstwie produkcyjno-handlowym Otto Poland Sp. z o.o.

Od maja 2001 roku do grudnia 2004 roku pełnił funkcję prezesa zarządu Spółki Instal Lublin SA notowanej na GPW. Od stycznia 2005 roku

Wiceprezes Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie: polityki, założeń i programów poszukiwania i wydobywania węglowodorów w kraju i poza jego granicami, strategii zakupów w ramach Spółki i Grupy Kapitałowej, bezpieczeństwa i funkcjonowania systemów wydobywczych i PMG, przedsięwzięć innowacyjnych i rozwojowych realizowanych z udziałem PGNiG; ponadto do jego obowiązków należy nadzór nad działalnością Oddziału Geologii i Eksploatacji, oddziałów PGNiG w Odolanowie, Sanoku i Zielonej Górze, Oddziału Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie, oddziałów KPMG Mogilno i PMG Wierzchowice oraz oddziałów zagranicznych.

do października 2013 roku na stanowisku prezesa zarządu w spółce produkcyjnej Finpol Rohr Sp. z o.o.

Od 26 czerwca do 30 grudnia 2013 roku członek Rady Nadzorczej PGNiG SA.

Od 31 grudnia 2013 roku powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania.



### Waldemar Wójcik

Wiceprezes Zarządu

Waldemar Wójcik jest absolwentem Wydziału Wiertniczo-Naftowego Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, posiada dyplom magistra inżyniera górnictwa naftowego. Z PGNiG SA jest związany od 1981 roku. Pracował w Sanockim

Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu począwszy od stanowiska referenta na Kopalni Gazu Ziemię 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 roku do dnia powołania w skład Zarządu PGNiG kolejno dyrektor Sanockiego Zakładu

Wiceprezes Zarządu wybrany przez pracowników sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie: administrowania majątkiem Spółki (z wyłączeniem majątku sieciowego, górniczego i podziemnych magazynów gazu), zapewnienia warunków bezpieczeństwa i higieny pracy, współpracy z operatorami systemów przesyłowych, dystrybucyjnych oraz magazynowania, współpracy ze związkami zawodowymi, Radą Pracowników i innymi organizacjami pracowniczymi w Spółce i Grupie PGNiG, a także nadzoruje działalność Oddziału Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze i funkcjonowanie zagranicznych przedstawicielstw PGNiG w Kijowie i Wysokoje.

Górnictwa Nafty i Gazu w Sanoku oraz dyrektor Oddziału PGNiG w Sanoku.

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



# List Przewodniczącego Rady Nadzorczej

Szanowni Państwo,

rok 2014 był dla całej Grupy Kapitałowej PGNiG niezwykle intensywny i bogaty w istotne dla Spółki wydarzenia. Postępujący proces liberalizacji rynku gazu oznacza coraz większą konkurencję, a rekordowo niskie ceny ropy naftowej rzutowały na kondycję i dochody całej branży poszukiwawczo-wydobywczej.

Tym bardziej godnym podkreślenia jest fakt, że Grupa PGNiG wypracowała w 2014 roku ponad 2,8 mld zł zysku netto, czyli o 47% więcej niż w 2013 roku. Tak dobre wyniki to w dużej mierze zasługa dyscypliny w zarządzaniu Grupą i konsekwentnych działań zmierzających do dalszej restrukturyzacji Spółek z Grupy Kapitałowej. Osiągnięte wyniki dowodzą, iż wdrażane programy naprawcze, w tym programy poprawy efektywności, idą w dobrym kierunku.

Mam przyjemność przewodniczyć Radzie Nadzorczej PGNiG SA, która w minionym roku monitorowała sytuację ekonomiczno-finansową zarówno w Spółce, jak i w Grupie Kapitałowej PGNiG, a także współpracowała z Zarządem przy podejmowaniu kluczowych decyzji. W 2014 roku Rada Nadzorcza spotkała się na 14 posiedzeniach i podjęła ponad 100 uchwał.

Niewątpliwie jedną z kluczowych decyzji w 2014 roku było przyjęcie przez Zarząd, a następnie przez Radę Nadzorczą nowej, oczekiwanej przez rynek i akcjonariuszy, strategii Grupy PGNiG na lata 2014-2022.

Celem Grupy jest utrzymanie pozycji lidera w branży poszukiwawczo-wydobywczej oraz głównego sprzedawcy gazu ziemnego, oferującego również ciepło i energię elektryczną w warunkach zliberalizowanego rynku gazu.

Priorytetem będzie więc utrzymanie wartości w obrocie detalicznym i hurtowym, maksymalizacja przepływów z obszarów infrastruktury sieciowej, magazynowania gazu oraz wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, jak również wzmocnienie obszaru poszukiwań i wydobywania. W tych aspektach Spółka widzi potencjał dalszego rozwoju Grupy.

Przedstawiona przez PGNiG strategia pozwoli osiągnąć Spółce kluczowe cele. Są to między innymi:

- wzrost wyniku EBITDA do poziomu 7 mld zł w 2022 roku,
- inwestycje na poziomie 40-50 mld zł do końca 2022 roku,
- utrzymanie wydobywania węglowodorów w kraju na obecnym poziomie,
- zwiększenie wolumenu produkcji ropy i gazu za granicą poprzez zakup aktywów poszukiwawczo-wydobywczych,
- rozwój nowych obszarów działalności poprzez rozszerzenie łańcucha wartości,
- istotny wzrost wewnętrznej efektywności funkcjonowania Grupy PGNiG.

PGNiG będzie też kontynuować działania zwiększające efektywność kosztową i organizacyjną Grupy. Podniesienie efektywności oraz skoncentrowanie się na segmentach kluczowych dla przyszłości Spółki pozwoli na zwiększenie możliwości finansowania nowych inwestycji oraz poprawi pozycję konkurencyjną Grupy na rynku. Jestem przekonany, że konsekwentna realizacja tych celów przyniesie pozytywny efekt dla wszystkich interesariuszy Grupy PGNiG. Rada Nadzorcza z pewnością będzie wspierać Zarząd w tym zakresie.

Z poważaniem,



Wojciech Chmielewski  
Przewodniczący Rady Nadzorczej PGNiG

## Rada Nadzorcza



Wojciech Chmielewski  
Przewodniczący Rady Nadzorczej PGNiG SA

Wojciech Chmielewski jest absolwentem filologii polskiej (1995) i nauk politycznych (1998) Uniwersytetu Wrocławskiego, studiów podyplomowych Politiques Publiques en Europe Uniwersytetu Strasburg III (1997) oraz Krajowej Szkoły Administracji Publicznej w Warszawie (2000).

Od 2000 roku do chwili obecnej jest pracownikiem Ministerstwa Skarbu Państwa, gdzie obecnie pełni

funkcję dyrektora w Departamencie Przekształceń Własnościowych i Prywatyzacji.

Zasiadał w radach nadzorczych następujących spółek: Stocznia Gdynia SA, Agencja Rozwoju Przemysłu SA, PKS Przemyśl Sp. z o.o., Dragmor Sp. z o.o., Mostostal Wrocław SA, Konięcpolskie Zakłady Płyt Piłśniowych SA, Fabryka Wyrobów Blaszanych Polmetal SA. Był pełnomocnikiem

wspólnika w spółce BIPROWŁÓK Sp. z o.o. z siedzibą w Łodzi.

Od dnia 25 lutego 2009 roku członek rady nadzorczej ENEA SA z siedzibą w Poznaniu, w której obecnie sprawuje funkcję przewodniczącego.

**Agnieszka Woś**

Wiceprzewodnicząca Rady Nadzorczej

Pani Agnieszka Woś jest absolwentem magisterskich studiów ekonomicznych w Wyższej Szkole Informatyki i Zarządzania w Rzeszowie (o specjalności rachunkowość i finanse) oraz Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie (o specjalności funkcjonowanie i rozwój przedsiębiorstw). W London Chambers of Commerce and Industry Examinations w Londynie uzyskała certyfikaty świadczące o znajomości języka angielskiego. Odbyła także certyfikowane stypendium naukowe w Europejskim Uniwersytecie Finansów, Informatyki i Zarządzania w Kijowie na Ukrainie. W 2010 roku nadano jej tytuł doktora nauk ekonomicznych w zakresie nauk o zarządzaniu na Uniwersytecie Ekonomicznym w Krakowie.

Odbyła również szereg certyfikowanych szkoleń z zakresu zarządzania projektami, prowadzenia działalności przedsiębiorstw oraz organizacji pozarządowych, a także wiedzy z zakresu Unii Europejskiej. Posiada bogate doświadczenie zawodowe z zakresu organizacji i zarządzania oraz prowadzenia projektów, w tym procesów akwizycji. Jest autorem wielu publikacji wydanych w prestiżowych wydawnictwach naukowych i biznesowych, w tym konferencyjnych w Polsce.

Pani Agnieszka Woś pracowała w Instytucie Gospodarki w Rzeszowie, Solidex SA w Krakowie, Polskiej Grupie Farmaceutycznej SA oraz w Urzędzie Marszałkowskim Województwa Podkarpackiego, jako dyrektor Departamentu Nadzoru Właścicielskiego i Analiz Ekonomicznych, a następnie dyrektor Biura Nadzoru Właścicielskiego i Analiz Ekonomicznych. Była także członkiem rady Podkarpackiego Parku Naukowo-Technologicznego Aeropolis. Prowadziła także wykłady na wielu uczelniach wyższych z zakresu zarządzania i finansów.

Obecnie pełni funkcję dyrektora Departamentu Spółek Kluczowych w Ministerstwie Skarbu Państwa, gdzie nadzoruje strategiczne podmioty z punktu widzenia polskiej gospodarki, bezpieczeństwa paliwowo-energetycznego państwa, a także systemu obronnego kraju. Pełni także funkcje prezesa zarządu Fundacji Podkarpacka Akademia Rozwoju.

**Magdalena Zegarska**

Sekretarz Rady Nadzorczej

Pani Magdalena Zegarska jest absolwentką 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 o kierunku zarządzanie dużym przedsiębiorstwem. Ukończyła liczne kursy i szkolenia z psychologii zarządzania zespołami pracowniczymi. Sekretarz rady pracowników II kadencji. Posiada tytuł inżyniera górniczego I stopnia.

Pracę w PGNiG SA rozpoczęła w 1998 roku jako pracownik w rozdzielni gazu, następnie była specjalistą ds. obsługi klienta w Mazowieckim Oddziale Handlowym, aktualnie specjalista ds. windykacji w Departamencie Handlu Detalicznego w Centrali Spółki. Podczas swojej pracy zawodowej współpracowała przy realizacji licznych projektów na rzecz Pracowników PGNiG SA, nagradzana odznaczeniami honorowymi: zasłużona dla Mazowieckiego Oddziału Handlowego, a także Górnictwa Naftowego i Gazownictwa.

**Janusz Pilitowski**

Członek Rady Nadzorczej

Pan Janusz Pilitowski jest absolwentem Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie (dawniej SGPiS) – magistrem ekonomii o specjalności finanse przedsiębiorstw. Pracę zawodową rozpoczął w 1983 roku w Najwyższej Izbie Kontroli. W latach 1985–2003 zatrudniony w Mennicy Polskiej SA (d. Mennica Państwowa), gdzie pełnił funkcję m.in. głównego księgowego, dyrektora finansowego, członka zarządu i prezesa zarządu spółki. W 2004 roku przeszedł do pracy w Grupie Brasco SA, zajmując się rynkiem biokomponentów i biopaliw ciekłych.

Od 2007 roku pracuje w administracji rządowej, początkowo w Urzędzie Regulacji Energetyki, a następnie w Ministerstwie Gospodarki. Od stycznia 2011 roku Janusz Pilitowski jest zatrudniony na stanowisku dyrektora Departamentu Energetyki Odnawialnej w Ministerstwie Gospodarki.

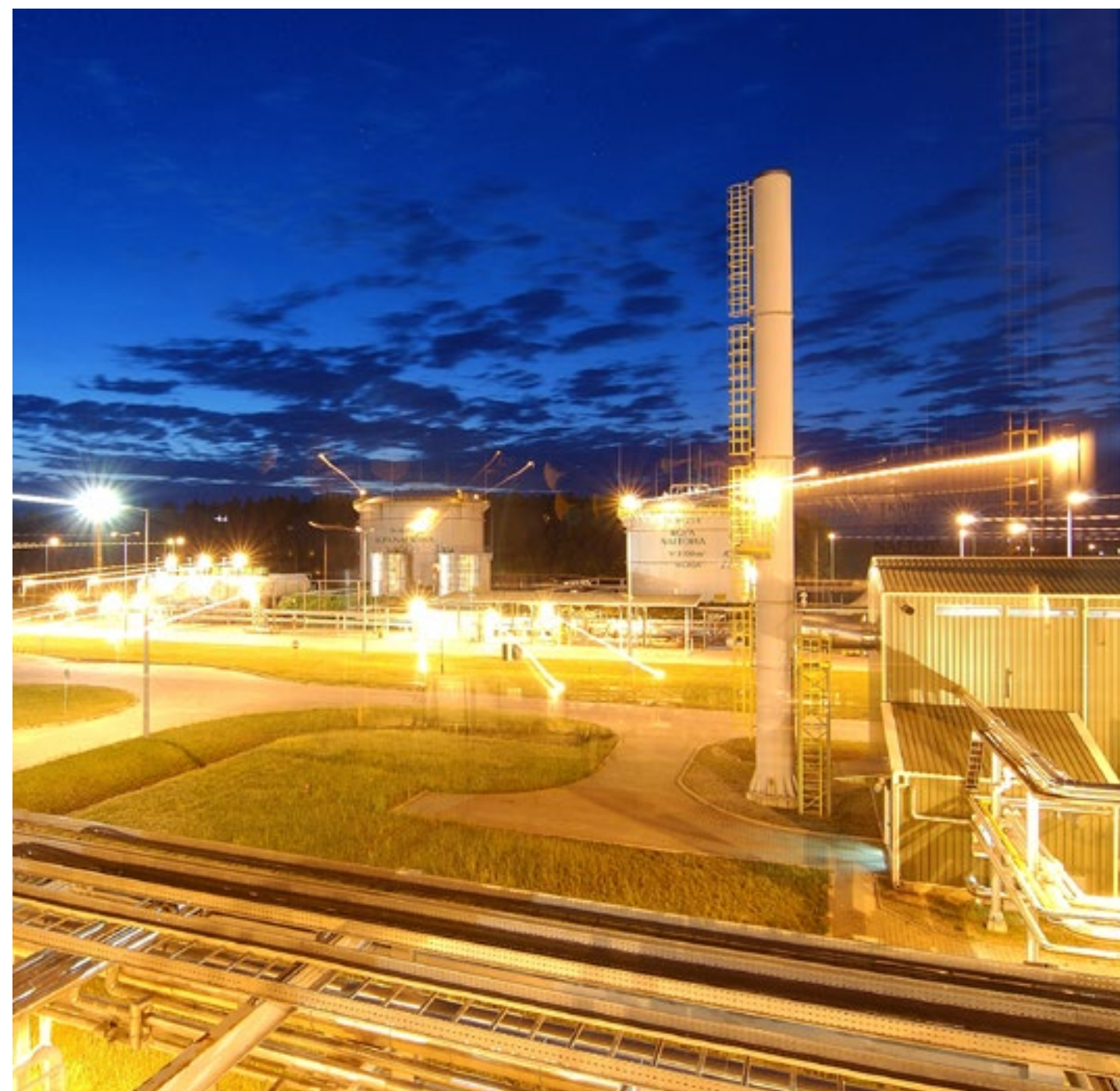
Doświadczony członek organów nadzorczych (Zakłady Azotowe Puławy SA, Aesculap-Chifa Sp. z o.o. w Nowym Tomyslu). Uczestnik licznych programów szkoleniowych.

**Sławomir Borowiec**

Członek Rady Nadzorczej

Pan Sławomir Borowiec w 1992 roku ukończył Akademię Górniczo-Hutniczą w Krakowie, Wydział Wiertniczo-Naftowy, również w tym samym roku rozpoczął pracę w Zielonogórskim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu. W 2001 roku ukończył Państwową Szkołę Zawodową w Gorzowie Wielkopolskim, Instytut Zarządzania i Finansów w zakresie zarządzania i marketingu, a w 2004 roku 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 roku Sławomir Borowiec zdał egzamin na członków rad nadzorczych, a w 2010 roku otrzymał stopień górniczy: dyrektor górniczy II stopnia.





**Andrzej Janiak**

Członek Rady Nadzorczej

Pan Andrzej Janiak jest absolwentem Uniwersytetu Adama Mickiewicza w Poznaniu, odbył aplikację sędziowską (1980-1982), jest radcą prawnym (od 1987 roku), doktorem habilitowanym nauk prawnych (2005). Od ukończenia studiów jest nieprzerwanie zatrudniony na Uniwersytecie Adama Mickiewicza w Poznaniu – od 2008 roku jako profesor nadzwyczajny w Katedrze Prawa Cywilnego Handlowego i Ubezpieczeniowego.

W latach 2009-2012 zatrudniony w tym charakterze również w Katedrze Prawa Gospodarczego na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Ekonomicznego w Poznaniu, a od 2012 roku także w Katedrze Prawa Cywilnego i Handlowego na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Szczecińskiego. Był głównym specjalistą w Oddziale Wojewódzkim Narodowego Banku Polskiego w Poznaniu, doradcą prezesa Wielkopolskiego Banku Kredytowego SA, arbitrem w składach sądów polubownych, konsultantem lub pełnomocnikiem procesowym wielu podmiotów gospodarczych.

Od 26 marca 2014 roku członek Rady Nadzorczej PGNiG SA.

**Ryszard Wąsowicz**

Członek Rady Nadzorczej

Pan 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 roku 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 1992-1996 przez dwie kadencje V i VI był członkiem rady pracowniczej PGNiG. Do 1998 roku był członkiem Rady Konsultacyjnej przy PGNiG SA. W 1998 roku ukończył kurs na członków rad nadzorczych i zdał egzamin państwowy przed Komisją Skarbu Państwa. Od 1990 roku oddelegowany do pracy związkowej. Pełni funkcję z wyboru Przewodniczącego NSZZ „Górników-Naftowców” w PGNiG SA.

Z dniem 15 maja 2014 roku powołany w skład Rady Nadzorczej PGNiG SA z wyboru pracowniczego.

**Irena Ożóg**

Członek Rady Nadzorczej

Pani Irena Ożóg jest licencjonowanym doradcą podatkowym. W latach 1989-2003, jako dyrektor departamentu, a następnie wiceminister w Ministerstwie Finansów, współtworzyła i nadzorowała polski system podatkowy. Ponad dwadzieścia lat wykłada finanse publiczne w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie oraz na Uniwersytecie Warszawskim, a także prowadzi warsztaty z praktyki podatkowej. Jest autorką 9 książek i około 12 monografii oraz artykułów poświęconych prawu finansowemu, w tym podatkowemu.

Pani Irena Ożóg ma wieloletnie doświadczenie w prawnym oraz ekonomiczno-finansowym doradztwie podatkowym. Jako ekspert współpracuje z administracją rządową, organami władzy i administracji publicznej oraz organizacjami biznesowymi, komisjami i komitetami zajmującymi się problematyką podatkową. Jest członkiem Rady Konsultacyjnej Prawa Podatkowego przy ministrze finansów, przewodniczącą Zespołu Ogólnego Prawa Podatkowego.

Prowadząc kancelarię, zawodowo doradza krajowym i zagranicznym przedsiębiorstwom, a także instytucjom finansowym. Jest laureatką wielu nagród, wyróżnień i najwyższych pozycji w rankingach doradców podatkowych.

Posiada długoletnią praktykę w pracach rad nadzorczych spółek z udziałem Skarbu Państwa i z kapitałem prywatnym, w tym spółek publicznych.

**Maciej Mazurkiewicz**

Członek Rady Nadzorczej

Pan Maciej Mazurkiewicz ukończył studia na Wydziale Górniczym Akademii Górniczo-Hutniczej w 1970 roku. Po ukończeniu studiów podjął pracę na macierzystym Wydziale.

Rozprawę doktorską obronił z wyróżnieniem w 1978 roku, stopień naukowy doktora habilitowanego nauk technicznych nadała mu Rada Wydziału Górniczego AGH w kwietniu 1990 roku. Przechodząc wszystkie szczeble kariery naukowej w 1998 roku uzyskał tytuł profesora.

Jego zainteresowania naukowe dotyczą problematyki górnictwa, środowiska terenów uprzemysłowionych, gospodarki odpadami (w tym niebezpiecznymi). Jest autorem i współautorem: 6 monografii (3 dotyczą problematyki odpadów) i podręczników, 9 skryptów, ponad 100 publikacji w czasopismach krajowych i zagranicznych, 20 patentów, kilkunastu projektów (grantów).

Wypromował 10 doktorów, wielokrotnie powoływany do recenzowania prac doktorskich, habilitacyjnych, w przewodach na tytuł profesora. Laureat indywidualnych i zespołowych nagród: nagroda ministra górnictwa i energetyki, ministra edukacji narodowej oraz NOT, a także wielu nagród rektora AGH, rektora PWSZ w Krośnie, a także nagrody zespołowej im. prof. Henryka Czczotta.

Na zlecenie przemysłu wykonał kilkaset ekspertyz i opinii, w tym na zlecenie kontrahentów zagranicznych (Niemcy, Węgry, Kanada).

Na macierzystym Wydziale AGH pełnił funkcję zastępcy dyrektora instytutu, prodziekana, kierownika katedry. Dwie kadencje był członkiem Komitetu Badań Naukowych, był rzeczoznawcą MOŚZNiL. Jest członkiem Akademii Inżynierskiej, komitetów naukowych Polskiej Akademii Nauk (komitety: Górnictwa, Gospodarki Złożem oraz Inżynierii Środowiska), rad naukowych (Instytut Mechaniki Górnotworu PAN, Główny Instytut Górnictwa), komisji ministerialnych i resortowych.

Aktualnie pracuje na Wydziale Górnictwa i Geoinżynierii AGH (Katedra Inżynierii Środowiska i Przeróbki Surowców) oraz w Zakładzie Inżynierii Środowiska Instytutu Politechnicznego PWSZ w Krośnie (od 2002 roku). Na obu uczelniach jest członkiem Senatu (w AGH czwartą kadencję przewodniczący Senackiej Komisji ds. Pracowniczych).

W związku z upływem kadencji, w dniu 15 maja 2014 roku ZWZ PGNiG odwołało cały skład Rady Nadzorczej i powołało na wspólną trzyletnią kadencję rozpoczynającą się z dniem 15 maja 2014 roku Radę Nadzorczą w składzie: Wojciech Chmielewski, Sławomir Borowiec (wybrany przez pracowników), Andrzej Janiak (członek niezależny), Bogusław Nadolnik, Janusz Piliński (przedstawiciel Skarbu Państwa powołany w porozumieniu z ministrem gospodarki), Agnieszka Trzaskalska, Ryszard Wąsowicz (wybrany przez pracowników), Agnieszka Woś i Magdalena Zegarska (wybrana przez pracowników).

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

W dniu 6 listopada 2014 roku Bogusław Nadolnik złożył rezygnację z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG.

W dniu 16 kwietnia 2015 roku ZWZ PGNiG powołało w skład Rady Nadzorczej Irenę Ożóg oraz Macieja Mazurkiewicza.





# AWANS CZYLI PGNiG NA GIEŁDZIE





# 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 roku PGNiG jest filarem polskiej giełdy.

## Pozycja na GPW

Od dnia debiutu, czyli 23 września 2005 roku, papiery wartościowe PGNiG należą do najbardziej rozpoznawalnych i uznanych na warszawskiej giełdzie. Akcje Spółki wchodziły od 2005 roku w skład indeksu WIG20 oraz zajmują istotne, z punktu widzenia polskiego rynku, miejsce w regionalnych indeksach rynków rozwijających się (MSCI, FTSE), a także w jednym indeksie firm odpowiedzialnych społecznie na GPW, czyli RESPECT Index. Do tego ostatniego PGNiG należy od początku jego istnienia, co zostało potwierdzone w ósmej edycji w roku 2014.

## Analiza kursu akcji PGNiG w 2014 roku

W 2014 roku kurs akcji PGNiG cechowała duża zmienność – większa niż indeksów WIG20 oraz WIG-Paliwa, do których należy Spółka. Notowania PGNiG poruszały się w ramach od -21% do +1% od cen zamknięcia z 2013 roku, gdy tymczasem indeks WIG20, który z zasady ma bardziej stabilną wycenę, był kwotowany w widełkach od -7% do +5%. Głównymi przyczynami tej zmienności były:

- obawy związane z konfliktem rosyjsko-ukraińskim i jego aspektem energetycznym,
- deregulacja polskiego rynku gazu,
- ostry spadek cen ropy naftowej od sierpnia 2014 roku.

Kurs akcji PGNiG w trakcie całego roku kształtował się w zakresie od 4,17 do 5,33 zł. Początek roku charakteryzował się kontynuacją trendu spadkowego, rozpoczętego w sierpniu 2013 roku, kiedy to cena osiągnęła historyczne maksimum 6,55 zł. Wskutek wprowadzenia obliża giełdowego z bardzo krótkim vacatio legis wzrosły obawy inwestorów związane z deregulacją rynku gazu, która była akcentowana w raportach analitycznych tamtego okresu. Negatywny efekt został spotęgowany ogłoszeniem 17 stycznia 2014 roku odpisów i rezerw na aktywach libijskich Grupy PGNiG, zwiększających koszty IV kwartału 2013 roku o ponad 0,5 mld zł. 30 stycznia 2014 roku kurs akcji PGNiG wyniósł 4,57 zł, czyli o 30% mniej od szczytu sprzed sześciu miesięcy.

Następnie zauważalne było krótkoterminowe odbicie do poziomu 5,1 zł na koniec lutego, które zostało jednak przełamane marcową korektą. Spadek notowań wynikał z rozpoczęcia militarne konfliktu rosyjsko-ukraińskiego, który oznaczał ogólną przecenę akcji z regionu Europy Środkowo-Wschodniej. Dotknęła ona najmocniej firmy gazowe, w związku z niepewnością co do tranzytu rosyjskiego gazu przez terytorium Ukrainy. Pesymizm rynkowy narastał również wskutek odbiegającej od oczekiwań analityków prognozy EBITDA Grupy PGNiG na 2014 rok. W efekcie, pod koniec marca cena akcji PGNiG osiągnęła roczne minimum na poziomie 4,17 zł.

Od połowy kwietnia uwidocznił się trend wzrostowy akcji PGNiG, mocno przebijający notowania szerokiego rynku. Inwestorzy chętniej kupowali akcje PGNiG przy niskich mnożnikach cenowych (P/E – cena/zysk, P/BV – cena/wartość księgową). Paliwem dla tego trendu okazały się pozytywnie odebrane wyniki I kwartału 2014 roku, które potwierdziły efektywność inwestycji w segmencie wydobywczym oraz wykazały, iż obrót gazem na rynku regulowanym może być zyskowy (marża +3% na sprzedaży gazu wysokometanowego).

Przełamanie trendu nastąpiło z końcem lipca przy kursie na poziomie 5,33 zł, kiedy to pojawiły się pierwsze oznaki słabnących cen ropy naftowej na rynku światowym. Indeks branżowy WIG-Paliwa stracił w ciągu kilku tygodni ponad 11%, podobnie jak akcje PGNiG (4,73 zł). Po kilku miesiącach w trendzie bocznym akcje PGNiG bardzo negatywnie zareagowały na decyzję krajów OPEC z 27 listopada o utrzymaniu wolumenu produkcji ropy naftowej. Cena baryłki ropy Brent spadła z poziomu około 80 dolarów w listopadzie na 55 dolarów na koniec grudnia, pociągając za sobą notowania PGNiG, które 31 grudnia wyniosły 4,45 zł za akcję.

Taka cena akcji PGNiG oznacza wzrost o blisko 50% wobec ceny emisyjnej z 2005 roku oraz o 17% w porównaniu do ceny zamknięcia z pierwszego dnia notowań. Jeśli doliczymy wypłacone w latach 2005-2014 dywidendy na poziomie 1,08 zł na akcję, to inwestor, który kupił akcje PGNiG po cenie emisyjnej i trzymał je do końca 2014 roku, mógłby liczyć na zysk o wartości 86%.

## Notowania indeksów Giełdy Papierów Wartościowych oraz akcji PGNiG

Notowania indeksów Giełdy Papierów Wartościowych SA oraz PGNiG:

Indeks	Wartość na dzień 30.12.2013	Wartość maksymalna w 2014 roku	Wartość minimalna w 2014 roku	Wartość na dzień 30.12.2014	Waga PGNiG w indeksach na dzień 08.01.2015
WIG	51 284 pkt	55 637 pkt	49 521 pkt	51 416 pkt	2,52%
WIG20	2 401 pkt	2 551 pkt	2 271 pkt	2 316 pkt	3,80%
WIG-Paliwa	3 215 pkt	3 493 pkt	2 967 pkt	3 381 pkt	28,50%
Respect Index	2 559 pkt	2 933 pkt	2 450 pkt	2 674 pkt	7,34%
PGNiG	5,15 zł	5,33 zł	4,17 zł	4,45 zł	-

Źródło: gpwinforesta.pl

## Porównanie stopy zwrotu indeksów GPW oraz akcji PGNiG w 2014 roku oraz od dnia debiutu PGNiG

Indeks	Stopa zwrotu w 2014 roku	Stopa zwrotu od debiutu PGNiG <sup>(1)</sup> do 31.12.2014
WIG	0,3%	54,8%
WIG20	-3,5%	-5,7%
WIG-Paliwa	5,2%	-5,0% <sup>(2)</sup>
Respect Index	4,5%	167,4% <sup>(3)</sup>
PGNiG	-13,6%	35,2% <sup>(4)</sup>

Źródło: GPW

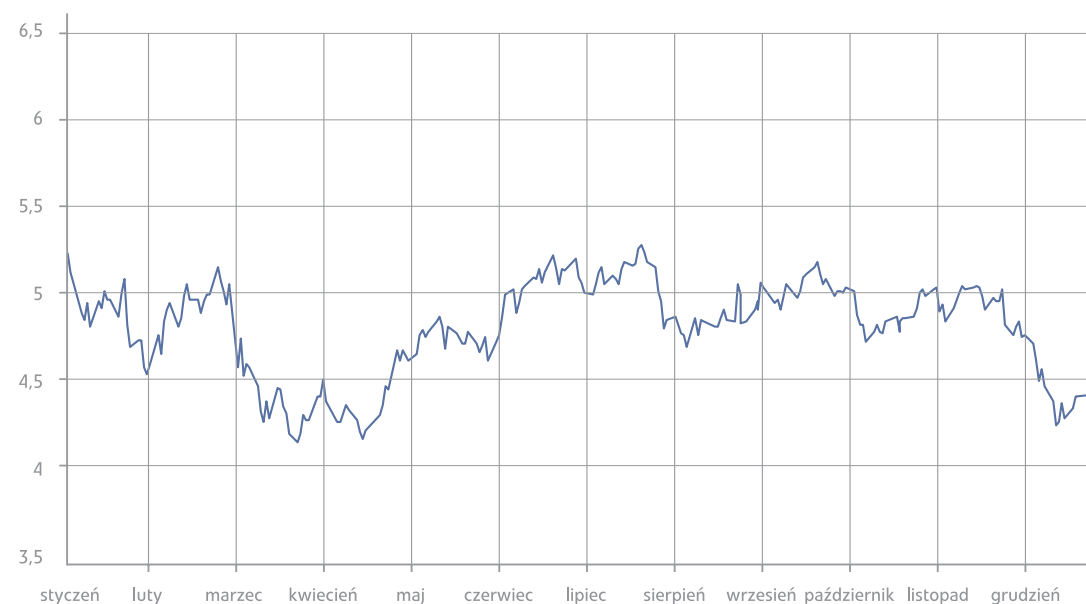
<sup>1</sup> Kurs zamknięcia z 23 września 2005 roku.

<sup>2</sup> Dane wyliczone w stosunku do wartości bazowej indeksu (data bazowa 30.12.2005).

<sup>3</sup> Dane wyliczone w stosunku do wartości bazowej indeksu (data bazowa 31.12.2008).

<sup>4</sup> W stosunku do ceny emisyjnej 2,98 zł stopa zwrotu w PGNiG od dnia debiutu wynosi 49,3%.

## Kurs akcji PGNiG w 2014 roku







## Akcjonariat

Na dzień 31 grudnia 2013 roku kapitał zakładowy PGNiG wynosił 5,9 mld zł. Składało się na niego 5 900 000 000 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 26 czerwca 2008 roku minister skarbu zbył na zasadach ogólnych jedną akcję PGNiG, co zgodnie z ustawą o komercjalizacji i prywatyzacji z 1996 roku dało prawo uprawnionym pracownikom do nieodpłatnego nabycia ogółem nie więcej niż 750 000 000 sztuk akcji Spółki. Zawieranie umów nieodpłatnego zbycia akcji rozpoczęło się 6 kwietnia 2009 roku. Prawo do nieodpłatnego nabycia akcji PGNiG przez uprawnionych pracowników wygasło 1 października 2010 roku.

Na 31 grudnia 2014 roku blisko 60 tys. uprawnionych pracowników objęło 728 282 tys. akcji, co stanowi 12,34% w ogólnej liczbie głosów. Tym samym udział Skarbu Państwa w PGNiG osiągnął poziom 72,40%. Akcje nieodpłatnie nabyte przez uprawnionych pracowników nie mogły być przedmiotem obrotu przed 1 lipca 2010 roku, natomiast akcje nieodpłatnie nabyte przez członków Zarządu Spółki – przed 1 lipca 2011 roku.

Na dzień dywidendy (14 sierpnia 2014 roku), obok Skarbu Państwa, w dziesiątce największych akcjonariuszy instytucjonalnych PGNiG występowały głównie polskie fundusze emerytalne. Pośród najbardziej znaczących inwestorów zagranicznych występują zarówno państwowe fundusze majątkowe (sovereign wealth funds), jak również fundusze emerytalne i inwestycyjne. Pomiedzy nimi istotną pozycję zajmują fundusze typu ETF (exchange-traded funds). Ich celem jest wierne, automatyczne odwzorowanie indeksu giełdowego, na którym są bazowane – na przykład – indeksy rynku polskiego lub krajów rozwijających się. Łącznie

w akcjonariacie PGNiG reprezentowani są inwestorzy instytucjonalni z 45 państw.

Znaczny pakiet akcji PGNiG znajduje się w portfelach otwartych funduszy emerytalnych. Ci długoterminowi inwestorzy posiadali na koniec 2014 roku ponad 11% udział w kapitale PGNiG, wyceniony na prawie 3 mld zł. Oznacza to wzrost posiadanej przez OFE liczby akcji o 14% w porównaniu do 2013 roku. Najwięcej akcji PGNiG posiadały te fundusze, które zarządzają także największym portfelem przyszłych emerytur, tj. ING, PZU Złota Jesień oraz Aviva. Udział OFE w akcjonariacie PGNiG wzrósł znacznie od debiutu

giełdowego w 2005 roku (ówcześnie 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 2014 roku 18,8 mln zł dziennie, co jest bardzo dobrym wynikiem zważywszy na niski poziom free float.

## Struktura akcjonariatu na koniec 2014 roku

Akcjonariusze	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na 31.12.2014	Udział w kapitale zakładowym/ liczbie głosów na WZA na 31.12.2014
Skarb Państwa	4 271 717 836	72,4%
Pozostali	1 628 282 164	27,6%
W tym OFE:	651 437 632	11,04%
Razem	5 900 000 000	100,00%

## 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 ponad 470 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.

W 2014 roku przebudowie uległa strona internetowa PGNiG. Wraz z nią zaktualizowana i odświeżona została sekcja „Relacje Inwestorskie”, która zawiera wszystkie raporty bieżące i okresowe Spółki, informacje o dywidendzie, akcjonariacie, jak również aktualne notowania akcji PGNiG oraz rekomendacje domów maklerskich. Można tam też znaleźć prezentację inwestorską PGNiG, oddającą w skondensowanej i przystępnej

formie obraz Grupy PGNiG pod kątem giełdowym, jak również kontakt telefoniczny i mailowy do Działu Relacji Inwestorskich PGNiG.

W ciągu roku przedstawiciele Spółki odbyli blisko 150 spotkań z inwestorami i analitykami domów maklerskich. Kontynuowana była także, zainicjowana w 2012 roku, współpraca w ramach projektu „Akcjonariat Obywatelski” – PGNiG bierze aktywny udział w edycji 2014/15 poprzez udział w spotkaniach z inwestorami indywidualnymi, jak i wsparcie finansowe projektu.



# RYWALIZACJA CZYLI STRATEGIA GRUPY





# Strategia Grupy

W odpowiedzi na wyzwania stojące w najbliższych latach przed Grupą PGNiG opracowana została „Strategia GK PGNiG na lata 2014-2022”.

## Misja

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

## Wizja

Od gwaranta dostaw gazu do rentownego i konkurencyjnego gracza na rynkach wydobycia węglowodorów i obrotu nośnikami energii.

## Cel nadrzędny

Utrzymanie poziomu EBITDA w perspektywie 2017 roku i jej zwiększenie do poziomu ~ 7 mld zł w 2022 roku.

Nowa Strategia Grupy PGNiG na lata 2014-2022 obejmuje 4 kluczowe dla Spółki obszary biznesowe i 12 inicjatyw strategicznych.

## Strategia GK PGNiG na lata 2014-2022

A	B	C	D
Utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym)	Maksymalizacja przepływów z obszarów infrastruktury i wytwarzania	Wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwań i wydobycia	Zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości
<ol style="list-style-type: none"> <li>1 Optymalizacja zarządzania portfelem gazu ziemnego</li> <li>2 Opracowanie i wdrożenie nowego modelu sprzedaży detalicznej i hurtowej</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>3a Maksymalizacja wartości w obszarze infrastruktury sieciowej – dystrybucja gazu</li> <li>3b Maksymalizacja wartości w obszarze infrastruktury sieciowej – dystrybucja ciepła</li> <li>4 Aktywny udział we współtworzeniu regulacji dotyczących rynku nośników energii</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>5 Utrzymanie wydobycia krajowego ze złóż konwencjonalnych</li> <li>6 Potwierdzenie geologicznego i ekonomicznego potencjału złóż typu shale gas w Polsce</li> <li>7 Rozwój działalności upstream poza granicami Polski</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>8a Program Poprawy Efektywności</li> <li>8b Zbycie aktywów z działalności non-core</li> <li>9 Zbudowanie organizacji opartej na efektywnym zarządzaniu zasobami ludzkimi, zorientowanej na cele i poszukiwanie zasobów</li> <li>10 Intensyfikacja działalności badawczo-rozwojowej i poszukiwanie innowacyjnych obszarów wzrostu</li> </ol>



## A. Utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym)

Kontynuacja procesów liberalizacyjnych w obecnym kształcie prowadzi do sytuacji, w której z jednej strony Grupa PGNiG odpowiada za bezpieczeństwo gazowe państwa, zapewnienie stabilności dostaw gazu do klientów i obsługę kontraktów importowych, a z drugiej strony model taryfowy wymusza generowanie bardzo wysokiej straty w obrocie hurtowym, a obowiązek obliża giełdowego zwiększa dramatycznie ryzyko utraty bardzo dużej części rynku. Tak ukształtowany model liberalizacji rynku gazu skutkuje przeniesieniem całości kosztów tego procesu na Grupę PGNiG, co generuje stratę na działalności obrotu hurtowego. Strata ta stanowi koszty osierocone, których Grupa PGNiG nie może przenieść na klientów końcowych.

Grupa PGNiG musi niezwłocznie podjąć działania, które umożliwią jej niezagrożone funkcjonowanie na krajowym rynku gazu. Zaniechanie rozwiązania problemów obsługi długoterminowych kontraktów importowych, wysokości opłat regazyfikacyjnych, czy skutków wprowadzenia obliża giełdowego może prowadzić do spadku siły finansowej Grupy PGNiG.

W ramach tego obszaru Grupa PGNiG będzie dążyć do pozostania liderem sprzedaży na rynku gazu oraz preferowanym dostawcą dla wszystkich segmentów klientów. Cele te Grupa zamierza osiągnąć m.in. poprzez opracowanie i wdrożenie mechanizmów zachęcających klientów do dalszej współpracy oraz taką transformację modelu

sprzedaży, aby podnieść jakość obsługi klientów. Strategia Grupy PGNiG zakłada utrzymanie wysokiego poziomu stabilności dostaw gazu do klientów końcowych oraz uatrakcyjnienie oferty produktowej, m.in. poprzez produkty dual fuel oraz rozwój usług dodatkowych. Priorytetem tego obszaru jest przygotowanie i wdrożenie mechanizmów zminimalizowania ryzyka związanego z kontraktami długoterminowymi na import gazu. Spółka będzie 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 oczekiwanego przez odbiorców.

## Inicjatywy realizowane w ramach tego obszaru:

1. Optymalizacja zarządzania portfelem gazu ziemnego
  - Urynkowanie portfela gazu ziemnego w zakresie uelastycznienia cen i warunków dostaw przy jednoczesnym zachowaniu zdolności do zapewnienia dostaw gazu.
  - Optymalizacja polityki zarządzania portfelem oraz polityki handlowej w warunkach zliberalizowanego rynku gazu.
  - Opracowanie i wdrożenie koncepcji docelowego kształtu portfela pozyskania gazu ziemnego po 2022 roku.
  - Redukcja niekorzystnego wpływu kontraktów długoterminowych zawartych na dostawy gazu ziemnego oraz umowy dot. alokacji zdolności regazyfikacyjnej instalacji LNG zawartej z operatorem terminala LNG.
2. Opracowanie i wdrożenie nowego modelu sprzedaży detalicznej i hurtowej
  - Wysoka satysfakcja klientów ze świadczonych usług – jakościowa zmiana modelu obsługi klientów (budowa organizacji sprzedażowej) oraz wdrożenie nowej oferty produktowej.
  - Osiągnięcie sprawności operacyjnej Spółki Obrotu Detalicznego pozwalającej na obniżenie kosztów obsługi klienta.
  - Minimalizacja spadku udziału w rynkowym wolumenie sprzedaży gazu.
  - Umożliwienie wypełnienia wymogów obliża giełdowego PGNiG.
  - Opracowanie i wdrożenie modelu działalności na rynkach zagranicznych.
  - Ograniczenie negatywnego wpływu liberalizacji rynku gazu w Polsce na wyniki Grupy PGNiG.
  - Generowanie dodatniej marży na obrocie hurtowym gazem.





## B. Maksymalizacja przepływów z obszarów infrastruktury i wytwarzania

Posiadane przez Grupę PGNiG aktywa w obszarze infrastruktury sieciowej, magazynowania gazu oraz wytwarzania energii elektrycznej i ciepła są źródłem przewidywalnych, stabilnych przychodów i przynoszą atrakcyjne stopy zwrotu w relacji do ponoszonego ryzyka. W perspektywie nadchodzących lat aktywa te będą ważnym czynnikiem stabilizującym wyniki Grupy i zwiększającym możliwości finansowania nowych projektów. Rola tego obszaru działalności będzie wymagała stałej kontroli kosztów

jej prowadzenia i optymalizacji ponoszonych nakładów inwestycyjnych. W okresie intensywnej konkurencji szczególne znaczenie będzie mieć maksymalizacja wolnych środków generowanych przez ten obszar, zwłaszcza na nowe inwestycje rozwojowe. Ponadto niezbędna będzie taka selekcja nowych przedsięwzięć, by w pełni wykorzystała potencjał Grupy i potencjalne synergie wygenerowane w nowych obszarach wzrostu. Jednym z kierunków rozwoju będzie inwestowanie w nowe, rentowne projekty infrastruktury sieciowej – sieci ciepłownicze.

Z uwagi na ryzyka regulacyjne związane z podstawową działalnością prowadzoną przez Grupę PGNiG, nieodzownym elementem realizacji strategii Grupy będzie konsekwentne zaangażowanie się w dialog z regulatorem, decydentami, przedstawicielami branży i kluczowymi interesariuszami w otoczeniu firmy, celem ograniczenia do minimum niekorzystnego wpływu przyjmowanych rozwiązań legislacyjnych na działalność Grupy.

### Inicjatywy realizowane w ramach tego obszaru:

#### 3a. Maksymalizacja wartości w obszarze infrastruktury sieciowej – dystrybucja gazu

- Maksymalizacja rentowności przy poziomie średnioważonego kosztu kapitału (WACC) uzgodnionego przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) dla działalności dystrybucyjnej.
- Przyrost wolumenu transportowanego gazu w wyniku realizacji inwestycji rozwojowych i nowych przyłączy.

#### 3b. Maksymalizacja wartości w obszarze infrastruktury sieciowej – dystrybucja ciepła

- Poszukiwanie dodatkowego wzrostu wartości w nowych segmentach – długofalowe zwiększenie strumienia przepływów dzięki efektywnej realizacji inwestycji w nowe projekty infrastruktury sieciowej (np. dystrybucja ciepła).
- Osiągnięcie efektów synergii w obszarach dystrybucji sieciowej.

#### 4 Aktywny udział we współtworzeniu regulacji dotyczących rynku nośników energii

- Przygotowanie szczegółowego programu wsparcia zmian w otoczeniu regulacyjnym zmierzających do poprawy rentowności branży paliwowo-energetycznej i sektora gazownictwa, w szczególności w zakresie wsparcia wysokosprawnej kogeneracji gazowej, obszaru magazynowania i dystrybucji oraz segmentu poszukiwań i wydobycia.
- Opracowanie propozycji wariantów regulacyjnych umożliwiających mitygację ryzyk wynikających z kontraktów długoterminowych oraz obowiązków ustawowych.
- Przygotowanie propozycji zmian w otoczeniu regulacyjnym sprzyjających rozwojowi nowych segmentów (np. CNG, LNG).

## C. Wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwań i wydobycia

Wzrost Grupy PGNiG powinien być realizowany w oparciu o jej kluczowe przewagi konkurencyjne, w najbardziej perspektywicznym obszarze jej funkcjonowania. Kompetencje i doświadczenie zdobyte przez Grupę PGNiG w obszarze poszukiwania i wydobycia węglowodorów oraz rosnące znaczenie dostępu do zdywersyfikowanego portfela złóż surowców dla utrzymania rentowności firm z branży paliwowo-energetycznej czynią segment poszukiwania i wydobycia węglowodorów najważniejszą dźwignią dalszego rozwoju Grupy. Jednak o ile oszacowanie geologicznego i ekonomicznego potencjału złóż gazu łupkowego w Polsce nie przyniesie oczekiwanego przełomu, budowa zrównoważonego, rentownego portfela aktywów wydobywczych wymagać będzie

dużo większego zaangażowania się Grupy PGNiG w projekty poszukiwawcze poza granicami Polski (w tym w złoża niekonwencjonalne).

Racjonalna ocena potencjału krajowych złóż konwencjonalnych nie pozwala liczyć na odkrycia, które dałyby Grupie PGNiG szansę na istotny wzrost udokumentowanych zasobów w kraju i dalszy rozwój eksploatacji polskich złóż. Poziomem aspiracji w tym obszarze może być jedynie utrzymanie wydobycia na niezmiennym poziomie. Aby w pełni wykorzystać unikalne w skali kraju kompetencje Grupy i stworzyć perspektywę istotnego wzrostu wartości Spółki, musimy aktywnie, konsekwentnie budować portfel zagranicznych aktywów poszukiwawczo-wydobywczych.

Głównym celem PGNiG jest utrzymanie stabilnego wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej w kraju. Jednakże, aby stworzyć perspektywę dalszego istotnego wzrostu wartości dla akcjonariuszy, Spółka planuje aktywnie budować portfel zagranicznych aktywów poszukiwawczo-wydobywczych.

Ponadto Spółka będzie kontynuowała prace w celu potwierdzenia geologicznego i ekonomicznego potencjału złóż typu shale gas w Polsce na swoich najbardziej perspektywicznych koncesjach. Celem jest potwierdzenie wydobywalnych zasobów węglowodorów ze źródeł niekonwencjonalnych oraz uzyskanie ekonomicznie opłacalnego wydobycia węglowodorów w możliwie najkrótszym czasie.

### Inicjatywy realizowane w ramach tego obszaru:

#### 5. Utrzymanie wydobycia krajowego ze złóż konwencjonalnych

- Utrzymanie wydobycia przy zachowaniu istniejących koncesji na wydobycie, m.in. poprzez wdrożenie programu intensyfikacji wydobycia.
- Wdrożenie najlepszych praktyk w eksploatacji złóż w oparciu o system wskaźników porównawczych.
- Poprawa efektywności kapitałowej zagospodarowania zidentyfikowanych zasobów.
- Przyspieszenie zagospodarowania złóż węglowodorów w Polsce – skrócenie czasu realizacji projektów zagospodarowania złóż.
- Potwierdzenie potencjału krajowych zasobów węglowodorów konwencjonalnych oraz ekonomiki ich wydobycia.

#### 6. Potwierdzenie geologicznego i ekonomicznego potencjału złóż typu shale gas w Polsce

- Oszacowanie rozmiaru zasobów węglowodorów ze złóż typu shale gas.
- Pozyskanie partnerów zewnętrznych do realizacji projektów w zakresie poszukiwania gazu ze złóż typu shale gas.
- Weryfikacja możliwości ekonomicznie opłacalnego wydobycia w Polsce.
- Realizacja przemysłowego wydobycia węglowodorów niekonwencjonalnych.

#### 7. Rozwój działalności upstream poza granicami Polski

- Rozwój w segmencie poszukiwań i wydobycia kompetencji do zbudowania i zarządzania docelowym portfelem zagranicznych inwestycji o zróżnicowanej charakterystyce (pod względem ryzyka, fazy realizacji projektu).
- Wzrost wartości segmentu poszukiwań i wydobycia zgodnie z założonymi celami strategicznymi, w oparciu o realizację nowych inwestycji poza granicami Polski.
- Opracowanie i wdrożenie modelu budowy i zarządzania docelowym portfelem aktywów zagranicznych.





## D. Zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości

Liberalizacja rynku i zwiększająca się presja ze strony konkurencji oraz rozwój nowych obszarów działalności (upstream międzynarodowy, węglowodory niekonwencjonalne, infrastruktura) wymagają od Grupy PGNiG głębokiej restrukturyzacji kosztów oraz skupienia się na segmentach kluczowych dla przyszłości naszej firmy. Grupa PGNiG powinna poprawić możliwości finansowania nowych inwestycji i płynność finansową oraz wzmocnić konkurencyjność dzięki zwiększeniu efektywności operacyjnej.

Kadra Grupy PGNiG musi być doskonale przygotowana do zmian zachodzących w otoczeniu firmy.

Sprostanie wyzwaniom stojącym przed Grupą PGNiG wymaga zbudowania sprawnego zespołu liderów zmian, budowy i rozwoju kluczowych kompetencji oraz znaczącego wysiłku ukierunkowanego na zaangażowanie

całości organizacji i zbudowania nowej kultury organizacyjnej zorientowanej na pracę projektową ukierunkowaną na efektywne gospodarowanie zasobami.

Maksymalizacja potencjału energetycznego i surowcowego Polski stawia przed Grupą PGNiG wyzwania związane z optymalnym wykorzystaniem polskiej i światowej myśli technicznej. Realizacja nowych, perspektywicznych przedsięwzięć może zmienić obraz naszej firmy i umożliwić jej dołączenie do grona firm budujących swe przewagi konkurencyjne w oparciu zarówno o wiedzę, jak i przewagi kosztowe.

Fundamentem gwarantującym wzrost będą działania w całym łańcuchu wartości zwiększające efektywność kosztową i organizacyjną Grupy. Do działań tych należą m.in. racjonalizacja kosztów Grupy PGNiG konieczna ze względu na liberalizację rynku i zwiększającą

się presję ze strony konkurencji oraz rozwój nowych obszarów działalności (upstream oraz infrastruktura). Kolejnym takim działaniem będzie skoncentrowanie się na segmentach kluczowych dla przyszłości firmy. Pozwoli to na zwiększenie możliwości finansowania nowych inwestycji oraz poprawi pozycję konkurencyjną Grupy na rynku.

Dla skutecznego wdrożenia inicjatyw strategicznych niezbędnym będzie stworzenie sprawnego zespołu liderów zmian oraz zaangażowanie całej organizacji w zbudowanie nowej kultury organizacyjnej zorientowanej na cele, efektywność i pracę projektową.

Ponadto PGNiG zakłada przyjęcie ustrukturyzowanego podejścia do zarządzania procesami badawczo-rozwojowymi oraz innowacyjnością, pozyskanie strumienia środków na finansowanie projektów badawczo-rozwojowych z funduszy Unii Europejskiej oraz optymalizację portfela projektów innowacyjnych.

### Inicjatywy realizowane w ramach tego obszaru:

#### 8a. Program Poprawy Efektywności (PPE)

- Poprawa efektywności działania całej Grupy.
- Uzyskanie trwałych oszczędności w obszarze kosztów operacyjnych.
- Zwiększenie efektywności wydatkowania środków inwestycyjnych we wszystkich obszarach działalności Grupy PGNiG.

#### 8b. Zbycie aktywów z działalności non-core

- Redukcja zaangażowania Grupy PGNiG w aktywa majątkowe i kapitałowe niezwiązane z podstawową działalnością PGNiG (tzw. non-core), które osiągają zwrot poniżej WACC.

#### 9. Zbudowanie organizacji opartej na efektywnym zarządzaniu zasobami ludzkimi, zorientowanej na cele i poszukiwanie zasobów

- Zbudowanie zespołów, organizacji i kultury wspierających realizację celów strategicznych Grupy PGNiG.
- Opracowanie i wdrożenie modelu kompetencyjnego dla kluczowych obszarów działalności Grupy mającego na celu zidentyfikowanie i zniwelowanie różnicy pomiędzy kompetencjami wymaganymi a posiadanymi przez organizację.
- Wspieranie rozwoju pracowników w obszarach niwelujących luki kompetencyjne oraz wdrożenie programu rozwoju talentów.
- Wdrożenie systemu zarządzania wiedzą w organizacji.

#### 10. Intensyfikacja działalności badawczo-rozwojowej i poszukiwanie innowacyjnych obszarów wzrostu

- Stworzenie przewagi konkurencyjnej i maksymalizacja potencjału modelu biznesowego PGNiG poprzez poprawę efektywności technologicznej w obszarze poszukiwania i wydobycia węglowodorów.
- Zwiększenie potencjału rozwojowego Grupy PGNiG poprzez wzrost innowacyjności.
- Stworzenie warunków dla dalszego rozwoju Grupy PGNiG w oparciu o wdrożenia perspektywicznych, komercyjnych technologii w obszarach blisko związanych z profilem działalności Grupy PGNiG.
- Skuteczne pozyskanie środków z funduszy UE wspierających innowacyjność i działania B+R.



### Kluczowe aspiracje strategiczne

- Stabilizacja wyniku EBITDA na poziomie ~7 mld zł w 2022 roku.
- Średnioroczne nakłady inwestycyjne na rozwój organiczny i przejęcia wyższe o ok. 20% wobec średniorocznych nakładów z lat 2008-2013.
- Utrzymanie wydobycia węglowodorów w kraju na obecnym poziomie, tj. ok. 33 mln boe rocznie.
- Zwiększenie wolumenu produkcji ropy i gazu w sumie (Polska i zagranica) do ok. 50-55 mln boe w 2022 roku poprzez zakup aktywów poszukiwawczo-wydobywczych.
- Rozwój nowych obszarów działalności poprzez rozszerzenie łańcucha wartości w dystrybucji o aktywa ciepłownicze.
- Istotny wzrost wewnętrznej efektywności funkcjonowania Grupy PGNiG (oszczędności ~800 mln zł).

### Program Poprawy Efektywności (PPE) to 18 inicjatyw optymalizacyjnych.

Inicjatywy realizowane w trzech strumieniach:

- Strumień A – Inicjatywy dedykowane poszczególnym segmentom działalności Grupy PGNiG.
- Strumień B – Inicjatywy przekrojowe dotyczące wszystkich segmentów działalności Grupy PGNiG.
- Strumień C – Inicjatywy dotyczące mechanizmów alokacji inwestycji w ramach Grupy PGNiG.

Oczekiwany całkowity poziom oszczędności wygenerowanych w ramach realizacji PPE:

- ~15-20% zidentyfikowanej bazy kosztowej z roku 2013.
- do ~700-800 mln zł efektów powtarzalnych na poziomie EBITDA od końca 2018 roku.



## Nowe obszary strategiczne

Inwestycje w aktywa ciepłownicze mają wiele zalet dla naszej Grupy, ale również dla potencjalnych sprzedających. Grupa PGNiG ma wieloletnie doświadczenie w zarządzaniu majątkiem na rynkach regulowanych, a takie aktywa to stabilne źródło przychodów przy rozpoznanej poziomie ryzyka. Prawie 70% sieci ciepłowniczych znajduje się wciąż w rękach samorządów,

a potrzeby inwestycyjne komunalnego majątku ciepłowniczego nierzadko wykraczają poza potencjał/możliwości ich właścicieli.

Jako inwestor branżowy będziemy w stanie zaangażować się w programy inwestycyjne, które umożliwią odtworzenie wysłużonych systemów ciepłowniczych

dostosowując je jednocześnie do surowych wymagań ekologicznych. Jesteśmy inwestorem krajowym, pewnym, rozpoznawalnym, obecnym w całym kraju, z wieloletnim doświadczeniem w partnerstwie na szczeblu lokalnym. Będziemy również w stanie wykorzystać synergie oraz potencjał i kompetencje całej Grupy, w tym spółek PSG i PGNiG TERMIKA.



## Strategiczne podejście do zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialnego biznesu w Grupie PGNiG

W aktywności biznesowej podmiotów Grupy PGNiG liczą się nie tylko rezultaty, ale też droga do osiągnięcia celów biznesowych oraz sposób działania uwzględniający oczekiwania i potrzeby interesariuszy firmy. Dlatego w 2009 roku

wdrożono kompleksową strategię zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialnego biznesu. W jej tworzenie zaangażowani byli pracownicy wszystkich obszarów merytorycznych centrali PGNiG oraz Spółek Grupy PGNiG.

Od tamtej pory publikujemy raporty społeczne oraz jesteśmy notowani od pierwszej edycji w indeksie spółek odpowiedzialnych społecznie – Respect Index, na Gieldzie Papierów Wartościowych w Warszawie.



Strategia CSR (Corporate Social Responsibility) w Grupie PGNiG, harmonijnie łącząca etyczne i ekologiczne aspekty z efektywnością, jest sumą najlepszych praktyk w tym zakresie. PGNiG, poprzez realizację swojej strategii zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialnego

biznesu, wypełnia także zobowiązania wynikające z przynależności do Global Compact, międzynarodowej agencji ONZ ds. zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialnego biznesu. Jesteśmy także aktywnym członkiem Forum Odpowiedzialnego Biznesu.





# WARUNKI CZYLI OTOCZENIE MAKROEKONOMICZNE W ROKU 2014



# Otoczenie makroekonomiczne w roku 2014

PKB Polski wzrosło w 2014 roku o 3,3%, po wzroście o 1,7% w 2013 roku, jak wynika ze wstępnego szacunku Głównego Urzędu Statystycznego. Głównym czynnikiem wzrostu gospodarczego był popyt krajowy, który zwiększył się o 4,6% (wobec tylko 0,2% rok wcześniej). Wysoką dynamikę zanotowały: konsumpcja gospodarstw domowych, która wzrosła o 3,0% (wobec 1,1%) oraz przede wszystkim inwestycje, których tempo wzrostu przyspieszyło do 9,4% z 0,9% rok wcześniej. Eksport netto przestał pozytywnie wpływać na dynamikę PKB w rozpatrywanym okresie.

W 2014 roku Polska była jedną z najszybciej rozwijających się gospodarek w Unii Europejskiej. Niemiecka gospodarka, największa w UE, rozwijała się w tempie 1,5%.

Gospodarka strefy euro i całej UE nieco drgnęła w górę w trzecim kwartale, m.in. dzięki Niemcom, którym udało się uciec przed techniczną recesją, ale też lepiej rozwijającej się Francji. Polska

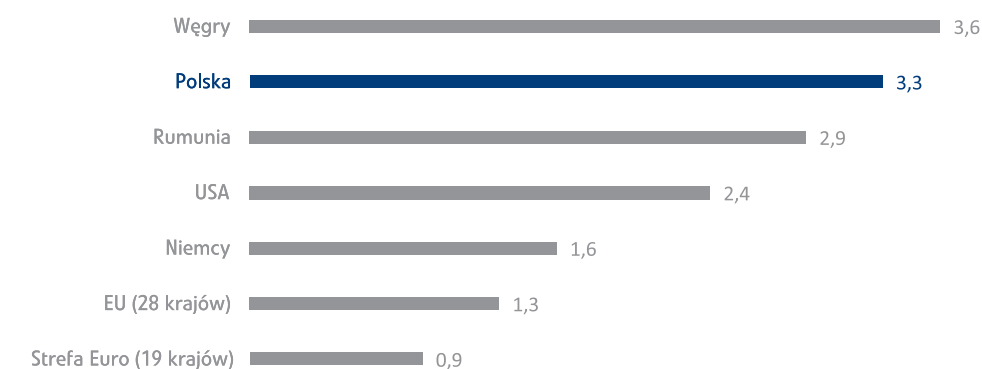
pozostaje w czołówce rozwijających się państw unijnych.

W długim terminie zauważalna jest dodatnia korelacja wzrostu PKB w Polsce z rosnącą konsumpcją gazu ziemnego. Wynika to z kilku czynników, m.in. ze zwiększonego zapotrzebowania na gaz jako surowca chemicznego do produkcji towarów

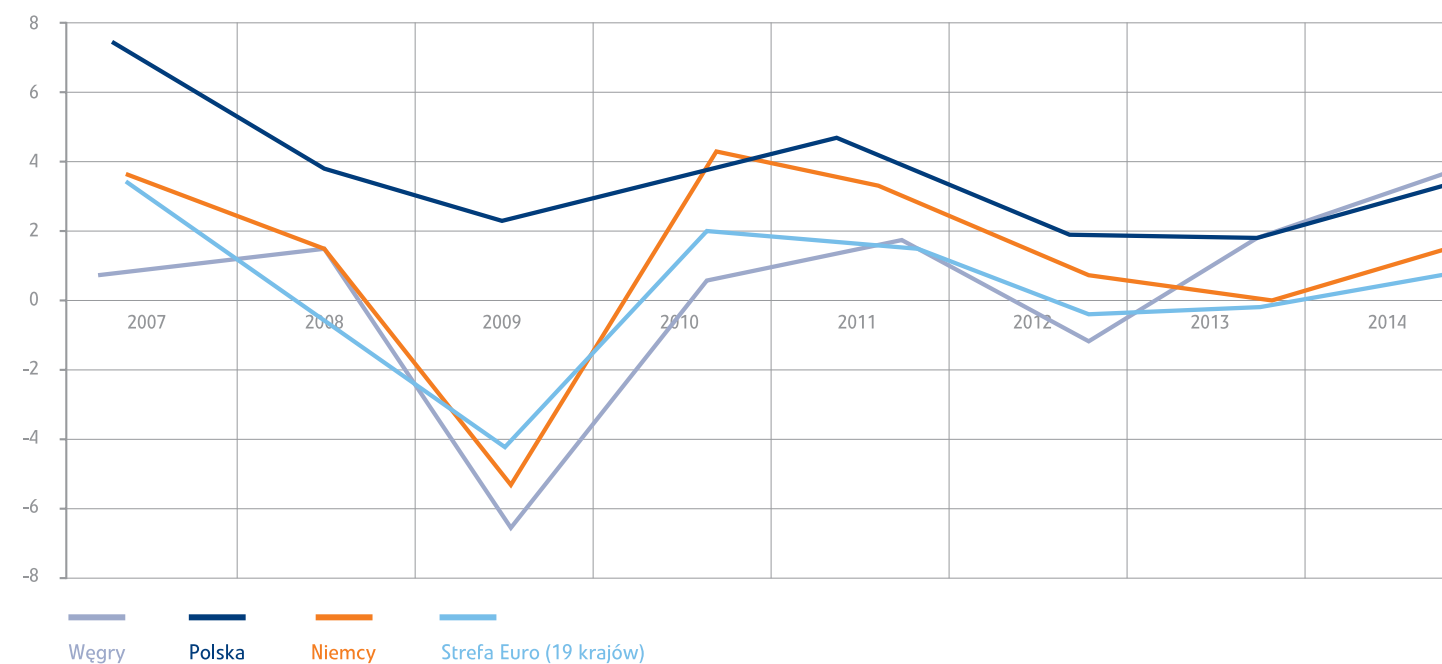
(np. tworzyw sztucznych, nawozów); bogacenia się społeczeństwa, co wpływa na zmianę sposobu ogrzewania domów i mieszkań z kotłów węglowych na czystsze i mniej kłopotliwe piece gazowe; rozbudowy sieci gazowej oraz ze stopniowej transformacji polskiej energetyki w kierunku niskiej emisyjności, w czym pomocne są zwłaszcza kogeneracyjne bloki gazowo-parowe.



Stopa wzrostu PKB w 2014 (zmiana do roku poprzedniego)



Stopa wzrostu PKB w 2007-2014 (zmiana do roku poprzedniego)





### Ceny gazu ziemnego na europejskich giełdach

Poza czynnikami sezonowymi, takimi jak temperatura powietrza, na cenę gazu ziemnego na rynkach europejskich w 2014 roku miały wpływ ograniczenia dostaw z Norwegii w związku z planowanymi przestojami we wrześniu, przestoje technologiczne elektrowni gazowych, ale również sytuacja polityczna na Ukrainie, ograniczenia dostaw gazu do Europy z Rosji oraz spadające ceny ropy naftowej, które nadal są składową formułą cenowych wielu kontraktów długoterminowych.

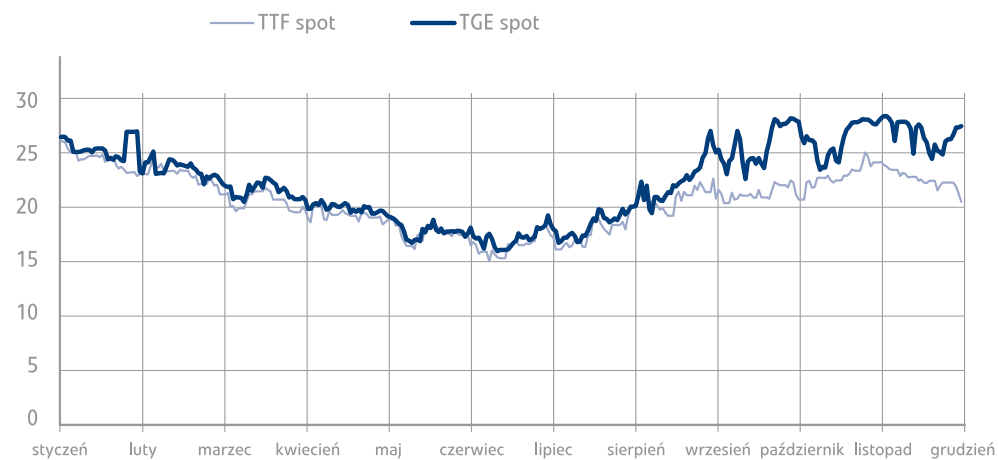
Dodatkowo utrzymujące się w ciągu roku wysokie stany magazynów gazu w Europie wskazywały na obniżony popyt na to paliwo w 2014 roku.

Od września 2014 roku zauważalny był wzrost ceny gazu na TGE w porównaniu do cen gazu

na NCG i TTF. Rozszerzenie się spreadu pomiędzy ceną gazu na TGE a ceną obserwowaną w krajach ościennych, w okresie IV kwartału 2014 roku miało przyczyny czysto fundamentalne. Przez cały okres IV kwartału 2014 roku trwały istotne ograniczenia dostaw z kierunku wschodniego. Równocześnie wzrastało systematycznie zapotrzebowanie na gaz, co jest zjawiskiem naturalnym dla okresu jesienno-zimowego. W takiej sytuacji przy ograniczonych zdolnościach technicznych importu gazu z kierunków innych niż wschodni, niewystarczających do pokrycia całości ubytków, doszło do zachwiania równowagi rynkowej na rzecz popytu. Przełożyło się to także na istotny wzrost zainteresowania strony popytowej na aukcjach OGP Gaz-System SA dotyczących zdolności przesyłowych. W efekcie premie

aukcyjne wzrosły do kilkukrotności stawek taryfowych, co istotnie podniosło koszt mocy transgranicznych. Tak istotny wzrost kosztów importu gazu do Polski przełożył się z kolei na zwiększenie i utrwalenie różnic w cenach na rynku polskim i ościennych. Co warto podkreślić, od początku I kwartału 2015 roku wraz z udostępnieniem przez OGP Gaz-System SA nowych znaczących zdolności przesyłowych (ponad dwukrotny wzrost przepustowości dla importu z Niemiec przez punkty Mallnow Rewers i PWP – Punkt Wzajemnego Połączenia – do poziomu 5,5 mld m<sup>3</sup>/rok), w/w ograniczenia infrastrukturalne zostały w dużej mierze rozwiązane, co przełożyło się na powrót spreadu cenowego do poziomów obserwowanych przed wystąpieniem ograniczeń w dostawach z kierunku wschodniego.

### Cena gazu ziemnego na TTF i TGE (w EUR/MWh)



### Ceny ropy Brent

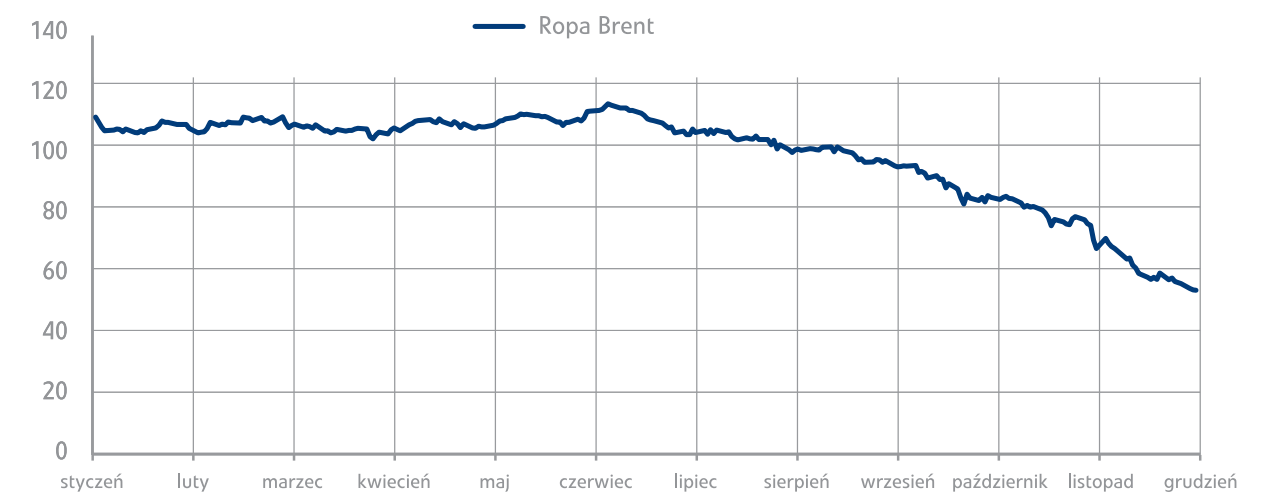
Notowaniom surowca ciążyły prognozy wskazujące na spowalniające tempo wzrostu światowej gospodarki. Rozczarowujące dane na temat produkcji przemysłowej dwóch największych co do wielkości gospodarek świata, tj. USA i Chin, sprawiły, że inwestorzy znów zaczęli się obawiać o spadek globalnego popytu.

Wraz z postępującymi spadkami cen i umacniającym się dolarem, wzrastała globalna

podaż surowca. Wspomogły ją efekty rewolucji łupkowej w Stanach Zjednoczonych – miesięczna produkcja ropy naftowej w tym kraju rosła między styczniem a grudniem 2014 roku o ponad 16%. Pomimo presji ze strony części państw członkowskich OPEC nie doszło do redukcji poziomu wydobycia surowca.

Cena ropy naftowej na ostatni dzień 2014 roku była niższa od ceny na początek roku o 48%.

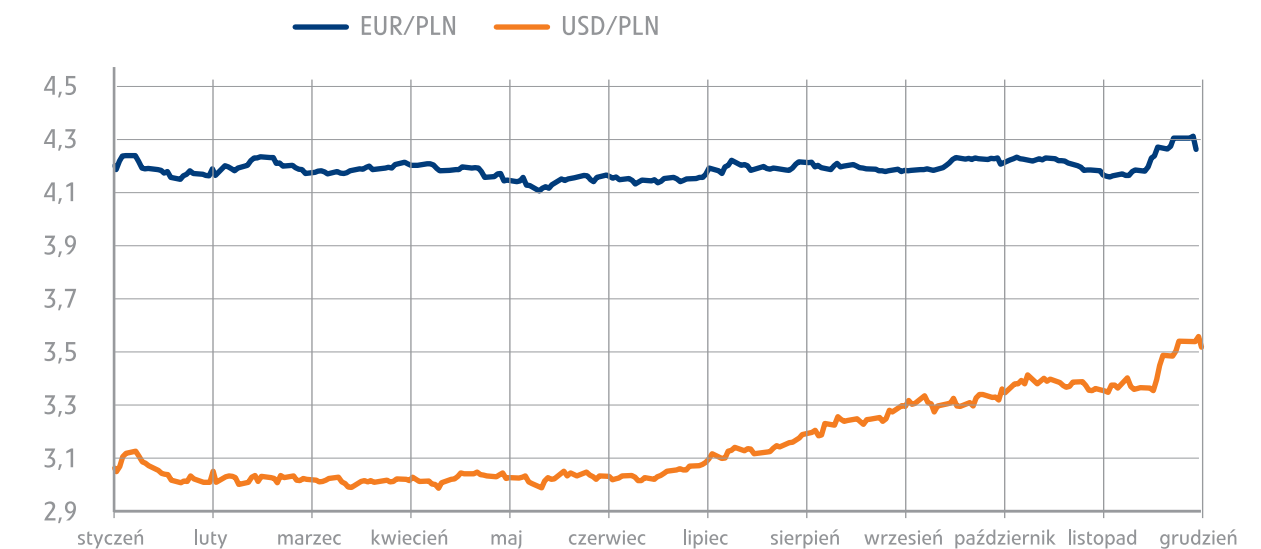
### Cena ropy Brent (w USD/bbl)



### Kursy walut EUR/PLN, USD/PLN

Pierwsze osiem miesięcy 2014 roku przyniosły aprecjację złotówki do euro i dolara, ale ten trend został odwrócony w kolejnych miesiącach. Kursy wymiany walut wzrosły osiągając poziom 4,26 EUR/PLN i 3,51 USD/PLN w ostatnim dniu roku. Deprecjacja złotego była spowodowana słabą kondycją gospodarki strefy euro, napięciami

na Ukrainie oraz relatywnym odpływem kapitału z gospodarek rozwijających się. Kurs USD/PLN był dodatkowo pod wpływem poprawiającej się kondycji gospodarki amerykańskiej oraz wzrostu awersji do ryzyka na rynkach światowych w związku ze spadającą ceną ropy naftowej.







# RUNDA I CZYLI SEGMENT POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE



# Poszukiwanie i Wydobywanie

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

Grupa PGNiG zajmuje dominującą pozycję na krajowym rynku poszukiwania i wydobywania węglowodorów ze złóż. Od 1990 roku poszukiwanie węglowodorów w Polsce prowadzone jest na podstawie polityki koncesyjnej, która zapewnia wszystkim podmiotom równe szanse w dostępie do koncesji poszukiwawczych. 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 2014 roku poszukiwaniem złóż w Polsce zajmowało się 21 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. 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.

## Analiza wyników finansowych w roku 2014

Wynik operacyjny segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie wyniósł 2 006 mln zł i był niższy o 325 mln zł (14%) w relacji do 2013 roku. Na poziomie EBITDA wypracowano wynik w wysokości 3 143 mln zł, który jest niższy od wyniku roku poprzedniego o 238 mln zł (7%). W relacji do 2013 roku przychody ze sprzedaży segmentu spadły o 114 mln zł (2%), pomimo wyższego o prawie 6% wolumenu sprzedaży ropy naftowej. Spadek przychodów w segmencie jest skutkiem spadku cen ropy naftowej (średnia roczna cena ropy Brent wyrażona w złotych była w 2014 roku niższa o 10% w stosunku do wartości z roku poprzedniego). Wzrost kosztów

operacyjnych o 211 mln zł (5%) nastąpił w efekcie ujęcia odpisów aktualizujących wartość majątku poszukiwawczego i wydobywczego. Przyczyną zawiązania powyższych odpisów było m.in. uwzględnienie w przyszłych przepływach pieniężnych (ustalanych na potrzeby przeprowadzonego testu na utratę wartości majątku):

- ceny rynkowej gazu, a nie jak dotychczas ceny taryfowej; powyższa aktualizacja metodologii została podyktowana zmianami na rynku gazu, w szczególności stopniowym uwalnianiem cen gazu i wprowadzeniem obliża giełdowego,
- nowych planowanych obciążeń podatkowych od wydobywania węglowodorów.

Wartość odpisów aktualizujących aktywa na koniec 2014 roku, które obciążąły wynik operacyjny segmentu wyniosła 707 mln zł. Dodatkowo, po przeprowadzonej analizie posiadanych koncesji i efektywności prowadzonych prac poszukiwawczych, Grupa PGNiG odpisała w koszty segmentu wydatki na odwierty negatywne oraz sejsmiki, których wysokość na koniec 2014 roku wyniosła 330 mln zł. Wzrost amortyzacji o 87 mln zł (8%) dotyczy głównie aktywów w Norwegii i związany jest bezpośrednio ze wzrostem produkcji ropy naftowej.



### POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE mln zł

	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Przychody segmentu ogółem	6 071	6 185	4 325	4 081	3 452	3 201
Koszty segmentu ogółem	-4 065	-3 854	-2 972	-2 954	-2 864	-2 865
EBIT	2 006	2 331	1 353	1 126	588	337
Aktywa segmentu	15 442	15 364	16 580	14 923	12 797	11 063
Zobowiązania segmentu	5 531	4 954	5 823	2 177	1 863	1 608

### Segment w liczbach

#### WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO w Grupie PGNiG mln m<sup>3</sup>

	2014	2013	2012	2011	2010	2009
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	1 876	1 890	1 607	1 616	1 605	1 634
w tym w Polsce	1 457	1 550	1 607	1 616	1 605	1 634
w tym w Norwegii	418	340	-	-	-	-
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	2 627	2 692	2 710	2 713	2 615	2 471
w tym w Polsce	2 569	2 667	2 710	2 713	2 615	2 471
w tym w Pakistanie	58	25	-	-	-	-
RAZEM (przeliczony na E)	4 503	4 582	4 317	4 329	4 220	4 105

#### ROPA NAFTOWA, KONDENSAT i NGL w Grupie PGNiG tys. ton

	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Wydobywanie ropy naftowej, kondensatu i NGL	1 207	1 098	492	468	501	503
w tym w Polsce	789	815	492	468	501	503
w tym w Norwegii	418	283	-	-	-	-
Sprzedaż ropy naftowej, kondensatu i NGL	1 169	1 106	485	467	501	506
w tym w Polsce	780	809	485	467	501	506
w tym w Norwegii	389	297	-	-	-	-



## Otoczenie regulacyjne

Aktem prawnym o podstawowym znaczeniu dla działalności w zakresie poszukiwania i wydobywania węglowodorów w Polsce jest Prawo geologiczne i górnicze. 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 górnicza nadzorowana jest przez organy administracji geologicznej i organy nadzoru górniczego. Ustawa zawiera przepisy karne w zakresie niestosowania się do ustawy oraz wielkości graniczne opłat eksploatacyjnych.

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

Nowy system koncesyjny, wprowadzony na mocy lipcowej nowelizacji ustawy Prawo geologiczne i górnicze, może spowodować znaczne spowolnienie działań administracyjnych i w efekcie doprowadzić do spadku liczby wydawanych koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów w Polsce.

## Ryzyka

### Odkrycia i szacowanie zasobów

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

Wielkości zasobów i prognozy wydobywania są 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

Nowym aktem prawnym kształtującym warunki dla działalności w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie jest uchwalona w dniu 25 lipca 2014 roku ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym. Wprowadza ona do polskiego systemu fiskalnego specjalny podatek węglowodorowy (podatek od zysków z działalności wydobywczej węglowodorów) oraz rozszerza zakres przedmiotowy ustawy z dnia 2 marca 2012 roku o podatku od wydobywania niektórych kopalni o działalność wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej.

Ustawa wejdzie w życie 1 stycznia 2016 roku. 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 roku.

Wprowadzenie ww. podatków 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 PGNiG za granicą regulowana jest przez lokalne ustawodawstwo oraz zawarte umowy (np. EPSA – Exploration and Production Sharing Agreement w Libii).

W Norwegii podstawę prawną systemu licencjonowania stanowi Ustawa Naftowa (Petroleum Act) z 1996 roku. Państwo norweskie jest właścicielem złóż kopalni na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Oficjalne atesty i zezwolenia są niezbędne we wszystkich fazach – od momentu przyznania licencji poszukiwawczej lub wydobywczej, poprzez zakup danych

zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej mają zawsze charakter szacunkowy, a rzeczywista produkcja, przychody i koszty mogą różnić się w poważnym stopniu od dokonanych szacunków. Powyższe ryzyko ma szczególne znaczenie z tego względu, że w cyklu produkcji ze złoża okres od rozpoczęcia poszukiwania do udostępnienia złoża do eksploatacji trwa 6-8 lat, a wydobywanie z tego złoża zamyka się w okresie 10-40 lat. Określone w trakcie dokumentowania parametry złóż są weryfikowane podczas eksploatacji. Każda ujemna korekta wielkości zasobów czy wielkości wydobywania może prowadzić do zmniejszenia przychodów, a przez to wpłynąć negatywnie na wyniki ekonomiczne Grupy PGNiG.

sejsmicznych i wiercenie otworów, zagospodarowanie złóż, po likwidację odwiertów.

Koncesje wydobywcze są zwykle przyznawane w ramach rund licencyjnych. Licencja przyznawana jest na okres początkowy (etap poszukiwawczy) trwający do 10 lat. Podczas tego etapu posiadacz licencji zobowiązany jest do wykonania zadeklarowanego zakresu prac (badania geofizyczne, analizy geologiczne, wiercenia). Po tym etapie licencja może zostać oddana lub przedłużona w przypadku decyzji o zagospodarowaniu złoża.

Norwegia posiada specjalny system opodatkowania dochodów z wydobywania węglowodorów. System opodatkowania jest oparty na standardowych zasadach opodatkowania dochodów przedsiębiorstw (CIT), jak również na tzw. specjalnym podatku naftowym. Stawka podatku dochodowego wynosi 27%, natomiast specjalna stawka podatku naftowego wynosi 51%. Podczas obliczania podstawy opodatkowania podatkiem dochodowym i specjalnym podatkiem naftowym, inwestycje podlegają amortyzacji liniowej w ciągu sześciu lat od roku, w którym zostały poniesione. Potrącenia są dozwolone dla wszystkich kosztów, w tym kosztów poszukiwań, badań i rozwoju, finansowania, operacyjnych i likwidacji. Dozwolona jest konsolidacja rachunków podatkowych różnych licencji/złóż. Dodatkowo dopuszczalna jest ulga tzw. inwestycyjna polegająca na podniesieniu kwoty podlegającej amortyzacji o 22% inwestycji (5,5% rocznie przez cztery lata, począwszy od roku rozpoczęcia inwestycji). Ponadto przedsiębiorstwom niegenerującym przychodu z wydobywania przysługuje zwrot 78% kosztów poszukiwań w roku kolejnym od ich poniesienia, a strata podatkowa może być przenoszona na kolejne lata bez limitu czasowego.

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

### Opóźnienia prac

Uzyskanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, przy uwzględnieniu przepisów prawa krajowego, trwa od jednego do półtora roku. W działalności zagranicznej okres oczekiwania na ratyfikowanie kontraktu po wygraniu przetargu na koncesję 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

### 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

### Nieprzewidziane zdarzenia

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

### Konkurencja

Zarówno w kraju, jak i za granicą istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż. Niektórzy konkurenci PGNiG, zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową oraz większe niż PGNiG zasoby finansowe. W rezultacie istnieje prawdopodobieństwo, że firmy te przystąpią

### Przepisy w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia

Dostosowanie do regulacji ochrony środowiska w Polsce i za granicą może istotnie zwiększyć koszty działalności PGNiG. Aktualnie PGNiG ponosi znaczne nakłady kapitałowe i koszty w celu dostosowania swojej działalności

i niekiedy ochrony stanowisk archeologicznych oraz przeprowadzania przetargów na wykonawcę prac, co powoduje, że do momentu podpisania umowy z wykonawcą upływa kolejnych kilka miesięcy. Nierzadkie są również przypadki długiego oczekiwania na odprawy celne importowanego sprzętu. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych.

Przeszkody w aspekcie formalno-prawnym istotnie opóźniające działania inwestycyjne, niezależne od PGNiG, są związane m.in. z miejscowymi planami

i wydobywczych, stosowanych w pracach wiertniczych. Wzrost cen energii i materiałów powoduje wzrost kosztów prac poszukiwawczych. Istotny wpływ na rentowność zagranicznych projektów poszukiwawczych mają ceny

i środowiska naturalnego, a także urządzeń produkcyjnych.

Grupa PGNiG dla zabezpieczenia się przed danym ryzykiem podejmuje takie działania jak:

- na wypadek ryzyka z wykonawcą lub dostawcą – wprowadza odpowiednie zapisy w umowie (np: kary umowne), zwraca uwagę na dobór sprawdzonych podwykonawców,

do przetargów i będą w stanie nabyć koncesje o dobrych perspektywach poszukiwawczych, oferując lepsze warunki niż pozwalają na to zasoby finansowe i ludzkie PGNiG. Przewaga ta jest szczególnie istotna na arenie międzynarodowej.

Obecność firm zagranicznych na polskim rynku nasiliła zjawisko przejmowania przez nie wysoko wyspecjalizowanych pracowników o dużym

do coraz bardziej skomplikowanych i wymagających regulacji odnoszących się do ochrony zdrowia i bezpieczeństwa oraz ochrony środowiska naturalnego. Przykładowo, w 2005 roku zaostżono przepisy ograniczające realizację

zagospodarowania przestrzennego, uzyskiwaniem decyzji administracyjnych (w tym środowiskowych), zmianami aktualnej koncepcji projektu inwestycyjnego, jak również z trudnościami z uzyskiwaniem zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

Opóźnienie realizacji całego projektu inwestycyjnego oraz przedłużający się proces inwestycyjny zwiększa ryzyko związane z poziomem nakładów inwestycyjnych i ich szacowaniem.

produktów ropopochodnych oraz wahania kursów walutowych. W celu obniżenia kosztów prac wiertniczych w 2011 roku PGNiG wprowadziła system daily rate przy wyborze wykonawców tych prac.

- na wypadek ryzyka związanego z siłami wyższymi – stosuje zabezpieczenia poprzez polisy ubezpieczeniowe,
- od ryzyka technicznego – firma prowadzi racjonalną gospodarkę złożem,
- na wypadek ryzyka otoczenia projektu – działaniem zaradczym jest alternatywne rozwiązanie dotyczące lokalizacji i realizacji inwestycji, negocjacje, respektowanie terminów urzędowych, zmiana harmonogramu i organizacji prac.

doświadczeniu zawodowym. Ryzyko to jest wysokie zwłaszcza w przypadku specjalistów z dziedziny poszukiwania złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. W krajach, gdzie PGNiG prowadzi działalność, występują trudności w naborze wysoko wykwalifikowanej kadry.

przedsięwzięcia mogącego mieć wpływ na obszar Natura 2000 oraz zwiększono wymagania w dziedzinie ochrony środowiska naturalnego w zakresie wchodzenia na tereny występowania chronionych gatunków roślin oraz siedlisk chronionych zwierząt.



## Działalność w Polsce w roku 2014

### Prace poszukiwawcze i rozpoznawcze

W 2014 roku PGNiG zajmowało się poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej gazu ziemnego na terenie Karpat, Pogórza Karpackiego i na Niżu Polskim, zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami.

Na koniec 2014 roku PGNiG posiadało 77 koncesje na poszukiwanie złóż węglowodorów (na dzień 1 stycznia 2014 roku – 84 koncesje).

W wyniku analizy geologiczno-złożowej obejmującej m.in. analizę możliwości odkrycia

i udokumentowania znacznych złóż węglowodorów podjęto decyzje o złożeniu wniosków o rezygnację z 14 obszarów koncesyjnych przed upływem terminu ich ważności. W 2014 roku uzyskano 8 nowych koncesji tzw. bloków bieszczadzkich oraz złożono 1 wniosek o nowy obszar koncesyjny. Nie przedłużono 1 koncesji.

Na obszarach koncesyjnych PGNiG prace wiertnicze w kraju prowadzone były w 24 otworach, w tym: 15 poszukiwawczych, 6 badawczych oraz w 3 otworach rozpoznawczych. Spośród

tych 24 otworów, 10 wierconych było w poszukiwaniu złóż niekonwencjonalnych.

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

### Poszukiwania gazu łupkowego

Gaz ziemny jest najczystszy ekologicznie źródłem energii spośród wszystkich paliw kopalnych. Cechuje go niska emisja gazów cieplarnianych, a także brak niebezpiecznych odpadów. Postęp technologii wydobycia i obniżenie jej kosztów spowodowały możliwość sięgnięcia po nowe, pomijane do tej pory zasoby gazu ziemnego: gaz ściśnięty (tight gas), gaz z łupków lub gaz łupkowy (shale gas) oraz metan z pokładów węgla (coal bed methane).

Gaz łupkowy to jeden z trzech rodzajów gazu ze złóż niekonwencjonalnych, uzyskiwany z położonych głęboko pod ziemią łupków osadowych. Skąły te cechują się niską przepuszczalnością, dlatego gaz z łupków wymaga bardziej złożonych i zaawansowanych technicznie metod wydobycia.

Technika wydobycia gazu łupkowego w uproszczeniu polega na wykonaniu poziomego odwiertu w skale łupkowej i wypełnieniu uzyskanej szczeliny mieszkanką wody, piasku kwarcowego i dodatków chemicznych, która, powodując pęknięcia w skałach, pozwala na wydostanie się gazu.

Według szacunków Energy Information Administration, wydobycie gazu łupkowego do 2030 roku będzie wynosiło 7% światowej produkcji gazu ziemnego.

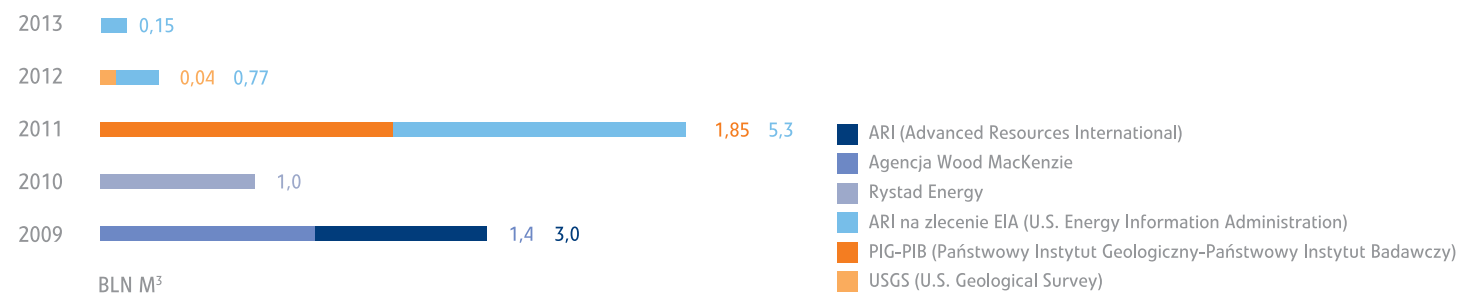
Polska posiada bogate zasoby gazu ziemnego w skałach łupkowych na Pomorzu, Mazowszu i Lubelszczyźnie, ale tylko te o odpowiednich właściwościach mogą być wydobywane.

Szacunków zasobów złóż gazu w skałach łupkowych w Polsce podjęto się kilka uznanych amerykańskich organizacji, bazując na doświadczeniach z Ameryki Północnej.

W marcu 2012 roku Państwowy Instytut Geologiczny-Państwowy Instytut Badawczy (PIG-PIB) przedstawił pierwszy raport o prognostycznych zasobach wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych w Polsce.

Oszacowane łączne zasoby wydobywalne gazu ziemnego mieszczą się w bardzo szerokim zakresie od 37,9 mld m<sup>3</sup> do 1 919,7 mld m<sup>3</sup>. Skrajne wartości cechują się jednak bardzo niskim prawdopodobieństwem. Przy przyjęciu parametrów obliczeń uznanych za najbardziej prawdopodobne, zasoby te wynoszą od 346,1 mld m<sup>3</sup> do 767,9 mld m<sup>3</sup>. Raport należy traktować jako bilans otwarcia, który został oparty o dane uzyskane w 39 otworach badawczych Instytutu Geologicznego wykonanych w latach 1950-1990. Prognoza będzie weryfikowana w miarę napływu danych z wierceń rozpoznawczych.

### Krótką historia szacowania zasobów węglowodorów niekonwencjonalnych w Polsce



Porównanie danych geologicznych z Polski i USA wskazuje na szereg wyzwań geologicznych, które stoją przed spółkami, które posiadają koncesje na poszukiwanie gazu ze złóż niekonwencjonalnych.

- współczynnik TOC (Total Organic Carbon) – zawartość materii organicznej w skale – określa, ile gazu można pozyskać ze złoża. W Polsce średnio ok. 2-5%, w USA nawet 2-14%.
- miąższość – grubość warstwy skały macierzystej – im większa miąższość, tym większa możliwość pozyskania surowca. W Polsce średnio miąższości horyzontalne ok. 30-70 m, w USA 20-200 m.

- głębokość zalegania – głębokość, na której możliwa jest eksploatacja złoża. W Polsce skały łupkowe zwykle na większych głębokościach – 3000-4000 m, w USA – 400-4600 m.
- skład mineralogiczny – zawartość składników mineralnych w skale macierzystej. W Polsce głównie mułowce i ilowce, które trudniej jest szczelinować.

Na koniec 2014 roku Ministerstwo Środowiska wydało 53 koncesje na poszukiwanie gazu ze złóż niekonwencjonalnych w Polsce, z czego 11 koncesji posiada PGNiG.

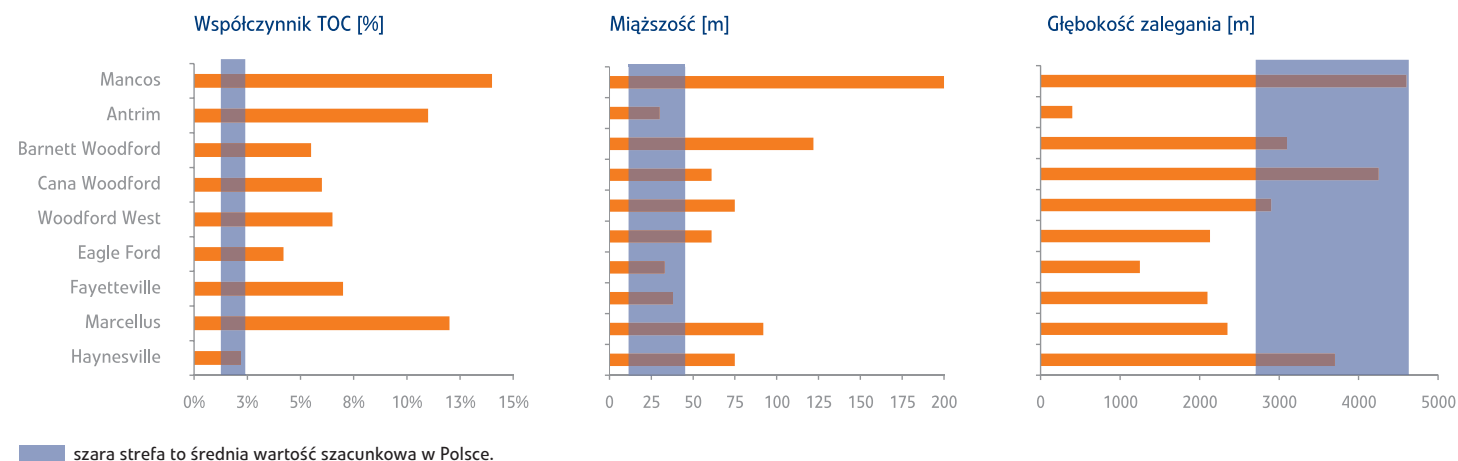
Do tej pory, czyli w latach 2009-2014, celem określenia potencjału shale gas na terenie Polski, PGNiG zrealizowało prace wiertnicze w 17 otworach, w tym 2 horyzontalnych, oraz prace sejsmiczne na 8 zdjęciach 2D i 5 zdjęciach 3D.

Prace prowadzono w trzech rejonach:

- Pomorze,
- Centralna Polska,
- Lubelszczyzna.

Więcej informacji można znaleźć na stronie [www.lupkipolskie.pl](http://www.lupkipolskie.pl).

### Porównanie danych geologicznych z Polski i USA





## Usługi geologiczne, geofizyczne, wiertnicze i serwisowe w Polsce

W 2014 roku spółki segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie świadczyły usługi wiercenia otworów poszukiwawczych, rozpoznawczych, badawczych i eksploatacyjnych oraz związanych z budową i rozbudową podziemnych magazynów gazu, świadczyły usługi z zakresu specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego, a także usługi geofizyczne.

Wiercenia poszukiwawczo-rozpoznawcze i badawcze realizowano głównie w poszukiwaniu węglowodorów, a także złóż miedzi. Prace wiertnicze wykonywane były zarówno dla Grupy PGNiG, jak i dla odbiorców zewnętrznych w kraju i za granicą.

Na rynku krajowym realizowano m.in. kontrakty dla firm poszukujących:

- konwencjonalnych złóż gazu ziemnego – m.in. dla PGNiG, FX Energy Poland Sp. z o.o. i Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k.,

- niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego – m.in. dla PGNiG, Orlen Upstream Sp. z o.o. (poszukiwanie shale gas) i dla Państwowego Instytutu Geologicznego (odmetanowanie pokładów węgla kamiennego),
- niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej – Wisent Oil & Gas Sp. z o.o. (poszukiwanie shale oil),
- złóż miedzi – dla KGHM Polska Miedź SA, Zielona Góra Copper Sp. z o.o. i Mozów Copper Sp. z o.o.

Ponadto wykonywano wiercenia otworów na potrzeby budowy PMG Kosakowo i rozbudowy KPMG Mogilno.

Segment świadczył również usługi specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego, m.in. serwisów płynów wiertniczych, cementacyjnego, coiled tubing i urządzeń azotowych, mud logging, wyposażenia wglębnego odwiertów wraz z opróbowaniem, pomiarów parametrów złożowych i testów produkcyjnych

oraz wykonywał remonty, rekonstrukcje i likwidacje odwiertów. Odbiorcami usług serwisowych było głównie PGNiG. W kraju dla inwestorów spoza Grupy PGNiG świadczone przede wszystkim usługi serwisowe m.in. dla LOTOS Petrobaltic SA, FX Energy Poland Sp. z o.o., Orlen Upstream Sp. z o.o., Wisent Oil & Gas Sp. z o.o., Geops Deep Drilling Sp. z o.o., Przedsiębiorstwa Budowy Kopalń PeBeKa SA, Państwowego Instytutu Geologicznego i Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o.

W 2014 roku spółki segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie świadczyły usługi geofizyczne z zakresu geofizyki poszukiwawczej (akwizycję, przetwarzanie i interpretację danych sejsmicznych) oraz geofizyki otworowej. Na rynku krajowym najważniejszymi odbiorcami usług były spółki: PGNiG, Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o., FX Energy Poland Sp. z o.o., NAFTA a.s., Orlen Upstream Sp. z o.o. Dla PGNiG spółki segmentu wykonywały usługi geofizyki poszukiwawczej, natomiast dla kontrahentów zewnętrznych świadczone usługi zarówno geofizyki poszukiwawczej, jak i geofizyki otworowej.

## Zasoby

## Udokumentowane zasoby wydobywalne w Polsce 2008-2014

Zasoby Wydobywalne

	gaz ziemny (w przeliczeniu na gaz E) mld m <sup>3</sup>	ropa naftowa (łącznie z kondensatem) mln ton	gaz ziemny mboe	ropa naftowa mboe	razem mboe
2008	91,12	20,34	573,13	149,09	722,22
2009	96,65	20,00	607,93	146,60	754,53
2010	94,17	20,59	592,32	150,92	743,24
2011	93,62	20,37	588,87	149,31	738,18
2012	89,80	19,93	578,94	146,09	725,03
2013	85,37	19,27	550,38	141,25	691,63
2014	81,68	18,57	526,57	136,14	662,71

## Wartość współczynnika R/P (rezerwy/produkcja) w latach 2009-2014

	R/P
2009	24,49
2010	23,71
2011	23,13
2012	22,65
2013	20,68
2014	20,88

## Wydobywanie

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 22 kopalniach (13 gazowych, 6 ropno-gazowych oraz 3 ropnych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową w 37 kopalniach (20 gazowych, 11 ropno-gazowych i 6 ropnych).

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO w POLSCE  
mln m<sup>3</sup>

	2014	2013	2012	2011	2010	2009
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	1 457	1 550	1 607	1 616	1 605	1 634
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	2 569	2 667	2 710	2 713	2 615	2 471
RAZEM (przeliczony na E)	4 026	4 217	4 317	4 329	4 220	4 105

ROPA NAFTOWA i KONDENSAT w Polsce  
tys. ton

	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Wydobywanie ropy naftowej i kondensatu	789	815	492	468	501	503

## Podziemne magazyny gazu

W 2014 roku segment Poszukiwanie i Wydobywanie na własne potrzeby wykorzystywał pojemności czynne podziemnych magazynów gazu zaazotowanego Daszewo i Bonikowo. Pojemności magazynowe wykorzystywane na potrzeby wydobycia są wyłączone z definicji instalacji magazynowej w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

Pojemności czynne magazynów segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie  
na dzień 31 grudnia 2014 roku

	Pojemność czynna (mln m <sup>3</sup> )	Maksymalna moc zatłaczania (mln m <sup>3</sup> /d)	Maksymalna moc odbioru (mln m <sup>3</sup> /d)
PMG Daszewo (Ls)	30	0,24	0,38
PMG Bonikowo (Lw)	200	1,68	2,40





## Sprzedaż

W ramach segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie, sprzedaż gazu ziemnego i ropy naftowej realizowana jest bezpośrednio ze złóż (z pominięciem systemu przesyłowego) dedykowanymi gazociągami do konkretnych klientów, a w przypadku ropy naftowej – za pośrednictwem tankowców.

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

Sprzedaż gazu ziemnego odbywa się na zasadach wolnorynkowych, a warunki dostaw (w tym cena gazu) są indywidualnie negocjowane w zależności od charakterystyki danego projektu. Głównymi odbiorcami gazu ziemnego w Polsce byli odbiorcy przemysłowi, których udział w wolumenie sprzedaży stanowił ok. 78%. W większości zakupem gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż zainteresowani są klienci zlokalizowani w bliskiej odległości od kopalń gazu ziemnego. Dodatkowo taka sprzedaż gazu ziemnego pozwala na ekonomicznie korzystne zagospodarowanie złóż gazu o jakości odbiegającej od standardów sieciowych oraz na pozyskanie klientów, dla których dostawy gazu systemowego są technicznie lub ekonomicznie niemożliwe.

Sprzedaż ropy naftowej przez PGNiG odbywa się na warunkach wolnorynkowych, a cena jest

ustalana w odniesieniu do aktualnych notowań tego surowca na rynkach międzynarodowych. PGNiG realizowało sprzedaż ropy naftowej w 2014 roku jako:

- sprzedaż rurociągową do odbiorców zagranicznych,
- sprzedaż transportem kolejowym i samochodowym do odbiorców krajowych.

Sprzedaż ropy naftowej realizowana była do Shell International Trading and Shipping Company Ltd., Rafinerii Trzebinia SA, Rafinerii Nafty Jedlicze SA, TOSTA TOTAL OIL TRADING SA i BP Europe SE. W listopadzie 2014 roku PGNiG i Rafineria Trzebinia SA podpisały aneks do umowy przenoszący koszty transportu kolejowego na kupującego. Od stycznia 2015 roku Rafineria Trzebinia SA zajmuje się organizacją transportu ropy naftowej z terminali kolejowych PGNiG do miejsca przeznaczenia i pokrywa jego koszt.

## Inwestycje w roku 2014

W Planie Inwestycyjnym na 2014 rok przewidzianych do realizacji było kilkadziesiąt projektów związanych z utrzymaniem zdolności wydobywczych (wiercenia otworów eksploatacyjnych, zagospodarowywanie złóż i odwiertów). Poza głównymi projektami, takimi jak: Radlin, Książpol, Radoszyn, Lisewo, Różańsko, Wilków, w obszarze wydobywania realizowane były zadania dotyczące zagospodarowania złóż gazu ziemnego o znaczeniu regionalnym, związane z utrzymaniem i odtworzeniem wydajności produkcji węglowodorów (rozbudowy i modernizacje kopalni gazu ziemnego), zadania związane z funkcjonowaniem oddziałów wydobywania (modernizacja zaplecza

techniczno-administracyjnego, zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych) oraz zadania związane ze zwiększeniem lub utrzymaniem możliwości produkcyjnych Oddziału w Odolanowie.

Ważniejsze zadania realizowane w obszarze wydobywania w 2014 roku, poza głównymi projektami, to: montaż i modernizacja sprzężarek złożowych na KGZ, zagospodarowywanie odwiertów i ich podłączenie, a także zadania związane z modernizacją instalacji produkcyjnych KRIO w Odolanowie.

Z głównych projektów zakończono zagospodarowanie złoża Lisewo, Komorza, zagospodarowanie odwiertu Lisewo 2k i Radlina 64, Maćkowice 3k i Mołodycz 1, 2 oraz prace wiertnicze na kilkunastu otworach.

W 2014 roku zakończono również zagospodarowanie odwiertów: Maćkowice 2, Jata 1, Lubliniec 12, Dzików Stary 2, modernizację tłoczni Żuchłów, budowę kompresora na KRNiGZ Zielin oraz kilkanaście drobniejszych zadań dotyczących modernizacji i rozbudowy kopalni gazu ziemnego i instalacji produkcyjnych w Odolanowie.



## Działalność zagraniczna w roku 2014

### Norwegia

PGNiG Upstream International AS (PGNiG UI, dawniej PGNiG Norway AS) została powołana w 2007 roku do realizacji na Norweskim Szelfie Kontynentalnym projektu, którego celem jest zwiększenie wydobywalnych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego poza granicami Polski. Podstawowym zadaniem spółki PGNiG UI jest poszukiwanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Spółka posiada prekwalfikację norweskich władz do pełnienia roli operatora.

W 2014 roku spółka zakupiła udziały w czterech złożach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym od Total E&P Norge AS (spółka nie jest operatorem tych złóż). Transakcja dotyczyła trzech złóż, z których prowadzone jest wydobywanie (Morvin, Vilje i Vale), oraz jednego w fazie zagospodarowania (Gina Krog). Zgodnie z szacunkami niezależnego eksperta wydobywalne zasoby eksploatacyjne

2P przypadające na udziały PGNiG UI wynoszą 33 mln boe. Zgodnie z danymi operatora pozostały czas eksploatacji złóż wynosi średnio 14 lat. W następstwie nabycia udziałów w nowych złożach, PGNiG UI przewiduje, że na przestrzeni najbliższych dziesięciu lat wielkość realizowanego przez spółkę wydobywania w Norwegii kształtować się będzie na poziomie około 15-20 tys. boe/dobę.

Istotną część ceny transakcji pokryto z przepływów pieniężnych wygenerowanych w okresie między datą wejścia umowy w życie a datą zamknięcia transakcji. W związku z osiągnięciem oczekiwanych wpływów ze sprzedaży węglowodorów z przejmowanych złóż w 2014 roku, ograniczeniem kosztów oraz nakładów inwestycyjnych, ostateczna płatność w gotówce wyniosła ok. 844 mln NOK, czyli 43% ceny zakupu.

Obok nabycia aktywów wydobywczych od Total E&P Norge AS, nie bez znaczenia były bardzo dobre wyniki wydobywania ze złoża Skarv, które jest najważniejszym aktywem PUI. W 2014 roku PGNiG UI powiększyło swój stan posiadania o udziały w jednej nowej koncesji, której jest operatorem – przyznane spółce w ramach rundy APA 2013. W trakcie roku spółka zrezygnowała również z dwóch koncesji, zwracając je organom koncesyjnym. Ponadto spółka kontynuowała prace nad optymalizacją finansowania, obejmując wcześniejszą spłatę zadłużenia finansowego.

Zgodnie z prognozą w 2015 roku wielkość wydobywania PGNiG w Norwegii wyniesie 510 tys. ton ropy naftowej (łącznie z NGL) i 0,4 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego.

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO w Norwegii  
mln m<sup>3</sup>

	2014	2013
GAZ WYSOKOMETANOWY E	419	340

ROPA NAFTOWA i NGL w Norwegii  
tys. ton

	2014	2013
Wydobycie ropy naftowej, kondensatu i NGL	418	283
Sprzedaż ropy naftowej, kondensatu i NGL	389	297



## Koncesje PGNiG w Europie



## Złoże Skarv

Udziały: BP Norge AS (23,8%) – operator, PGNiG UI (11,9%), Statoil Petroleum AS (36,2%), E.ON E&P Norge AS (28,1%)

Złoże ropy naftowej i gazu ziemnego Skarv jest objęte koncesjami PL212, PL212B i PL262. Złoże Skarv odkryto w 1998 roku, a doprowadzenie go do obecnego stopnia zagospodarowania trwało 13 lat. Złoże to zagospodarowano wraz z pobliskim złożem Idun. W 2007 roku scalono koncesje na złożach Skarv i Idun, które obecnie określane są łącznie nazwą Skarv.

Złoże Skarv znajduje się ok. 210 km na zachód o wybrzeża Norwegii, gdzie głębokość wody wynosi ok. 350-450 m. Do zagospodarowania złoża wykorzystano nowoczesną pływającą platformę

## Koncesja PL212E

Udziały: BP Norge AS (30%) – operator, PGNiG UI (15%), Statoil Petroleum AS (30%), E.ON E&P Norge AS (25%)

Koncesja PL212E została wydzielona z obszaru Skarv po podpisaniu umowy scalającej w 2007 roku. Program prac wskazany dla koncesji został zrealizowany.

produkcyjną (FPSO – floating production, storage and offloading vessel), przystosowaną do pracy na wzburzonej morzu, którą podłączono do gazociągu umożliwiającego eksport wydobywanego surowca na rynki europejskie.

Szacuje się, że pozostałe w złożu Skarv zasoby wydobywalne to ok. 6,8 mln ton ropy naftowej, 3,9 mln ton NGL oraz 30,5 mld m<sup>3</sup> gazu (według danych operatora na dzień 31 grudnia 2014 roku). Ponadto PGNiG UI dokonało, wraz z innymi udziałowcami koncesji, odkrycia dodatkowych zasobów, których eksploatacja będzie prowadzona przy użyciu istniejącej instalacji (m.in. Snadd North). W związku z odkryciem stan pozostałych zasobów wydobywalnych

W 2012 roku udziałowcy wykonali otwór poszukiwawczy, co doprowadziło do odkrycia nowego złoża gazu w obszarze koncesji PL212E (Snadd Outer). Odkryte złożo znajduje się w pobliżu złoża gazu Snadd North oraz graniczy ze złożem Skarv. Według wstępnych szacunków operatora zasoby wydobywalne na złożu Snadd Outer wynoszą 2-4 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego.

na obszarze koncesyjnym Skarv zwiększył się o około 46%. Zasoby przypadające PGNiG na obszarze koncesyjnym Skarv wynoszą obecnie 50,2 mln boe.

Szacuje się, że w nowo odkrytym złożu Snadd North znajduje się 9-16 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego (PGNiG Upstream dysponuje udziałem na poziomie 11,9175%). W 2011 roku udziałowcy koncesji wykonali na złożu Snadd otwór eksploatacyjny celem oceny jakości złoża i jego możliwości produkcyjnych. W 2013 roku rozpoczęły się długoterminowe testy produkcyjne odwiertu, które potrwać do końca grudnia 2015 roku. Na podstawie jego wyników podjęta zostanie decyzja o dalszym zagospodarowaniu złoża.

Udziałowcy koncesji kończą prace nad kompleksową oceną zasobów złoża Snadd Outer, która ma umożliwić jego optymalne zagospodarowanie w przyszłości.

## Złoże Gina Krog

Udziały: Statoil Petroleum AS AS (58,7%) – operator, PGNiG UI (8%), Total E&P Norge AS (30%), Det norske oljeselskap (3,3%)

Odkrycia złoża Gina Krog, wcześniej znanego pod nazwą Dagny, dokonała spółka Esso w 1974 roku. Złoże ropy naftowej i gazu Gina Krog zlokalizowane jest w centralnej części Morza Północnego, 250 km na zachód od Stavanger i 30 km na północny zachód od Sleipner. Projekt zagospodarowania złoża Gina Krog jest obecnie jednym z najważniejszych tego typu projektów realizowanych w Norwegii. Plan jego zagospodarowania (PDO) zakłada wielkość zasobów eksploatacyjnych brutto

na poziomie 225 mln boe, a Statoil zamierza uczynić je przyszłym hubem naftowym na północny zachód od Sleipner. Zgodnie z projektem zagospodarowania na złożu umieszczona zostanie nowo wybudowana platforma do wstępnej obróbki surowca wraz z pływającą jednostką do jego przechowywania i przeładunku (FSO). Nadwodna część platformy powstaje właśnie w zakładach Daewoo w Korei Południowej. Platforma będzie mogła obsłużyć 20 otworów, a jej zdolności przerobowe to 10 000 Sm<sup>3</sup>/dobę oraz 9 mln Sm<sup>3</sup>/dobę w wypadku zatłaczania/eksportu gazu i 4000 Sm<sup>3</sup>/dobę w wypadku uzdatniania wydobytej wody.

Jednostka FSO, która powstała na bazie tankowca dowozowego, umożliwi przechowywanie ropy wydobytej ze złoża Gina Krog. Jednostka jest samodzielną i może pomieścić 860 tys. baryłek ropy naftowej. Eksport ropy będzie się odbywał przez Morze Północne, przy pomocy tankowców dowozowych. W celu stymulacji wydobywania ropy przewiduje się zatłaczanie gazu do złoża. Gaz przeznaczony do zatłaczania będzie początkowo importowany z Gassled. Wydobywany gaz jest transportowany do ośrodka Sleipner, gdzie jest poddawany separacji, a następnie kierowany do gazociągu Gassled. Wydobywany kondensat jest przesyłany poprzez Sleipner do Kårstø przy pomocy istniejącego rurociągu przeznaczonego do transportu kondensatu.

## Złoże Vilje

Udziały: Det norske oljeselskap AS (46,9%) – operator, PGNiG UI (24,243%), Statoil Petroleum AS AS (28,8%)

Złoże Vilje usytuowane jest w granicach bloku 25/4 w norweskiej części Morza Północnego, ok. 20 km na północny wschód od złoża Alvheim i na północ od złoża Heimdal. Głębokość morza w tym obszarze wynosi 120 m. Skala zbiornikowa

to turbidytowe piaskowce formacji Heimdal ze środkowego i późnego paleocenu, znajdujące się na głębokości 2100 m. Formacja Heimdal jest nieskonsolidowana i charakteryzuje się dużą porowatością, wysokim wskaźnikiem miąższości produktywnej i wysoką przepuszczalnością. Składające się na nią piaskowce są poddawane działaniu normalnego ciśnienia, a w złożu panują warunki wodno-aporowe.

Złoże Vilje jest udostępnione za pomocą trzech odwiertów horyzontalnych zagłowiczonych podwodnie i połączonych z jednostką eksploatacyjną. Surowiec wydobyty z podwodnych odwiertów kierowany jest do wstępnej obróbki na platformie Alvheim poprzez 19-kilometrowy rurociąg. Ropa transportowana jest z platformy tankowcami.

## Złoże Vale

Udziały: Centrica Resources (Norge) AS (50%) – operator, PGNiG UI (24,243%), Lotos Exploration and Production Norge AS (25,8%)

Złoże Vale jest złożem gazowo-kondensatowym znajdującym się 16 km na północ od kopalni gazu

Heimdal. Złoże odkryto w 1991 roku, a jego eksploatację rozpoczęto w 2002 roku. Głębokość morza na tym obszarze wynosi ok. 114-120 m. Plan zagospodarowania złoża Vale przewiduje pojedynczy odwiert zagłowiczony podwodnie i podłączony do platformy Heimdal.

Zagospodarowanie złoża nie uwzględnia wykorzystania metod podtrzymujących ciśnienie złożowe. Co za tym idzie, przewiduje się eksploatację złoża do jego naturalnego sčerpania. Od południowego zachodu złożo sąsiaduje z pokładem wodonośnym, którego napór wspomaga proces eksploatacji.

## Złoże Morvin

Udziały: Statoil Petroleum AS AS (64%) – operator, PGNiG UI (6%), Eni Norge AS (30%)

Złoże Morvin znajduje się na obszarze Morza Norweskiego. Złoże znajduje się w niewielkiej odległości od innych projektów – ok. 20 km na północ od obiektu Kristin i 15 km na zachód

od platformy Åsgard B. Zbiornik leży na głębokości 4500-4800 m pod powierzchnią, natomiast głębokość morza na tym obszarze wynosi 360 m.

Złoże Morvin to złożo ropno-gazowe udostępnione za pomocą czterech horyzontalnych odwiertów eksploatacyjnych oraz dwóch płyt dennych

podłączonych do platformy Åsgard B – półzanurzalnej pływającej jednostki produkcyjnej posiadającej urządzenia do obróbki gazu oraz do stabilizacji gazu i kondensatu.



## Koncesja PL558

Udziały: E.ON ERP Norge AS (30%) – operator, PGNiG UI (30%), Det norske oljeselskap AS (10%), Petrolia Norway AS (10%), Petoro AS (20%)

Koncesja została pozyskana w ramach rozstrzygnięcia rundy licencyjnej APA 2009 na początku 2010 roku i jest zlokalizowana

## Koncesja PL646

Udziały: Wintershall Norge AS (40%) – operator, PGNiG UI (20%), Lundin Norway AS (20%), Noreco Norway AS (20%)

Koncesja ta została przyznana w ramach Rundy Koncesyjnej APA 2011. PL646 znajduje się bezpośrednio na południe od koncesji PL558, w głównym obszarze działalności PGNiG. Na obszarze koncesji znajduje się jurajski

## Koncesja PL648S

Udziały: PGNiG UI (50%) – operator, OMV (Norge) AS (50%)

Koncesja PL648S, przyznana w ramach Rundy Koncesyjnej APA 2011, jest pierwszą koncesją, w ramach której spółka pełni funkcję operatora. Znajduje się ona bezpośrednio na północny zachód

## Koncesja PL702

Udziały: OMV (Norge) AS (60%) – operator, PGNiG UI (40%)

Koncesja PL702, przyznana w ramach 22 Rundy Koncesyjnej APA 2013, znajduje się w basenie Vøring na Morzu Norweskim. Koncesja leży ok. 120 km na południowy zachód od złoża Aasta Hansteen, w sprawie którego wydano pozwolenie na eksploatację. Na obszarze koncesji znajduje się

## Koncesja PL703

Udziały: OMV (Norge) AS (60%) – operator, PGNiG UI (40%)

Koncesja PL703, przyznana w ramach 22 Rundy Koncesyjnej APA 2013, znajduje się w basenie Vøring na Morzu Norweskim. Koncesja leży ok. 80 km na zachód od złoża Aasta Hansteen, w sprawie którego wydano pozwolenie na eksploatację. Na obszarze koncesji znajduje

w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Skarv. Bliskość platformy Skarv FPSO, w przypadku odkrycia węglowodorów, może zapewnić rentowny eksport gazu ziemnego i ropy naftowej.

W 2011 roku dokonano powtórnego przetworzenia danych sejsmicznych 3D i przeprowadzono ocenę koncesji. W 2012 roku udziałowcy koncesji podjęli

obiekt poszukiwawczy Bogart i trzeciorzędowy potencjalny obiekt poszukiwawczy Bacall. W ramach obiektu Bogart stwierdzono wyinterpretowane na podstawie badań sejsmicznych odbicie od spągu złoża, charakterystyczne dla gazu ziemnego i płynu złożowego. Spółka przedłużyła termin zakończenia prac nad analizą złoża, ostatecznie przedstawiając

od złoża Skarv i jest ograniczona do płytkiej stratygrafii powyżej spągu utworów kredowych. W 2014 roku status obiektu poszukiwawczego Kraków został obniżony do poziomu potencjalnego obiektu poszukiwawczego. W tym samym czasie podjęto próby zagospodarowania starszego potencjalnego obiektu Warszawa w celu

obiekt poszukiwawczy Billing z okresu kredy, jak również kilka mniejszych potencjalnych obiektów poszukiwawczych w obrębie tej samej formacji. Billing to obiekt gazowy o wysokim potencjale, którego charakterystyka przypomina inne złoża gazu odkryte w tym regionie. W 2013 roku udziałowcy uzyskali dostęp do danych sejsmicznych 3D z obszaru koncesji. Oddali oni te dane do powtórnego przetworzenia

się obiekt poszukiwawczy Loki z okresu kredy (wiek kampan), natomiast w głębszych warstwach stwierdzono obecność kilku potencjalnych obiektów poszukiwawczych w formacjach koniak. Dane sejsmiczne dotyczące obiektu Loki wskazują na występowanie w jego obrębie wyraźnej anomalii geofizycznej, którą w tym regionie uznaje się zazwyczaj za związaną z obecnością gazu w złożu. Udziałowcy oddali dane sejsmiczne do powtórnego przetworzenia i połączyli je

decyzję o wierceniu w jurajskim obiekcie Terne. Odwiert Terne został wykonany, jednak w 2014 roku uznano go za odwiert negatywny, a wszystkie aktywowane nakłady związane z koncesją zostały spisane w koszty w grudniu 2014 roku. Spółka zdecydowała o zwolnieniu tej koncesji w I połowie 2015 roku.

ją w grudniu 2014 roku, to jest przed podjęciem decyzji o rozpoczęciu wierceń lub odstąpieniu od projektu w lutym 2015 roku. Ponieważ obiekty wydają się być niewielkie, prawdopodobna jest decyzja o zaprzestaniu prac. Oznacza to, że aktywowane nakłady na działalność prowadzoną w obrębie koncesji zostaną spisane.

zmiany jego statusu na obiekt poszukiwawczy kwalifikujący się do wierceń. Ilości surowca w złożu były jednak zbyt małe, aby podjąć uzasadnioną ekonomicznie decyzję o rozpoczęciu wierceń. W związku z tym udziałowcy postanowili zrzec się koncesji w listopadzie 2014 roku. Wszystkie aktywowane nakłady na badania sejsmiczne zostały spisane w 2014 roku.

i połączyli je z danymi z koncesji PL703. Termin przekazania wyników analizy się opóźnia – najprawdopodobniej zostaną one udostępnione przed końcem października 2015 roku. Złożono wniosek o przedłużenie terminu podjęcia decyzji o rozpoczęciu wierceń lub odstąpieniu od projektu do czerwca 2016 roku. Wniosek został już zatwierdzony przez właściwe ministerstwo.

z danymi z koncesji PL702. Przyspieszone wyniki analizy będą dostępne w marcu 2015 roku, dzięki czemu możliwe będzie podjęcie decyzji o rozpoczęciu wierceń lub odstąpieniu od projektu w czerwcu 2015 roku. Według wstępnych ustaleń OMV Loki może być uznany za obiekt poszukiwawczy kwalifikujący się do wierceń. W takim wypadku decyzja o rozpoczęciu wierceń zostałaby podjęta już w połowie 2015 roku, mimo że udziałowcy mają na to czas do czerwca 2016 roku.

## Koncesja PL707

Udziały: Edison Norge AS (50%) – operator, PGNiG UI (30%), North Energy AS (10%), Lime Petroleum Norway AS (10%)

Koncesja PL707, przyznana w ramach 22 Rundy Koncesyjnej APA 2013, leży w południowo-wschodniej części Morza Barentsa (tzw. Platforma Finnmark). Obszar ten znajduje się ok. 50 km od linii brzegu i 150 km na wschód od złoża Goliat. Ta część basenu uznawana jest za nieprzebadaną prowincję o potencjale ropoносnym, w obrębie której w latach 80. i 90. wywiercono zaledwie kilka

## Koncesja PL711

Udziały: Repsol Exploration Norge AS (40%) – operator, PGNiG UI (20%), OMV (Norge) AS (20%), Idemitsu Petroleum Norge AS (20%)

Koncesja PL711, przyznana w ramach 22 Rundy Koncesyjnej APA 2013, położona jest w południowo-zachodniej części Morza Barentsa, w obrębie Basenu Bjørnøyrenna, na zachód od wyniesienia Loppa, około 200 km od linii brzegu

## Koncesja PL756

Udziały: PGNiG UI (50%) – operator, Rocksource Exploration Norway AS (25%), Idemitsu Petroleum Norge AS (25%)

W styczniu 2014 roku PGNiG UI przyznano 50% udziałów i status operatora na koncesji PL756 na Morzu Norweskim. Koncesja PL756 zlokalizowana jest bezpośrednio przy

## Koncesja PL799

Udziały: PGNiG UI (40%) – operator, Statoil Petroleum AS (20%), VNG Norge AS (20%), Explora Petroleum AS (20%)

W styczniu 2015 roku PGNiG UI przyznano 40% udziałów i status operatora na koncesji PL799 na Morzu Norweskim. Koncesja PL799

otworów o obiecujących wynikach. Poza PL707 jedynym obszarem koncesyjnym wyznaczonym w tym regionie jest PL708. Koncesja obejmuje obiekt poszukiwawczy Mungo w utworach permu, który wiąże się z budowlami węglanowymi (spikulit). Na obszarze koncesji w tej samej formacji stwierdzono również obecność kilku potencjalnych obiektów poszukiwawczych. W głębszych warstwach formacji karbonu widać również dodatkowe potencjalne obiekty poszukiwawcze. Dane sejsmiczne dotyczące obiektu Mungo wskazują na występowanie w jego obrębie

i 50 km na wschód od rejonu Johan Castrup, gdzie odkryto złoża węglowodorów. Ta część basenu uznawana jest za rozległą i do tej pory nieprzebadaną prowincję o potencjale gazonośnym. Na obszarze koncesyjnym znajduje się trzeciorzędowy obiekt poszukiwawczy Labbetuss z okresu eocenu oraz potencjalne obiekty poszukiwawcze z okresu kredy. W wyniku

południowo-zachodniej granicy złoża Heidrun oraz przy wschodniej granicy złoża Smørbukk. Na obszarze koncesyjnym znajduje się obiekt poszukiwawczy Reodor – pułapka strukturalna pochodząca z okresu jury w postaci skrzydła wiszącego uskoku, której obecność potwierdzają wartości amplitudy. Na obszarze koncesyjnym występują również młodsze utwory z okresu kredy, stanowiące potencjalne obiekty

zlokalizowana jest bezpośrednio przy zachodniej granicy złoża Skarv. Na obszarze koncesji znajduje się obiekt poszukiwawczy Toruń, zlokalizowany w formacji Lysing, oraz potencjalny obiekt poszukiwawczy Warszawa South, zlokalizowany w formacji Lange.

wyraźnej anomalii geofizycznej, która świadczy o obecności węglowodorów. Odwiert wykonany na obszarze koncesji w latach 80. potwierdził istnienie tego obiektu. Prace na obszarze przebiegają zgodnie z planem, a decyzja o rozpoczęciu wierceń lub odstąpieniu od projektu podjęta zostanie w czerwcu 2015 roku. W 2015 roku Lundin prowadzi wiercenie otworu poszukiwawczego na podobnym obiekcie znajdującym się w obszarze sąsiedniej koncesji PL708. Odkrycie złóż węglowodorów umożliwiłoby uznanie Mungo za obiekt poszukiwawczy kwalifikujący się do wierceń.

ponownej interpretacji danych obiekt Labbetuss uznano za anomalie diagenetyczną pozbawioną zasobów węglowodorów nadających się do ekonomicznie opłacalnej eksploatacji, w związku z czym prace skierowano na potencjalne obiekty poszukiwawcze w utworach kredy. Istnieje jednak niewielkie prawdopodobieństwo, że w wyniku tych prac zidentyfikowany zostanie cel wierceń. W związku z tym podjęto decyzję o spisaniu aktywowanych kosztów prac sejsmicznych wykonanych na koncesji PL711.

poszukiwawcze. W 2015 roku prowadzone będą prace zmierzające do oceny obiektu Reodor pod kątem zasadności wierceń. Następnie w lutym 2016 roku podjęta zostanie decyzja o rozpoczęciu wierceń lub odstąpieniu od projektu. W styczniu 2015 roku w ramach koncesji zakupione zostaną wyższej jakości dane sejsmiczne, umożliwiające dokładniejsze zobrazowanie obiektu.

Kwestia migracji węglowodorów do obiektów poszukiwawczych jest głównym źródłem ryzyka. Zostanie ona zbadana z wykorzystaniem najnowszych danych sejsmicznych 3D pozyskanych w technologii Geostreamer. Decyzja o rozpoczęciu wierceń lub zaprzestaniu prac ma zostać podjęta w ciągu dwóch lat od daty przyznania koncesji (najpóźniej w I kwartale 2017 roku).



## Pakistan

PGNiG prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar, zawartej w dniu 18 maja 2005 roku 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 dniu 6 lipca 2012 roku pakistański organ koncesyjny (Directorate General of Petroleum

Concessions) zakwalifikował złoża Rehman jako niekonwencjonalne (tight gas). Uprawnia to udziałowców do zwiększenia ceny gazu o 50% w stosunku do ceny gazu ze złóż konwencjonalnych.

W 2012 roku PGNiG podjęło decyzję o wejściu w II etap poszukiwawczy na koncesji Kirthar, w ramach którego odwiercone zostaną nowe otwory poszukiwawcze. W 2013 roku zakończono budowę gazociągów i tymczasowych instalacji napowierzchniowych oraz rozpoczęto testowe wydobywanie otworów Rehman-1 i Hallel X-1.

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

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO w Pakistanie  
mln m<sup>3</sup>

	2014	2013
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	58	25

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w Pakistanie  
mln m<sup>3</sup>

	2014	2013
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	57	25

Koncesje PGNiG poza Europą



## Libia

W lutym 2008 roku spółka POGC Libya, podpisała umowę EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement) z libijską firmą National Oil Corporation, pozwalającą na prowadzenie prac poszukiwawczych na koncesji poszukiwawczo-wydobywczej nr 113 o powierzchni 5,5 tys. km<sup>2</sup>. Koncesja zlokalizowana jest w basenie naftowym Murzuq w rejonie zachodniej Libii.

Dotychczas w ramach realizacji zobowiązań poszukiwawczych spółka wykonała ponad 3000 km sejsmiki 2D, ponad 1000 km<sup>2</sup> sejsmiki 3D oraz zrealizowała dwa pozytywne odwierty poszukiwawcze. Wyniki wierceń zostały potwierdzone przez National Oil Corporation.

Od stycznia 2014 roku, ze względu na napiętą sytuację polityczną i wzrastające zagrożenie dla bezpieczeństwa pracowników, spółka nie realizuje prac poszukiwawczych w Libii.

## Usługi geofizyczne, geologiczne i wiertnicze za granicą

Na rynkach zagranicznych prowadzono sejsmiczne prace polowe (akwizycję danych sejsmicznych) i prace geofizyki wiertniczej dla kontrahentów m.in. z Węgier, Niemiec, Słowacji, Serbii, Tunezji, Omanu i Gruzji, a także świadczone usługi przetwarzania danych sejsmicznych i ich interpretacji, m.in. dla odbiorców z Pakistanu, Francji, Jemenu, Wielkiej Brytanii, Kenii i Kamerunu.

W zakresie usług specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego za granicą, spółki wykonywały m.in. usługi serwisu cementacyjnego w Rumunii i na Litwie, coiled tubing i urządzeń azotowych oraz mud logging na Ukrainie, a także likwidację i rekonstrukcję odwiertów w Czechach.

Natomiast na rynkach zagranicznych wykonywano wiercenia w poszukiwaniu konwencjonalnych złóż węglowodorów dla odbiorców zewnętrznych m.in. w Ugandzie, Etiopii, Pakistanie, Kazachstanie, Egipcie i na Litwie. Ponadto segment realizował kontrakty na wiercenia eksploatacyjne. Wiercenia te prowadzone były w kraju dla PGNiG, a za granicą dla kontrahentów zewnętrznych, głównie w Kazachstanie, Pakistanie i na Ukrainie.





## Ochrona środowiska

### Likwidacja odwiertów i kopanek

Zgodnie z ustawą Prawo geologiczne i górnicze PGNiG zobowiązana jest do likwidacji wyeksploatowanych wyrobisk górniczych, usunięcia zagrożenia i szkód wyrządzonych

działalnością górniczą oraz do przywrócenia terenu do stanu sprzed rozpoczęcia działalności górniczej. Poprzez likwidację odwiertów i kopanek zapobiega się wyciekom ropy naftowej oraz gazu ziemnego na powierzchnię oraz do cieków

wodnych. Ponadto nielikwidowane odwierty gazowe stwarzają możliwość nagromadzenia się ulatniającego gazu, co stwarza zagrożenie wybuchem pożaru. W 2014 roku zlikwidowano 45 odwiertów i 34 kopanki.

### System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W 2014 roku w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> (SHUE) uczestniczyły instalacje oddziałów PGNiG w Odolanowie i w Zielonej Górze oraz instalacje gazu KPMG Mogilno, KRNiGZ LMG i PMG Wierzchowice oraz KPMG Kosakowo. W 2014 roku emisja CO<sub>2</sub> z powyższych instalacji wyniosła 146,6 tys. Mg. Przy czym wielkość ta będzie zweryfikowana i potwierdzona przez akredytowanego weryfikatora do dnia

31 marca 2015 roku. W 2014 roku PGNiG przeprowadziła weryfikację rocznych raportów emisji CO<sub>2</sub> za rok 2013. Emisja CO<sub>2</sub> z instalacji uczestniczących w systemie w 2013 roku wyniosła 84,9 tys. Mg. Po zbilansowaniu wielkości emisji CO<sub>2</sub> z posiadanymi uprawnieniami i umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2013 roku wykazano niedobór 23,8 tys. Mg CO<sub>2</sub>. Brakującą ilość uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> pokryto

z rezerwy uprawnień zgromadzonych na rachunkach instalacji należących do 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 CO<sub>2</sub> tylko w części pokrywają rzeczywistą emisję. Przydziały te z roku na rok będą systematycznie maleć, aż do zerowych w roku 2027.

### Rekultywacje i badania na majątku nieprodukcyjnym

Zgodnie z ustawą Prawo ochrony środowiska PGNiG prowadzi prace badawczo-rozpoznawcze i rekultywacyjne na obszarach zanieczyszczonych wskutek przeszłej działalności (m.in. gazownictwa klasycznego) w celu przywrócenia nieruchomości do stanu określonego standardami jakości

środowiska. W 2014 roku nie zlecono prac rekultywacyjnych na terenach zanieczyszczonych.

Prowadzone są badania monitoringowe stanu środowiska gruntowo-wodnego zrehabilitowanego składowiska odpadów w Zabrze-Biskupicach i nieruchomości w Zabrze.

W 2014 roku Dział Ochrony Środowiska przygotował dokumenty do postępowań dot. przeprowadzenia rekultywacji na terenie nieruchomości zanieczyszczonych położonych w Czersku, Reszlu i Szprotawie. Jednostką prowadzącą przetargi w zakresie rekultywacji jest obecnie Departament Administracji i Majątku.

### REACH i CLP

W 2014 roku PGNiG prowadziła nadzór w zakresie spełniania przez podwykonawców, stosujących substancje chemiczne w zabiegach w otworach wiertniczych, wymagań rozporządzeń Parlamentu

Europejskiego i Rady Unii Europejskiej w zakresie bezpiecznego stosowania chemikaliów (REACH) oraz klasyfikacji, oznakowania i pakowania substancji i mieszanin chemicznych (CLP). Spółka opracowała również zapisy do umów na serwisy

szczelinowania hydraulicznego, płuczkowy i cementacyjny w zakresie stosowania substancji i mieszanin chemicznych, które umożliwią kontrolę zagrożeń oraz będą ujmowały wszystkie obowiązki wynikające z prawa unijnego i krajowego.



### Ochrona środowiska w działalności wiertniczej

Prace wiertnicze realizowane w poszukiwaniu i wydobywaniu węglowodorów oddziałują na środowisko na obszarze swojego działania (w przybliżeniu dla jednego otworu jest to powierzchnia jednego hektara). Wiercenie otworów powoduje czasową zmianę charakteru gruntu, zwiększoną emisję gazów i spalin oraz natężenia hałasu, a także wytwarzanie odpadów.

W celu ochrony powierzchni ziemi zdejmowana jest wierzchnia warstwa gleby, wykorzystana później przy rekultywacji gruntu. Urządzenie wiertnicze umieszczone jest na szczelnie izolowanym podłożu. Zbiorniki na olej napędowy i pojemniki na odpady i substancje niebezpieczne umieszczone są w specjalnych kontenerach. Do sporządzania płuczek wiertniczych używane są substancje i mieszaniny chemiczne spełniające wymogi prawa polskiego oraz europejskiego (w tym Ustawy o substancjach chemicznych i ich mieszaninach (Dz.U. z 2011 r. Nr 63 poz. 322) oraz rozporządzeń REACH i CLP). Poza wodą (około 25%) największy masowy udział w płuczkach mają składniki organiczne (polimery). Powstające odpady wydobywcze oraz ścieki socjalne gromadzone są w szczelnych zbiornikach i sukcesywnie przekazywane do uprawnionych do ich zagospodarowania podmiotów.

Emisja gazów i spalin do atmosfery ograniczana jest poprzez utrzymywanie wysokiej sprawności silników urządzeń wiertniczych i stosowanie do ich napędu paliwa dobrej jakości. Przeprowadzane badania jakościowej i ilościowej emisji zanieczyszczeń do powietrza oraz rozkładu ich rozprzestrzenienia się wykazują, że w rejonie prowadzonych prac wiertniczych dotrzymywane są wszystkie dopuszczalne normy stężeń zanieczyszczeń w powietrzu.

Natężenie hałasu zmniejszane jest poprzez eksploatację urządzeń wytwarzających mniej hałasu, a w przypadku przekroczenia norm emisji stosowane są środki ochrony akustycznej, np. przez obudowanie ze ślizgu i poślizgu na urządzeniach wiertniczych.

W celu minimalizacji ilości odpadów wydobywczych stosowane są m.in. urządzenia (siatki na sitach wibracyjnych, wirówka, odmulacz i odpiaszczacz) pozwalające na odzysk płuczki wiertniczej. Natomiast ilość odpadów związanych z eksploatacją urządzeń wiertniczych obniżana jest przez stosowanie nowoczesnych olejów silnikowych, przekładniowych i smarowych o wydłużonym czasie użytkowania. Stosowanie paliw najwyższej jakości w nowej generacji

agregatach prądotwórczych chroni filtry przed nadmiernym ich zanieczyszczeniem i wydłuża ich żywotność. Zużyte filtry stanowią odpad niebezpieczny. Odpady wytworzone na terenie wiertni magazynowane są w sposób zapewniający ochronę środowiska oraz zdrowia ludzi. Odpady magazynowane są z zachowaniem zasady segregacji. Miejsca magazynowania wszystkich odpadów na terenie wiertni są odpowiednio oznaczone i objęte stałym nadzorem.

W 2014 roku nakłady poniesione przez Exalo Drilling na przedsięwzięcia ograniczające wpływ prowadzonej działalności wiertniczej na środowisko wyniosły ok. 16,68 mln zł. Środki te zostały przeznaczone głównie na inwestycje umożliwiające zmniejszenie ilości odpadów wydobywczych oraz ograniczenie emisji do środowiska, w tym m.in. na wyposażenie urządzeń wiertniczych w nowoczesne agregaty prądotwórcze, zbiorniki paliwowe, sita wibracyjne, zbiorniki płuczkowe i odpadowe oraz na uruchomienie mobilnego systemu wyparnego umożliwiającego unieszkodliwienie odpadów. Wyposażenie urządzeń wiertniczych w nowoczesny sprzęt pozwala na dotrzymanie obowiązujących standardów techniczno-dozorowych oraz standardów środowiskowych.



## Planowane działania w roku 2015 i latach następnych

### Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2015 roku PGNiG prowadzi będzie prace poszukiwawcze geofizyczne i wiertnicze obejmujące obiekty poszukiwawcze rozmieszczone na obszarze Karpat, Przedgórze Karpat 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 wiercenia 3 otworów poziomych oraz przeprowadzenie w nich zabiegów szczelinowania. W ramach poszukiwania złóż węglowodorów w utworach karbonu, które stanowi nowy kierunek poszukiwania złóż, Spółka planuje odwiercenie dwóch otworów.

### Prace poszukiwawcze za granicą

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

złóż, zagospodarowanie złóż Snadd i Gina Krog oraz prace przygotowawcze do drugiej fazy wierceń na złożu Skarv. PGNiG UI planuje również pozyskanie nowych obszarów koncesyjnych poprzez udział w corocznych rundach koncesyjnych lub akwizycję od innych podmiotów. W przyszłości spółka nie wyklucza uczestnictwa, jako partner, w wierceniach prowadzonych na tzw. głębokim morzu (poniżej 1 tys. m) oraz w strefie

arktycznej. Wynika to między innymi z faktu posiadania udziałów w dwóch koncesjach w tzw. Basenie Vøring na szelfie Morza Norweskiego (PL702 i PL703), gdzie głębokość wody morskiej przekracza 1 tys. m i w dwóch koncesjach (PL707 i PL711) na szelfie Morza Barentsa, położonym w strefie arktycznej.

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG UI kontynuować będzie, jako partner, wydobywanie węglowodorów ze złoża Skarv i nowo nabytych



### Wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej

Grupa PGNiG realizuje program inwestycyjny mający na celu utrzymanie w dłuższej perspektywie zdolności wydobywczych gazu ziemnego. W ramach programu planuje się zagospodarowanie nowych złóż i odwiertów, modernizację i rozbudowę istniejących kopalni gazu ziemnego oraz budowę i rozbudowę już istniejących podziemnych magazynów gazu.

W 2015 roku Grupa PGNiG planuje wydobywanie ok. 4,5 mld m<sup>3</sup> gazu w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o ciepłe spalania 39,5 MJ/m<sup>3</sup>, z tego 0,4 mld m<sup>3</sup> ze złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W 2015 roku na obszarze działania Oddziału w Sanoku planuje się włączenie do eksploatacji 2 odwiertów na złożu już eksploatowanym, tj. na złożu Przemyśl,

oraz oddanie do eksploatacji nowego złoża Załęże. Na obszarze działania Oddziału w Zielonej Górze planuje się podłączyć odwierty na złożach Zaniemyśl, Daszewo i Wilków.

W 2015 roku Grupa PGNiG planuje wydobywanie 1,27 mln ton ropy naftowej, z tego 0,76 mln ton ze złóż krajowych i 0,51 mln ton na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

### Działalność usługowa

W 2015 roku Grupa PGNiG będzie świadczyła usługi wiertnicze w kraju i za granicą. W kraju segment wykonywać będzie wiercenia dla PGNiG i dla kontrahentów zewnętrznych. Za granicą wykonywane będą usługi dla PGNiG w Pakistanie i dla kontrahentów zewnętrznych, m.in. w Egipcie, Kazachstanie, Pakistanie, Arabii Saudyjskiej, Botswanie, Czechach, na Litwie i Ukrainie.

Prace specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego planowane są w kraju, przede wszystkim dla PGNiG, oraz dla firm zagranicznych posiadających koncesje na poszukiwanie surowców mineralnych (głównie węglowodorów), a za granicą dla kontrahentów zewnętrznych, m.in. w Chorwacji, Rumunii, Czechach, Arabii Saudyjskiej, na Ukrainie, Litwie i Białorusi.

Ponadto segment wykonywać będzie usługi akwizycji, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych dla PGNiG i kontrahentów zewnętrznych (m.in. FX Energy Poland Sp. z o.o., Orlen Upstream Sp. z o.o.). Na rynkach zagranicznych Grupa PGNiG planuje świadczyć usługi geofizyczne na terenie m.in. Tunezji, Omanu, Pakistanu, Kenii, Kamerunu, Jemenu, Indii, Gruzji oraz krajów członkowskich Unii Europejskiej (m.in. Czech, Słowacji, Austrii, Niemiec, Danii, Węgier i Chorwacji).





# RUNDA II CZYLI SEGMENT OBROT I MAGAZYNOWANIE



# Obrót i Magazynowanie

Podstawową działalność segmentu stanowi obrót gazem ziemnym. Segment sprzedaje gaz pozyskiwany głównie poza granicami kraju oraz wydobywany ze złóż krajowych.

Grupa PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na rynku krajowym. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki, w 2013 roku udział PGNiG w sprzedaży gazu ziemnego wyniósł 94,4%. W 2014 roku dostawy gazu do odbiorców realizowane były głównie przez dwa podmioty Grupy: PGNiG oraz jej spółkę zależną PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. (PGNiG OD), która działalność operacyjną rozpoczęła 1 sierpnia 2014 roku.

Tym samym spółka ta została największym dostawcą na detalicznym rynku gazu ziemnego, a PGNiG zachowała dominującą pozycję na rynku hurtowym.

Sprzedaż gazu ziemnego realizowana z sieci dystrybucyjnej i przesyłowej regulowana jest przez Prawo energetyczne, a ceny gazu ustalane są na podstawie taryf zatwierdzanych przez

prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Wyjątek stanowi obrót gazem ziemnym na Towarowej Giełdzie Energii (TGE). Ponadto segment prowadzi działalność handlową na rynkach energii elektrycznej, świadectw pochodzenia energii oraz uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Segment wykorzystuje siedem podziemnych magazynów gazu, które zlokalizowane są w Brzeźnicy, Husowie, Mogilnie, Strachocinie, Swarzewie, Wierchowicach i Kosakowie.

## Analiza wyników finansowych w roku 2014

Wzrost efektywności nastąpił w segmencie Obrót i Magazynowanie, gdzie w 2014 roku zysk operacyjny wyniósł 583 mln zł i był wyższy o 591 mln zł w relacji do roku poprzedniego. Na wyniki segmentu w 2014 roku wpływ miała korzystniejsza niż w roku poprzednim relacja uśrednionego kosztu pozyskania paliwa gazowego do cen sprzedaży, głównie dzięki niższemu wolumenowi sprzedanego paliwa gazowego.

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego przychody ze sprzedaży wzrosły o 3 166 mln zł (12%), na co wpływ miał głównie wzrost przychodów z tytułu sprzedaży paliwa gazowego na TGE. Sprzedaż PGNiG na TGE wzrosła z poziomu 0,1 mld m<sup>3</sup> w 2013 roku do 3,7 mld m<sup>3</sup> w roku 2014.

Koszty operacyjne segmentu wzrosły o 2 575 mln zł (10%) w efekcie wzrostu kosztów operacyjnych z tytułu zakupu paliwa gazowego na TGE przez PGNiG OD. Sprzedaż na TGE realizowana przez PGNiG oraz zakupy dokonywane na TGE przez spółkę PGNiG OD nie podlegają eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym.

Na wyniki segmentu Obrót i Magazynowanie największy wpływ miało zmniejszenie wolumenu sprzedanego gazu do odbiorców. W 2014 roku wolumen sprzedaży paliwa gazowego przez segment, nieuwzględniający sprzedaży na giełdach, wyniósł 13,5 mld m<sup>3</sup> w stosunku do 15,1 mld m<sup>3</sup> w roku poprzednim (spadek o 11%). Na spadek ten wpływ miały wyższe

o 0,9°C średnie temperatury powietrza w stosunku do roku poprzedniego. Ponadto, wskutek dokonywanych przez OOO Gazprom eksport redukcji zamówień, w 2014 roku import z kierunku wschodniego zmniejszył się i wyniósł 8,1 mld m<sup>3</sup> (7%). Poprawa wyniku segmentu spowodowana została również obniżeniem kosztu pozyskanego gazu, na co wpływ miała niższa o 2% średnia z czterech kwartałów 9-miesięcznych notowań ropy Brent wyrażona w złotych oraz niższe średnioroczne ceny paliwa gazowego na giełdzie TTF (spadek o 18%) w stosunku do roku poprzedniego. Stan zapasów gazu w podziemnych magazynach na 31 grudnia 2014 roku wynosił ok. 2,1 mld m<sup>3</sup> i był niższy o ok. 1,4% w stosunku do stanu na koniec roku poprzedniego.



## OBRÓT I MAGAZYNOWANIE mln zł

	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Przychody segmentu ogółem	28 825	25 659	23 713	20 045	19 080	17 371
Koszty segmentu ogółem	-28 242	-25 667	-23 388	-20 229	-18 264	-17 421
EBIT	583	-8	325	-184	815	-50
Aktywa segmentu	18 299	17 344	18 650	12 117	10 447	10 201
Zobowiązania segmentu	4 873	4 634	3 937	2 774	3 536	2 921

## Segment w liczbach

### SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w Grupie PGNiG\* mln m<sup>3</sup>

	2014	2013	2012	2011	2010	2009
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	17 261	15 006	13 756	13 167	13 099	11 921
w tym sprzedaż PGNiG i PGNiG OD poza Grupę PGNiG	15 501	13 623	13 433	13 167	13 099	11 921
w tym sprzedaż PST poza Grupę PGNiG	1 760	1 383	324	-	-	-
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	1 342	1 202	1 156	1 111	1 137	1 234
w tym sprzedaż PGNiG i PGNiG OD poza Grupę PGNiG	1 285	1 177	1 156	1 111	1 137	1 234
w tym sprzedaż w Pakistanie	57	25	-	-	-	-
RAZEM (przeliczony na E)	18 603	16 208	14 912	14 278	14 236	13 155

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



## Obrót – Działalność w Polsce w roku 2014

### 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:

- Prawo energetyczne,
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy,
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi,
- Ustawa o efektywności energetycznej,
- Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów ropopochodnych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym,
- Rozporządzenie UE nr 994/2010 w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego,
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 roku w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii.

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 roku 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 OD posiada:

- koncesję na obrót paliwami gazowymi oraz
- koncesję na obrót energią elektryczną.

W dniu 11 września 2013 roku 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, zobowiązany został do sprzedaży za pośrednictwem giełdy nie mniej niż 30% (w okresie od dnia wejścia w życie ustawy do końca 2013 roku), 40% (w 2014 roku), a docelowo od 2015 roku – 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 roku przyjęto nowelizację Prawa energetycznego, która wprowadziła tzw. sukcesję generalną umów. W wyniku jej wejścia w życie, z dniem 1 sierpnia 2014 roku działalność operacyjną rozpoczęła spółka PGNiG OD, która pozyskuje gaz na TGE, a następnie sprzedaje go odbiorcom indywidualnym. Od momentu rozpoczęcia

działalności przez PGNiG OD obserwuje się bardzo istotny wzrost sprzedaży gazu za pośrednictwem giełdy. Brak realizacji obligo giełdowego na poziomie ustawowym powoduje istotne 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 pozwalają z dużym przekonaniem przyjąć, że pomimo wzrostu poziomu obowiązku z 40% do 55% dla roku 2015 uda się zrealizować obligo gazowe.

Zagadnienia związane z zapewnieniem bezpieczeństwa paliwowego państwa są uregulowane w unijnym Rozporządzeniu nr 994/2010 z dnia 20 października 2010 roku 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 ziemnego przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Ważnym dla PGNiG dokumentem jest także Ustawa o efektywności energetycznej z dnia 15 kwietnia 2011 roku, 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 OD mają obowiązek zakupu i umorzenia świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej.

## Ryzyka

### 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 wielkościach planowanych. Nietrafność

oszacowania przez odbiorców wolumenu zapotrzebowania na gaz (przenosząca się na wielkość prognozowanych zakupów i dostaw) oraz niemożliwe do dokładnego zaprognozowania zmiany cen gazu ziemnego nabywanego z importu, a także kursów walutowych (wpływające ostatecznie na wysokość kosztów pozyskania gazu z zagranicy) mogą niekorzystnie wpłynąć na wyniki finansowe Grupy PGNiG.

### Cena zakupu gazu z importu

Ceny gazu z importu ustalone są w USD i EUR 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 obciążona jest wysokim ryzykiem błędów. 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, wzrost cen zakupu gazu z importu może nie być w pełni przeniesiony na wzrost cen sprzedaży gazu dla odbiorców lub zmiany te będą następować z pewnym opóźnieniem. Z kolei w przypadku istotnego spadku cen kontraktów importowych, prezes URE ma prawo do wezwania spółki do analogicznej korekty cen taryfowych, co w rezultacie istotnie ogranicza możliwość wzrostu marży na sprzedaży w tym segmencie.

Dla sprzedaży giełdowej, która w związku z nałożonym przepisami prawa energetycznego dotyczy istotnej części wolumenów importowanych, istnieje ryzyko negatywnej dekorelacji cen pomiędzy cenami notowanymi na TGE oraz 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.

### Klauzule „bierz lub płać” (take or pay) w kontraktach importowych

W 2014 roku PGNiG było stroną czterech 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) (Qatargas).

W dniu 9 grudnia 2014 roku PGNiG i Qatargas podpisały porozumienie dodatkowe do umowy długoterminowej sprzedaży skroplonego gazu ziemnego (LNG) z dnia 29 czerwca 2009 roku. Zgodnie z tym porozumieniem strony zmieniły zasady wykonywania umowy długoterminowej w całym okresie 2015 roku. W 2015 roku strona katarska uokreśla ilości określone umową

długoterminową na innych rynkach wykorzystując swoją pozycję jednego z wiodących producentów i dostawców LNG na świecie. PGNiG pokryje ewentualną różnicę pomiędzy ceną LNG określoną w umowie długoterminowej a jego ceną rynkową uzyskaną przez Qatargas. Jeśli cena ta miałaby być niższa niż satysfakcjonująca PGNiG, wówczas odbiór niesprzedanego LNG będzie przesunięty na kolejne lata wykonywania umowy.

### Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy

Maksymalne poziomy udziału 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 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. Aktualnie wysokość ta nie może być wyższa niż 59% (lata 2015-2018).

Prezes URE za nieprzebranie obowiązków dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach

2007-2008 wymierzył Spółce karę w wysokości 2 mln zł (Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów obniżył karę do 1,5 mln zł, a wskutek apelacji Spółki Sąd Apelacyjny w Warszawie zdecydował się na obniżenie kary do 0,5 mln zł). PGNiG kwestionuje sposób interpretacji przepisów rozporządzenia przyjęty przez prezesa URE oraz sądy obu instancji. Analogiczne postępowania administracyjne zostały wszczęte przez prezesa URE za nieprzebranie obowiązków dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach 2009, 2010 oraz 2011. Zakończenie

postępowania odnośnie lat 2009, 2010, 2011 i 2012 jest zależne od zakończenia postępowania właściwego dla roku 2007 i 2008, toczącego się przed sądami powszechnymi.

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 nieprzebranie obowiązków dywersyfikacji w kolejnych latach.







## Konkurencja w obszarze sprzedaży gazu ziemnego

PGNiG pozostaje największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Jednakże liberalizacja rynku gazu w Polsce spowoduje w kolejnych latach istotne zmiany na rynku gazu ziemnego oraz w otoczeniu prawnym. W 2012 roku uruchomiono handel gazem ziemnym na TGE. W roku 2014 w konsekwencji wydzielenia PGNiG OD można było zauważyć dużą płynność na rynku gazu na TGE związaną również z działalnością podmiotów spoza Grupy PGNiG.

Istotną okolicznością z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku gazu jest uruchomienie od dnia 1 kwietnia 2014 roku 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 m<sup>3</sup>. Od 1 stycznia 2015 roku nastąpiło dalsze zwiększenie technicznych zdolności ciągłych importu gazu do Polski przez ww. punkt do 5,5 mld m<sup>3</sup>.

Ponadto w 2014 roku nie nastąpiły istotne zmiany związane z uwolnieniem cen gazu dla odbiorców. Według wcześniejszych komunikatów prezesa URE uwolnienie cen będzie przebiegać stopniowo, przy czym w pierwszej kolejności ma nastąpić uwolnienie cen gazu dla dużych odbiorców przemysłowych.

## Zwiększenie wielkości zapasu obowiązkowego

Obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego wynika z art. 24 Ustawy o zapasach. Zgodnie z ustawą, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom jest obowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych tego gazu w wielkości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi gazu na terytorium RP. Warto zauważyć, że na przestrzeni ostatnich kilku lat wielkość ta stale się zwiększała (z 11 dni do października 2009 roku, 15 dni do października 2010 roku, 20 dni do października 2012 roku, aż do dzisiejszej wartości 30 dni obowiązującej od dnia 1 października 2012 roku). Obowiązkiem tworzenia i utrzymywania zapasów nie są obciążone przedsiębiorstwa sprowadzające mniej niż 100 mln m<sup>3</sup> gazu, obsługujące nie więcej niż 100 tys. klientów.

Mimo, iż w ostatnim czasie obserwujemy spadek wolumenu zapasów obowiązkowych wynikający ze spadku wolumenu gazu przywożonego do Polski przez PGNiG, spełnienie wymagań ustawowych związanych z utrzymywaniem zapasu obowiązkowego nadal powoduje dla PGNiG liczne ryzyka, tj. ryzyka bilansowe, technologiczne oraz stwarza zagrożenie w realizacji zobowiązań kontraktowych.

To pierwsze 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 istotnie ogranicza handlowe korzystanie z pojemności i dużych mocy dostaw gazu do systemu przesyłowego z tego magazynu. Powyższe wiąże

się przede wszystkim z ryzykiem braku możliwości zapewnienia ciągłości dostaw gazu do odbiorców końcowych. Ryzyko technologiczne zaś związane jest z negatywnym wpływem utrzymywania zapasu obowiązkowego na parametry pracy podziemnych magazynów gazu, które 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. Ostatecznie, może to powodować znaczące utrudnienia, a także wzrost kosztów.

W kontekście ostatniego zagrożenia, istnieje prawdopodobieństwo, że wysoki stan zatłoczenia PMG na początku sezonu letniego, związany z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych, przyczyni się do braku możliwości zrealizowania zobowiązań kontraktowych na dostawy gazu z importu.

## Import gazu

PGNiG jest największym odbiorcą gazu ziemnego sprowadzanego do Polski. Surowiec ten jest importowany głównie z kierunku wschodniego, ale także z terytorium Niemiec oraz Czech. Obecna infrastruktura gazownicza umożliwia odbiór gazu ziemnego z następujących 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 punkt zdawczo-odbiorczy w Branicach lub alternatywnie w Glucholazach oraz poprzez interkonektor w rejonie Cieszyna, łączący polski i czeski system gazowniczy.

W 2014 roku PGNiG sprowadziło do Polski ok. 9,7 mld m<sup>3</sup> gazu wysokometanowego, z czego:

- 8,1 mld m<sup>3</sup> (83,48%) – od spółki OOO Gazprom Export,
- 0,3 mld m<sup>3</sup> (3,35%) – od spółki Verbundnetz Gas AG (VNG),
- 0,2 mld m<sup>3</sup> (1,75%) – od spółki Vitol SA,
- 1,1 mld m<sup>3</sup> (11,43 %) – od PGNiG Sales & Trading.

Wolumen odbioru gazu z Kontraktu Jamalskiego w 2014 roku był niższy niż w latach poprzednich, co wynikało z ograniczenia dostaw z kierunku wschodniego w okresie od września do końca roku. Pomimo tego, wszystkie warunki kontraktowe zostały przez PGNiG wypełnione.

W minionym roku PGNiG kontynuowało realizację dostaw gazu ziemnego z wykorzystaniem przesyłu zwrotnego, tzw. wirtualnego rewersu (virtual reverse flow) na Gazociągu Jamalskim.

Od 1 stycznia 2015 roku OGP Gaz-System SA udostępnił nowe techniczne możliwości importu gazu do Polski z kierunku zachodniego z wykorzystaniem Gazociągu Jamalskiego. 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 m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie. Obecnie dodatkowa przepustowość została przydzielona klientom w trybie aukcji na produkty kwartalne, które odbyły się w grudniu 2014 roku.

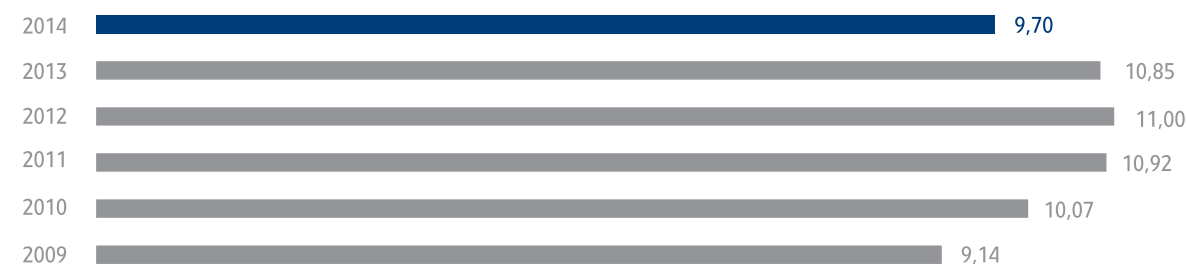
Ponadto na punkcie Mallnow Rewers oferowana jest przepustowość na zasadach przerywanych, która pozwala importować do Polski dodatkowo około 2,7 mld m<sup>3</sup>. rocznie w przypadku utrzymywania przepływu Gazociągiem Jamalskim w kierunku Niemiec.

Połączenia międzysystemowe (w punkcie zdawczo-odbiorczym w Lasowie oraz oddane do użytku w 2011 roku połączenie międzysystemowe z Czechami w rejonie Cieszyna) znacząco wpływają na bezpieczeństwo energetyczne kraju, stanowiąc jednocześnie potencjalny kierunek dostaw awaryjnych. Interkonektory pozwalają także na swobodną wymianę handlową pomiędzy krajami Unii Europejskiej i umożliwiają większą integrację gospodarczą państw członkowskich.

Ponadto spółka Polskie LNG SA (w której 100% udziałów posiada OGP Gaz-System SA) prowadzi projekt budowy terminala LNG w Świnoujściu. W pierwszej fazie terminal będzie miał przepustowość 5 mld m<sup>3</sup> gazu.

## Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w latach 2009-2014 (w mld m<sup>3</sup>)

	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Razem	9,70	10,85	11,00	10,92	10,06	9,13
kierunek wschodni	8,10	8,73	9,02	9,34	9,03	8,14
kierunek zachodni	1,22	1,56	1,42	1,37	1,03	0,99
kierunek południowy	0,38	0,56	0,56	0,21	0,00	0,00



W 2014 roku udział importu gazu PGNiG w całości importu do Polski wyniósł 80%, o 6 p.p. mniej niż w poprzednim roku. Uwzględniając export gazu z Polski (głównie przez Hermanowice) udział importu netto PGNiG wyniósł w 2014 roku 89% i spadł także o 6% w stosunku do 2013 roku.

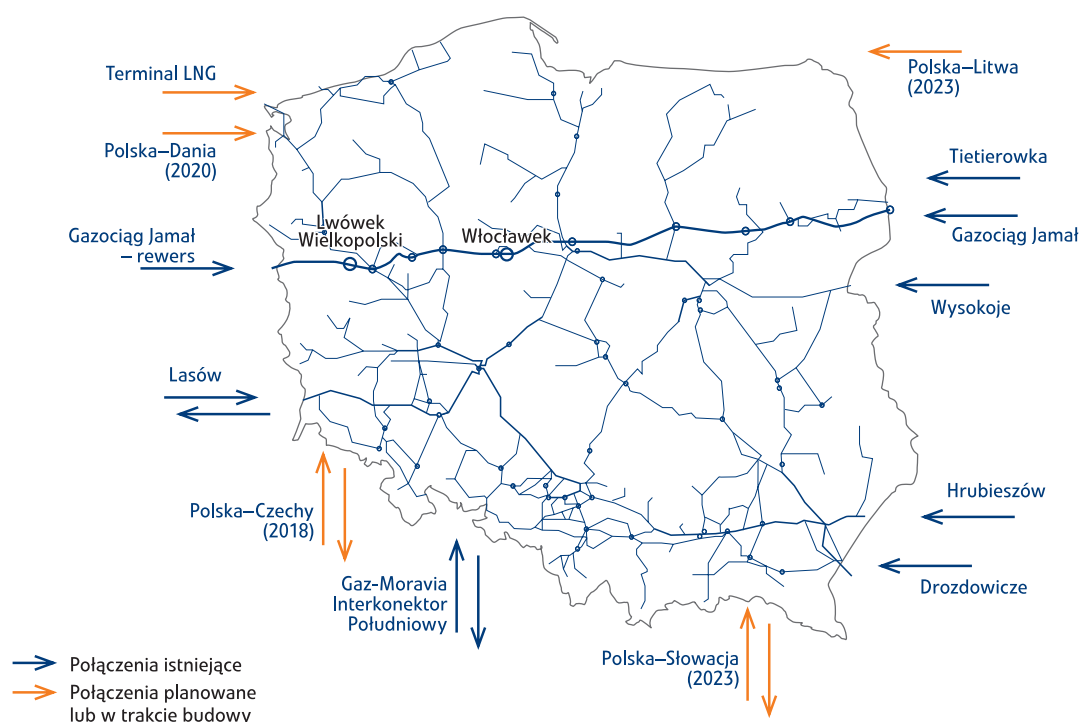
Podstawowymi przyczynami spadku udziału PGNiG w imporcie gazu był spadek sprzedaży gazu do odbiorców końcowych, zakończenie kontraktu na dostawy gazu z Vitol SA przez punkt Cieszyn, a także wzrost przepustowości z kierunku zachodniego, co umożliwiło import gazu do Polski

przez innych uczestników rynku gazu. W strukturze importu gazu do Polski najbardziej zwiększył swój udział punkt Kondratki oraz punkt Lasów, natomiast największy spadek udziału obserwujemy na punktach Cieszyn i Tietierowka.





### Schematyczna mapa punktów wejścia do polskiego systemu przesyłowego



### Moce importowe do Polski dla gazu ziemnego dostępne w 2014 roku

		Całkowite zdolności przesyłowe w 2014 r. (PN)										
Nazwa punktu		Świnoujście Terminal LNG	Mallnow	PWP	Gubin	Lasów	Branice	Cieszyn	Drozdowicze	Wysokoje	Kondratki	Tietierowka
moce ciągłe	mln m <sup>3</sup> /d	13,70	6,30	14,40	0,05	4,32	0,004	2,51	12,00	15,00	91,86	0,65
	kWh/h	6 326 145	2 917 792	6 647 337	22 420	2 007 000	1 803	1 167 920	5 650 000	7 043 750	42 677 169	304 290
moce przerywane	mln m <sup>3</sup> /d	-	14,90	14,90	0,05	4,32	0,004	2,51	15,81	15,16	91,86	0,65
	kWh/h	-	6 868 919	6 868 919	22 420	2 007 000	1 803	1 167 920	7 345 000	7 043 750	42 677 169	304 290

### Plany rozwoju zdolności importowych i eksportowych na granicy polskiego systemu przesyłowego

(na podstawie „Planu Rozwoju Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2014-2023” z dnia 4 kwietnia 2014 roku oraz informacji na stronie internetowej OGP Gaz-System SA).

OGP Gaz-System SA jest w trakcie realizacji inwestycji w polskim systemie przesyłowym w ramach gazowego Korytarza Północ-Południe. W ramach tych działań zostanie rozbudowany system przesyłowy w zachodniej, południowej i wschodniej części Polski. Inwestycje te zostały zakwalifikowane przez Komisję Europejską jako projekty o znaczeniu wspólnotowym (PCI – Project of Common Interest). Część działań inwestycyjnych jest już zrealizowanych, pozostałe są w fazie przygotowawczej.

Projekty połączeń międzysystemowych realizowane w 2014 roku:

- Terminal LNG w Świnoujściu. Terminal regazyfikacyjny LNG jest strategicznym przedsięwzięciem inwestycyjnym realizowanym przez spółkę Polskie LNG SA (w której 100% udziałów posiada OGP Gaz-System SA). W pierwszej fazie (od 2015 roku) terminal będzie miał roczną przepustowość 5 mld m<sup>3</sup> gazu. Poza zapewnieniem nowego kierunku dostaw do kraju, terminal LNG może w przyszłości stanowić także potencjalne źródło dostaw dla Europy Środkowej, jak również dla Litwy i pozostałych krajów bałtyckich. Terminal w Świnoujściu jest elementem Korytarza Północ-Południe, którego drugi koniec stanowić ma planowany terminal w Chorwacji.
- Mallnow Rewers. Od 1 kwietnia 2014 roku został uruchomiony rewers fizyczny gazu do Polski z kierunku zachodniego przez punkt Mallnow. W ramach usługi przesyłania zwrotnego na zasadach ciągłych udostępniona jest techniczna możliwość importu do Polski w ilości 2,3 mld m<sup>3</sup> rocznie (6,3 mln m<sup>3</sup>/dobę). Zgodnie z informacją Gaz Systemu, w sytuacji awaryjnej (w przypadku wstrzymania dostaw ze wschodu do Niemiec) możliwy będzie odbiór do 14,9 mln m<sup>3</sup>/dobę (co w skali roku odpowiada blisko 5,5 mld m<sup>3</sup>). Od 1 stycznia 2015 roku nastąpiło dalsze zwiększenie technicznych

zdolności ciągłych importu gazu do Polski przez punkt Mallnow oraz w konsekwencji przez Punkt Wzajemnego Połączenie (PWP; Lwówek i Włocławek), którego moce ciągłe wzrosły o 3 951 MWh/h. Równolegle, poprzez rozbudowę punktu Włocławek, zostały zwiększone przerywane zdolności techniczne PWP o 7 201 MWh/h (na wyjściu z SGT oraz na wejściu do SGP). Zwiększenie przepustowości PWP wiąże się również z odpowiednim wzrostem przepustowości na Mallnow Rewers.

Planowane połączenia międzysystemowe, które będą realizowane przez OGP Gaz-System SA równolegle z rozbudową i modernizacją odpowiednich krajowych sieci przesyłowych:

- Połączenie polskiego i czeskiego systemu przesyłowego (perspektywa Planu – 2018). Projekt zakłada budowę nowego połączenia systemów Polski i Czech o przepustowości ok. 6,5 mld m<sup>3</sup>/rok w ramach Korytarza Północ-Południe. Zgodnie z założeniami połączenie ma umożliwić dwukierunkowy przepływ gazu. Projekt znajduje się na etapie wstępnych prac przygotowawczych prowadzonych wspólnie z operatorem czeskiego systemu przesyłowego.
- Połączenie polskiego i słowackiego systemu przesyłowego (perspektywa Planu – 2023). Projekt zakłada budowę połączenia systemów Polski i Słowacji o przepustowości ok. 5,7 mld m<sup>3</sup>/rok w ramach Korytarza Północ-Południe. Zgodnie z założeniami połączenie ma umożliwić dwukierunkowy przepływ gazu. Projekt znajduje się na etapie wstępnych prac przygotowawczych prowadzonych wspólnie z operatorem słowackiego systemu przesyłowego.
- Zwiększenie możliwości importu gazu z kierunku Niemiec (perspektywa Planu – 2018). W zależności od uwarunkowań rynkowych oczekiwane może być zapewnienie większych,

niż obecnie przygotowywane, przepustowości pomiędzy niemieckimi obszarami rynkowymi Gaspool/NCG oraz krajowym obszarem rynkowym. Możliwe to będzie poprzez zwiększanie przepustowości istniejących lub budowę nowych punktów połączeń międzysystemowych. Prace w tym zakresie znajdują się na wczesnym etapie analiz. Na podstawie aktualnej oceny potrzeby zwiększenia przepustowości mogą pojawić się nawet przed 2018 rokiem, co jednak będzie wcześniej potwierdzone w drodze konsultacji rynkowych.

- Połączenie polskiego i litewskiego systemu przesyłowego (perspektywa Planu – 2023). Projekt zakłada budowę nowego połączenia systemów Polski i Litwy o przepustowości ok. 2,4-4,1 mld m<sup>3</sup>/rok. Zgodnie z założeniami połączenie ma umożliwić dwukierunkowy przepływ gazu. Projekt znajduje się na etapie wstępnych prac przygotowawczych prowadzonych wspólnie z operatorem litewskiego systemu przesyłowego.
- Połączenie polskiego i ukraińskiego systemu przesyłowego. Operatorzy systemów przesyłowych Polski i Ukrainy – OGP GAZ-SYSTEM SA i PJSC UKRTRANSNGAZ – w dniu 17 grudnia 2014 roku podpisali umowę o współpracy. Głównym celem umowy jest ustalenie zasad współpracy w zakresie przygotowania analiz dotyczących inwestycji niezbędnych do rozwoju transgranicznych zdolności przesyłowych pomiędzy Polską i Ukrainą. W ramach umowy zostanie opracowane studium wykonalności, które będzie podstawą do podjęcia dalszych decyzji w zakresie rozwoju systemów przesyłowych obydwu krajów.



## Sprzedaż hurtowa gazu

### Polityka taryfowa

Działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi podlega regulacji prowadzonej przez prezesa URE. Regulacja ta polega na zatwierdzaniu taryf paliw gazowych, w tym cen paliwa gazowego i stawek opłat w nich zawartych, oraz kontrolowaniu ich stosowania pod względem zgodności z zasadami określonymi w ustawie Prawo energetyczne, w tym na analizowaniu i weryfikowaniu kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach, oraz na szeroko pojętej kontroli przedsiębiorstw energetycznych. Wysokość cen i stawek opłat zawartych w taryfach pomimo obliwa gazowego, ma istotny wpływ na wyniki finansowe Spółki. Metodologia kształtowania taryf określa ceny i stawki opłat na podstawie prognozowanych kosztów oraz planowanych wielkości sprzedaży gazu ziemnego, przy czym uwzględniane są koszty pozyskania gazu ze wszystkich kierunków dostaw paliw gazowych – zarówno z importu, jak i z wydobycia krajowego.

Dostarczanie paliwa gazowego realizowane jest do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej, jak i do sieci dystrybucyjnej, w ramach umów kompleksowych, które rozliczane są w oparciu o taryfę, która zawiera:

- ceny paliwa gazowego oraz stawki opłat abonamentowych 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 okresie 2014 roku obowiązywały następujące taryfy dla paliw gazowych:

- Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 6/2014 zatwierdzona Decyzją Prezesa URE, z dnia 17 grudnia 2013 roku (obowiązywała od 1 stycznia 2014 roku do 30 czerwca 2014 roku).
- Zmiana Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 6/2014 zatwierdzona Decyzją Prezesa URE z dnia 13 czerwca 2014 roku (obowiązuje od 1 lipca 2014 roku). Zmiana miała

na celu dostosowanie taryfy do Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 roku, które od 1 sierpnia 2014 roku wprowadziło obowiązek rozliczeń z klientami w jednostkach energetycznych (dotychczas były to jednostki objętościowe). Nowe zasady rozliczeń nie wpłynęły zasadniczo na wysokość opłat pobieranych z tytułu dostarczania paliwa gazowego. Ceny paliw gazowych oraz stawki opłat dystrybucyjnych i przesyłowych uległy przeliczeniu z wartości wyrażonych w m<sup>3</sup>, na wartości wyrażone w kWh według ciepła spalania przyjętego do ustalania cen w jednostkach objętości.

Ponadto 17 grudnia 2014 roku, Decyzją Prezesa URE zatwierdzona została Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 7/2015. Nowa taryfa obowiązuje od dnia 1 stycznia 2015 roku do 30 kwietnia 2015 roku i ma zastosowanie do przedsiębiorstw nabywających paliwa do dalszej odsprzedaży oraz odbiorców końcowych o rocznym zużyciu przekraczającym 25 mln m<sup>3</sup>.

### Funkcjonowanie na TGE

W związku z wprowadzonym w 2013 roku obowiązkiem sprzedaży gazu na giełdzie towarowej, wynikającym z zapisów Prawa Energetycznego, PGNiG w naturalny sposób stał się jednym z kluczowych uczestników rynku gazu na TGE. PGNiG pełni także funkcję animatora rynku gazu TGE, zobowiązując się tym samym do regularnego wystawiania zleceń kupna, jak i sprzedaży gazu dla rynku terminowego. Podstawową rolą animatora jest zwiększenie płynności i przejrzystości rynku.

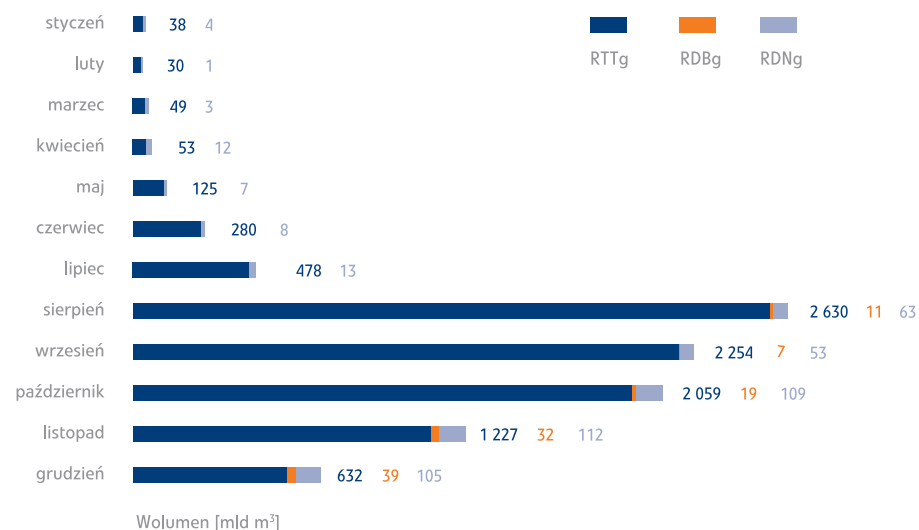
Spółka w roku 2014 uczestniczyła aktywnie zarówno w obrocie na rynku terminowym, jak i rynkach dnia następnego i bieżącego. Po wydzieleniu ze struktur spółki PGNiG OD w sierpniu, obserwowany był bardzo istotny wzrost wolumenu obrotu na rynku gazu TGE dla całej krzywej terminowej, jak i dla rynków spot. W związku z dynamicznym wzrostem wolumenów sprzedaży gazu poprzez TGE, doszło do migracji istotnej części wolumenów z segmentu regulowanego dotychczas taryfą na sprzedaż

giełdową, która stała się jednym z kluczowych kanałów sprzedaży dla Spółki.

Zarówno strona sprzedająca, jak i kupująca pozostaje anonimowa w handlu na giełdzie. Powoduje to ustalenie cen na poziomie rynkowym, czyli takim w którym podaż spotyka się z popytem, co daje możliwość podmiotom konkurencyjnym do wejścia na rynek gazu.

Obok przedstawiono wykres miesięcznych obrotów na giełdzie gazu. Wyraźnie widać, że obrót jest zdominowany przez rynek terminowy (RTTg). Służy on zabezpieczeniu pozycji w średnim i długim okresie. Rynek dnia następnego (RDNg) i bieżącego (RDBg) jest używany do bilansowania w krótkim terminie. Wydzielenie obrotu detalicznego wpłynęło w znacznym stopniu na zmianę kanałów sprzedaży. Transakcje giełdowe zastępują w znacznym stopniu umowy bilateralne.

### Wolumen obrotu gazem ziemnym na TGE w roku 2014

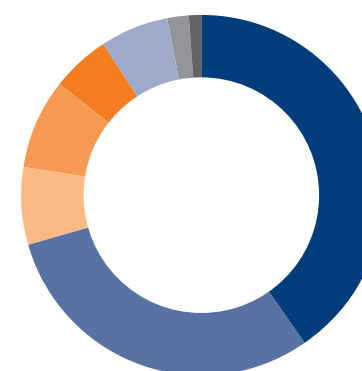


### Struktura największych przemysłowych odbiorców gazu Grupy PGNiG

Struktura sprzedaży gazu ziemnego przez Grupę PGNiG w obszarze hurtowym pozostaje na podobnym poziomie w porównaniu do roku ubiegłego. Największymi klientami są przedsiębiorstwa z branży azotowej,

które odpowiadają za ok. 40% sprzedaży Grupy PGNiG do klientów instytucjonalnych. Dalej w kolejności znalazły się przedsiębiorstwa z branży rafinerijnej i petrochemicznej, do których zostało dostarczone ok. 30% gazu.

Na dalszych pozycjach uplasowały się przedsiębiorstwa z branż hutnictwa szkła – udział 8%, hutnictwa żelaza i stali – udział 7% oraz elektrownie i elektrociepłownie – z udziałem 6%.



#### Najwięksi odbiorcy przemysłowi Grupy PGNiG w roku 2014

- Zakłady azotowe 40%
- Przemysł rafinerijny i petrochemiczny 30%
- Hutnictwo szkła 8%
- Hutnictwo żelaza i stali 7%
- Elektrownie i elektrociepłownie 6%
- Pozostały przemysł 5%
- Produkcja materiałów budowlanych i ceramicznych 2%
- Przemysł spożywczy 1%

### Główni konkurenci

W chwili obecnej koncesję na obrót paliwem gazowym w Polsce posiada 141 podmiotów spoza Grupy PGNiG. W latach 2011-2012 wydano 22 koncesje. W latach 2013-2014 roku wydano kolejne 63 koncesje (bez PGNiG OD). Dynamika

wskazuje na wzrost zainteresowania podmiotów potencjałem rynku gazu w kraju.

Dodatkowo 49 podmiotów (z wyłączeniem PGNiG) posiada koncesję na obrót gazem z zagranicą,

która umożliwi im import gazu w celu dalszej odsprzedaży. W 2014 roku zostało wydanych 17 takich koncesji.



## Sprzedaż detaliczna gazu

W celu realizacji przez PGNiG tzw. obliża giełdowego, w sierpniu 2014 roku działalność operacyjną rozpoczęła spółka PGNiG OD, która pozyskuje w zdecydowanej większości gaz wysokometanowy na TGE, a następnie sprzedaje go odbiorcom końcowym. W drodze sukcesji generalnej nastąpiło automatyczne przeniesienie umów z odbiorcami końcowymi do spółki PGNiG OD.

Utworzenie spółki PGNiG OD jest kolejnym, po powołaniu w PGNiG Oddziału Obrótu Hurtowego, etapem procesu rozdzielenia handlu hurtowego od handlu detalicznego. Obsługę klientów, którzy w poprzednim roku kalendarzowym odebrali powyżej 25 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego oraz klientów dokonujących

zakupu gazu bezpośrednio ze złóż i kupujących ropę naftową przeniesiono do Oddziału Obrótu Hurtowego. Rozpoczęcie działalności przez spółkę PGNiG OD zapewni odpowiedni popyt na gaz ziemny oferowany na giełdzie oraz stworzy warunki równej konkurencji pomiędzy podmiotem należącym do Grupy PGNiG a innymi uczestnikami rynku gazu w Polsce.

### Polityka taryfowa

Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne spółka PGNiG OD uprawniona była do stosowania „Taryfy dla paliw gazowych PGNiG SA (Część B Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 6/2014)” do czasu wprowadzenia nowej taryfy (przygotowanej przez PGNiG OD). W październiku 2014 roku PGNiG i PGNiG OD wystąpiły do prezesa URE z wnioskami o zatwierdzenie nowej taryfy.

W dniu 17 grudnia 2014 roku prezes URE zatwierdził również „Taryfę w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 1 PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.”, która obowiązywać będzie w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2015 roku. Średnia cena paliwa gazowego w obrocie (cena za paliwo gazowe i abonament) w stosunku do poprzednio stosowanej przez PGNiG OD taryfy została obniżona o 1,8% dla gazu wysokometanowego (E), 0,8% dla gazu zaazotanowego (Lw),

1,1% dla gazu zaazotanowego (Ls) i 1,6% dla gazu propan-butan-rozprężony.

W dniu 8 września 2014 roku PGNiG OD wystąpiła do prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie obrotu gazem ziemnym w postaci skroplonej (LNG). W dniu 27 października 2014 roku prezes URE zwolnił spółkę z ww. obowiązku.

### Konkurencja w obszarze sprzedaży gazu ziemnego

W 2014 roku na rynku gazu zaobserwować można było dynamiczny rozwój przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem paliwem gazowym konkurencyjnych wobec PGNiG OD. Do głównych firm konkurencyjnych, które ze swoją ofertą trafiają do klientów Grupy PGNiG zaliczyć można: DUON Marketing & Trading, RWE Polska, PKP Energetyka, ENEA, Hermes Energy Group oraz Tauron.

z grup taryfowych W-5 i W-6, gdzie główną swoją działalność prowadzi spółka DUON oraz W-7, gdzie szczególnie aktywne są takie firmy, jak PKP Energetyka oraz RWE Polska.

Coraz aktywniejsze są również krajowe grupy energetyczne, takie jak ENEA, Tauron i Energa, które wykorzystując swoje bazy danych klientów prowadzą odsprzedaż produktów gazowych do swojego głównego produktu, jakim jest energia elektryczna.

Spółki te bazują w głównej mierze na paliwie gazowym pozyskiwanym z TGE, wykorzystują jednak również paliwo gazowe pozyskiwane od partnerów zagranicznych czy poprzez giełdy gazu głównie w Niemczech. Import paliwa gazowego nie stanowi jednak głównego źródła zaopatrzenia tych spółek ze względu na ograniczone dostępności mocy umownych w punktach wejścia do krajowego systemu przesyłowego, niechęć do magazynowania paliwa gazowego na terenie kraju oraz obowiązki wynikające z rozporządzenia dywersyfikacyjnego.

Spółki te prowadzą aktywną działalność na krajowym rynku gazu, szczególnie wśród klientów

### Sprzedaż gazu – charakterystyka odbiorców

PGNiG OD 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, oraz 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. Podobnie relacje są w zakresie wolumenu sprzedaży w liczbie obsługiwanych klientów.

Największą w zakresie ilości klientów jest grupa odbiorców zajmująca się handlem i usługami, natomiast w zakresie odebranego wolumenu to odbiorcy przemysłowi.

Według danych Urzędu Regulacji Energetyki w 2014 roku w Polsce ponad 6 tys. odbiorców zmieniło dotychczasowego dostawcę paliwa gazowego i należy przyjąć, że liczba ta w 2015 roku będzie większa.

## Sprzedaż energii elektrycznej

W 2014 roku PGNiG prowadziła obrót hurtowy energią elektryczną i produktami powiązаныmi na rynku polskim i niemieckim. W Polsce obrót realizowany był na rynku pozagiełdowym w ramach podpisanych umów na bazie standardu EFET, za pośrednictwem brokerów oraz na TGE. Na rynku niemieckim PGNiG uczestniczyło w handlu kontraktami spotowymi na giełdzie EPEX

Spot, a także w wymianie międzysystemowej na połączeniu Polska – Niemcy.

W roku 2014 PGNiG dostarczyło energię elektryczną do odbiorców końcowych w ilości 259,3 GWh. Od sierpnia 2014 roku aktywnym ofertowaniem i pozyskiwaniem nowych klientów zajmuje się wydział z struktur PGNiG spółka

PGNiG OD. Docelowo planuje się, że sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych będzie prowadzona przez PGNiG OD. W związku z tym będzie następowała migracja umów sprzedaży EE z PGNiG do PGNiG OD.

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

## Planowane działania w roku 2015 i latach następnych

Rok 2015 stawia przed PGNiG szereg wyzwań związanych z postępującą liberalizacją rynku gazu w Polsce.

W obszarze sprzedaży gazu do klientów końcowych Spółka koncentruje się na przygotowaniu oferty produktowej, która zapewni Spółce silną pozycję konkurencyjną na liberalizującym się rynku gazu. Oferta ta będzie mogła zostać zaoferowana klientom końcowym po zwolnieniu PGNiG z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryfy dla poszczególnych grup odbiorców końcowych.

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

W zakresie sprzedaży detalicznej, celem zwiększenia satysfakcji klientów ze współpracy oraz zminimalizowania ryzyka utraty klientów na rzecz konkurencji PGNiG OD prowadzi szereg działań mających na celu zwiększenie gamy oferowanych produktów i usług gazowych oraz poprawienie jakości obsługi klienta poprzez

m.in. właściwą segmentację klientów, przypisanie dedykowanych stacjonarnych opiekunów klienta dla klientów z grupy taryfowej W-5 czy też możliwość szybszego i łatwiejszego kontaktu poprzez stronę internetową i e-bok. Prowadzone są również działania mające na celu usprawnienie i przyspieszenie obiegu faktur pomiędzy PGNiG OD a klientami poprzez wprowadzenia e-faktury czy usprawnienie systemów informatycznych tak, aby klient mógł otrzymywać jedną fakturę na wszystkie punkty poboru paliwa gazowego.

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

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

W planach na 2015 rok i lata następne spodziewany jest dalszy rozwój oferty produktowej i wzrost satysfakcji klienta poprzez ciągle poprawianie i usprawnianie obsługi klientów, budowanie nowych kanałów dotarcia do klienta oraz ciągły rozwój spółki i utrzymanie wiodącej pozycji na rynku gazu w Polsce.

Planowane są również działania na rzecz dalszego rozwoju segmentu CNG poprzez rozmowy z partnerami zewnętrznymi zainteresowanymi budowaniem nowych stacji do tankowania pojazdów gazem sprężonym oraz podejmowanie inicjatyw mających na celu rozwój tego ekologicznego paliwa, szczególnie w transporcie miejskim. Prowadzone będą również prace na rozwoju segmentu LNG ze szczególnym uwzględnieniem bunkrowania statków w polskich portach w oparciu o gaz LNG pozyskiwany z terminala gazowego w Świnoujściu.

Przewidywany jest dalszy rozwój sprzedaży energii elektrycznej, jako samodzielnie funkcjonującego produktu oraz w ofercie łączonej dual fuel oraz innych produktów, które mogą stanowić wartość dodaną z wzajemnej współpracy, zarówno dla klientów, jak i PGNiG OD.





## Obrót – Działalność zagraniczna w roku 2014

### Charakterystyka działalności

PGNiG Sales & Trading (PST) stanowi główny ośrodek obrotu energią Grupy PGNiG, odpowiedzialny za optymalizację portfela w Europie Zachodniej.

PST aktywnie działa na hurtowych rynkach energii w Niemczech, Holandii, Austrii i Czechach oraz na punktach granicznych w tych krajach. Spółka sprzedaje energię na rynkach niemieckim i austriackim oraz realizuje dostawy do odbiorców końcowych na punktach granicznych.

Rynki, na których PST prowadzi działalność handlową (z wyłączeniem Czech), zapewniają poziom płynności wystarczający do tego, aby PST mogła należycie wypełniać swoją rolę w ramach Grupy PGNiG. Rynki te podlegają nadzorowi ze strony organów krajowych i unijnych, a PST posiada wszystkie niezbędne zezwolenia na prowadzenie na tych rynkach obrotu i sprzedaży, a także przestrzega obowiązujących na nich

przepisów. PST pozyskała dla Grupy znaczne ilości energii (12.4 TWh) i jest uznanym uczestnikiem krótkoterminowego rynku hurtowego obrotu gazem w Niemczech (Gaspool).

Ze względu na relatywnie niski poziom rozwoju czeskiego rynku energii, w 2014 roku był on przez PST wykorzystywany wyłącznie na potrzeby tranzytu gazu z Niemiec do Polski.

### Ryzyka

W segmencie obrotu hurtowego zarządza się następującymi rodzajami ryzyka:

- Ryzyko cen rynkowych: zmiany o charakterze ogólnosiłowym lub lokalnym mają wpływ na rynki towarowe; niepewność skutkuje zwiększoną zmiennością sytuacji rynkowej (przykładami mogą być m.in. konflikt na Ukrainie czy zmniejszenie wydobycia ze złoża Groningen w Holandii). Niewielka część dochodów PST jest realizowana na transakcjach zawieranych na rachunek własny. W wypadku takich transakcji, poziom zysku jest trudny do przewidzenia; możliwa jest również realizacja

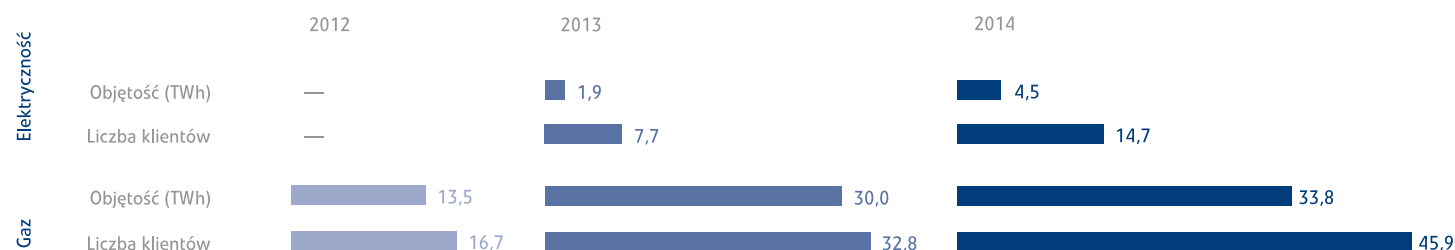
ujemnego wyniku na tego typu działalności. Akceptowalne ryzyko określają „Zasady zarządzania ryzykiem”, których celem jest zminimalizowanie negatywnych skutków tej działalności.

- Ryzyko płynności: brak płynności znacznie obniża przejrzystość, a co za tym idzie może skutkować podwyższonymi kosztami transakcji.
- Ryzyko kontrahenta: niewypłacalność kontrahenta może skutkować niezyskaniem płatności za dostarczony towar oraz/lub powstaniem ujemnej pozycji dla PST w następstwie wyceny rynkowej transakcji

(mark to market), a w dalszej konsekwencji negatywnym wpływem na wyniki spółki.

- Ryzyko dostaw: zakłócenia/zwiększenia dostaw mają wpływ na ceny. PST na bieżąco nabywa określone ilości gazu wydobywanego ze złóż w Norwegii. W wypadku niespodziewanych zakłóceń w eksploatacji złoża lub w systemie przesyłu gazu, PST mogłaby na pewien czas utracić równowagę systemową, co powodowałoby powstanie dodatkowych kosztów. Większość kosztów pokrywa jednak spółka eksploatująca złoża, a zatem stopień narażenia PST na to ryzyko jest ograniczony.

### Działalność PST w roku 2014



### Obrót hurtowy

Głównym obszarem działalności PST jest rynek niemiecki. PST jest aktywna na rynkach EPEX Spot SE, EEX PEGAS i Power, ICE ENDEX Europe oraz TGE (za pośrednictwem Broker Noble).

PST działa w charakterze animatora rynku na platformie PEGAS dla obszaru rynkowego GASPOOL w Niemczech.

PST konkuruje ze wszystkimi spółkami handlowymi aktywnymi na rynkach, na których spółka prowadzi działalność (obecnie Niemcy i Austria). Są to głównie podmioty o ugruntowanej pozycji rynkowej (RWE/E.ON/Vattenfall/EnBW), spółki samorządowe oraz niezależni sprzedawcy.

### Sprzedaż detaliczna

PST prowadzi działalność głównie w zakresie sprzedaży gazu i energii elektrycznej do małych

i średnich przedsiębiorstw oraz gospodarstw domowych. Na koniec 2014 roku spółka

zaopatrywała około 60 tys. odbiorców, z czego większość w Niemczech oraz niewielki odsetek w Austrii.

### Planowane działania w roku 2015 i latach następnych

W zakresie działalności PST planowane jest rozdzielanie w ramach spółki działalności hurtowej od sprzedaży, dalsza budowa bazy klientów sprzedażowych, rozpoczęcie działalności sprzedażowej w Polsce, rozpoczęcie obrotu LNG

oraz wejście na nowe rynki obrotu (np. Wielka Brytania).

Celem jest istotne zwiększenie bazy odbiorców finalnych w Niemczech i w Austrii, sprzedaż

na rzecz strategicznych klientów na granicy niemiecko-polskiej i w Polsce oraz rozpoczęcie międzynarodowej działalności w zakresie LNG.

## Magazynowanie

Segment Obrót i Magazynowanie wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności czynne PMG Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno, PMG Strachocina, PMG Swarzędów, PMG Brzeźnica oraz KPMG Kosakowo. Część pojemności czynnej KPMG Mogilno, która została udostępniona na potrzeby OGP Gaz-System SA w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne, wyłączona jest z definicji instalacji magazynowej.

Krótkookresowe zmiany zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny mogą być regulowane przy wykorzystaniu KPMG Mogilno i KPMG

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

PMG Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno oraz PMG Strachocina wykorzystywane są także na potrzeby wywiązania się z obowiązku utrzymania zapasów obowiązkowych nałożonych Ustawą z dnia 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych, gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym.

Zarządzanie zdolnościami instalacji magazynowych należących do PGNiG prowadzone jest przez spółkę Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. (OSM).

### Parametry poszczególnych PMG na koniec 2014 roku przedstawiają się następująco:

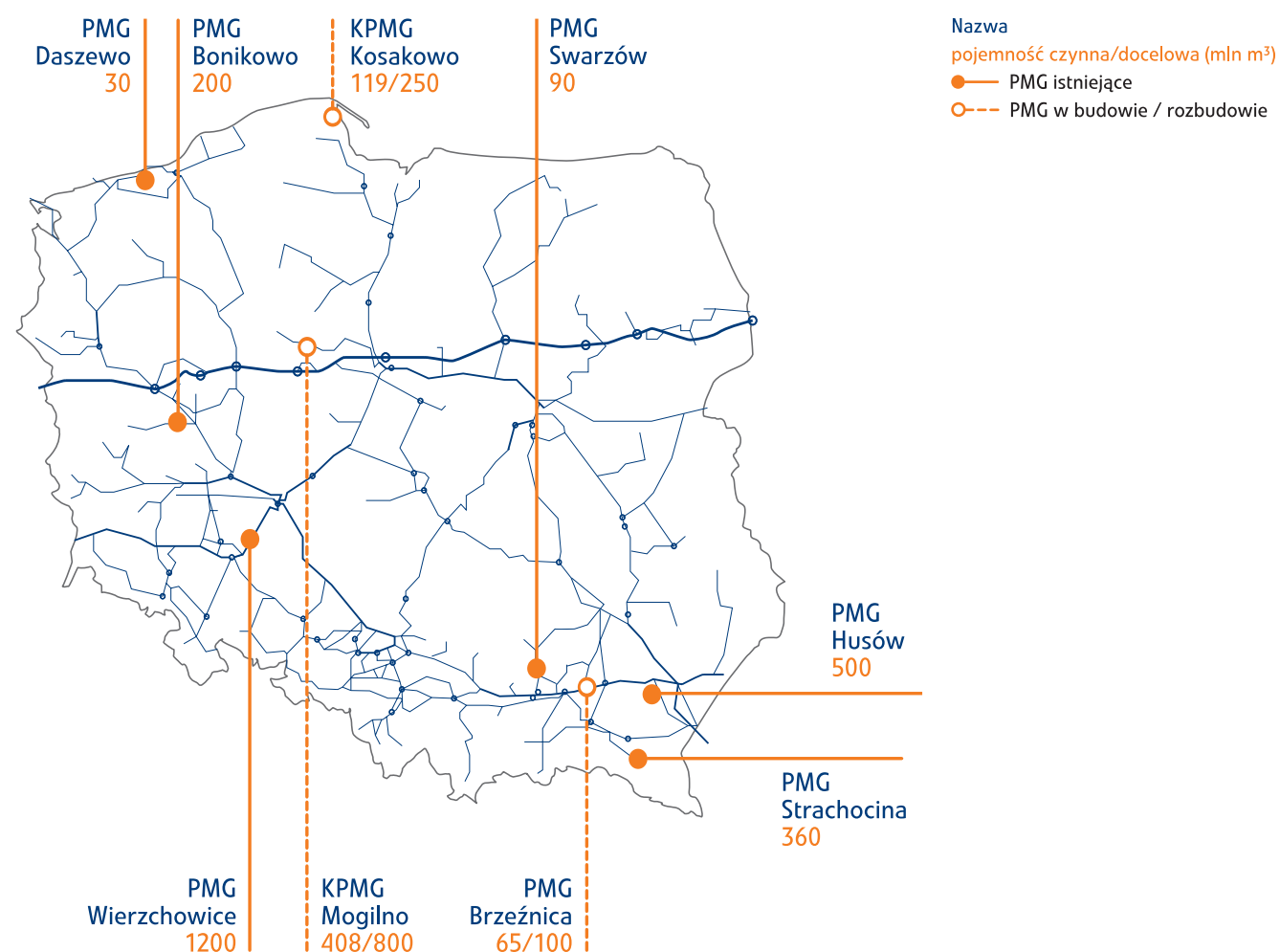
	Pojemność czynna 2009 (mln m <sup>3</sup> )	Pojemność czynna 2014 (mln m <sup>3</sup> )	Maksymalna moc zatłaczania (mln m <sup>3</sup> /d)	Maksymalna moc odbioru (mln m <sup>3</sup> /d)
PMG Brzeźnica	65	65	1,10	0,93
PMG Husów <sup>1)</sup>	350	500	4,15	5,76
KPMG Mogilno	378	408	9,60	18,0
KPMG Kosakowo <sup>2)</sup>	0	119	2,40	9,60
PMG Strachocina	150	360	2,64	3,36
PMG Swarzędów	90	90	1,00	1,00
PMG Wierzchowice	575	1 200	6,00	9,60
PMG Daszewo (Ls) – segment PiW	30	30	0,24	0,38
PMG Bonikowo (Lw) – segment PiW	0	200	1,68	2,40
<b>Razem</b>	<b>1 638</b>	<b>2 972</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

1) W dniu 30 grudnia 2014 roku dokonano odbioru końcowego projektu rozbudowy PMG Husów z 350 do 500 mln m<sup>3</sup> pojemności czynnej; przewidywany termin udostępnienia OSM nowych zdolności magazynowych PMG Husów: po zakończeniu sezonu zimowego 2014/2015.

2) W dniu 22 grudnia 2014 roku dokonano odbioru końcowego dwóch komór KPMG Kosakowo o łącznej pojemności czynnej 51,2 mln m<sup>3</sup>; przewidywany termin udostępnienia OSM nowych zdolności magazynowych KPMG Kosakowo: po zakończeniu sezonu zimowego 2014/2015.



### Lokalizacja podziemnych magazynów gazu



### Taryfa

Do 16 lipca 2014 roku OSM prowadził rozliczenia z tytułu świadczenia usług magazynowania w oparciu o stawki zawarte w zmianie „Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2012” z 17 grudnia 2012 roku. Dnia 2 lipca 2014

roku przez URE zatwierdził „Taryfę w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2014”. Nowa taryfa weszła w życie 17 lipca 2014 roku i obowiązuje do 31 marca 2015 roku. Taryfa uwzględnia udostępnienie pojemności

nowego magazynu KPMG Kosakowo i zwiększonych zdolności magazynowych w PMG Wierzchowice i PMG Strachocina. Ponadto taryfa uwzględnia obowiązek prowadzenia rozliczeń z odbiorcami w jednostkach energii (od 1 sierpnia 2014 roku).

### Świadczenie usług magazynowania

Zgodnie z posiadaną koncesją na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych, OSM świadczy usługi magazynowania w oparciu o następujące instalacje magazynowe: PMG Brzeźnica, PMG Husów, KPMG Mogilno, PMG Wierzchowice, PMG Strachocina i PMG Swarzędz.

Na dzień 31 grudnia 2014 roku Grupa PGNiG udostępniła na zasadach TPA (Third Party Access – zasada dostępu podmiotów trzecich) oraz na potrzeby OGP Gaz-System SA łącznie 2 523,5 mln m<sup>3</sup> pojemności magazynowych czynnych instalacji

magazynowych, z czego 2 502,0 mln m<sup>3</sup> w ramach umów długoterminowych, a 21,5 mln m<sup>3</sup> w ramach umów krótkoterminowych. Natomiast 0,6 mln m<sup>3</sup> wykorzystywane jest na potrzeby technologiczne.

### Programy unijne

Dofinansowanie z funduszy Unii Europejskiej otrzymały następujące projekty budowy/rozbudowy PMG realizowane w 2014 roku:

- PMG Husów – maksymalne dofinansowanie z UE: 35,1 mln zł,
- KPMG Kosakowo – maksymalne dofinansowanie z UE: 115,4 mln zł,

- PMG Wierzchowice – maksymalne dofinansowanie z UE: 491,2 mln zł.

Ww. projekty dofinansowane są przez Unię Europejską ze środków z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura

i Środowisko 2007-2013, Działanie 10.1 Rozwój systemów przesyłowych energii elektrycznej, gazu ziemnego i ropy naftowej oraz budowa i przebudowa magazynów gazu ziemnego, Priorytet X Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii.

### Inwestycje w 2014

W roku 2014 dokonano odbiorów końcowych następujących inwestycji:

- rozbudowa PMG Husów z 350 do 500 mln m<sup>3</sup> pojemności czynnej,
- budowa dwóch kavern KPMG Kosakowo o łącznej pojemności czynnej 57,8 mln m<sup>3</sup>.

### Planowane działania

Na rok 2015 zaplanowane są następujące działania inwestycyjne w obszarze PMG:

- zakończenie budowy trzech komór KPMG Mogilno (Z-15, Z-16 i Z-17) o łącznej pojemności roboczej ok. 190 mln m<sup>3</sup>,
- kontynuacja budowy komory K-5 KPMG Kosakowo o pojemności roboczej nie mniejszej

niż 25 mln m<sup>3</sup> (planowane zakończenie budowy komory – 2016 rok),  
 kontynuacja rozbudowy PMG Brzeźnica z 65 do 100 mln m<sup>3</sup> pojemności roboczej (planowane zakończenie rozbudowy magazynu – 2016 rok).

inwestycji związanych z rozbudową KPMG Mogilno do pojemności roboczej ok. 800 mln m<sup>3</sup> (planowane zakończenie inwestycji – 2024 rok) oraz budową KPMG Kosakowo o pojemności roboczej nie mniejszej niż 250 mln m<sup>3</sup> (planowane zakończenie inwestycji – 2021 rok).

Niezależnie od ww. zadań planowane jest przeprowadzenie w roku 2015 i latach późniejszych

### Plany rozbudowy

	Pojemność czynna aktualnie (mln m <sup>3</sup> )	Pojemność czynna planowana (mln m <sup>3</sup> )	Planowany rok ukończenia budowy / rozbudowy
PMG Brzeźnica	65	100	2016
KPMG Mogilno	408	ok. 800	2024
KPMG Kosakowo	119	co najmniej 250	2021





# RUNDA III CZYLI SEGMENT DYSTRYBUCJA





# Dystrybucja

Podstawową działalność segmentu stanowi przesyłanie gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu propan-butan i koksowniczego siecią dystrybucyjną. Ponadto segment prowadzi prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej oraz dokonuje przyłączeń nowych klientów, zarówno do istniejącej sieci, jak i do rozbudowywanej.

Dystrybucją gazu ziemnego zajmuje się Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (PSG). Spółka jako Operator Systemu Dystrybucyjnego prowadzi działalność gospodarczą na terenie województw: wielkopolskiego, zachodniopomorskiego,

pomorskiego, kujawsko-pomorskiego, mazowieckiego, łódzkiego, podlaskiego, małopolskiego, podkarpackiego, świętokrzyskiego, lubelskiego, śląskiego, opolskiego, dolnośląskiego, lubuskiego, a także częściowo

warmińsko-mazurskiego. Spółka ma dominujący udział na rynku dostarczając gaz do odbiorców na terenie całego kraju. Obecnie nie występują okoliczności mogące niekorzystnie wpłynąć na zmianę pozycji konkurencyjnej i wyniki finansowe spółki.

## Analiza wyników finansowych w roku 2014

W segmencie Dystrybucja wynik operacyjny wyniósł 1 138 mln zł i był wyższy o 54% w relacji do roku 2013. Natomiast wynik operacyjny powiększony o amortyzację wyniósł 2 002 mln zł i był o 406 mln zł wyższy niż rok wcześniej. Na poprawę wyniku operacyjnego segmentu wpływ miał spadek kosztów operacyjnych

o 366 mln w stosunku do roku poprzedniego, który był spowodowany m.in.:

- spadkiem kosztów z tytułu świadczeń pracowniczych o 229 mln zł (17%), głównie wskutek rozwiązania rezerwy na nagrodę roczną oraz niższymi kosztami związanymi ze zmianą zobowiązań z tytułu nagród jubileuszowych;

w 2013 roku wysokie koszty z tego tytułu wynikały ze zmian w systemie emerytalnym oraz zmian pozostałych założeń aktuarialnych, • spadkiem kosztów usług obcych o 108 mln zł (12%), głównie w efekcie mniejszych kosztów usług przesyłowych, co związane jest z niższym wolumenem przesyłanego gazu.

DYSTRYBUCJA  
mln zł

	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Przychody segmentu ogółem	4 283	4 250	3 583	3 471	3 538	3 040
Koszty segmentu ogółem	-3 145	-3 511	-2 705	-2 687	-2 047	-1 995
EBIT	1 138	739	878	784	1 491	1 045
Aktywa segmentu	14 142	14 067	13 089	12 420	12 228	11 039
Zobowiązania segmentu	2 638	2 879	2 234	1 915	1 932	1 872

## Segment w liczbach

mln m <sup>3</sup>	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Ilość gazu przesłanego systemem dystrybucyjnym w jednostkach naturalnych	9 586	10 129	9 923	9 451	10 017	9 113
Gaz wysokometanowy	8 495	8 922	8 816	8 378	8 860	7 915
Gaz zaazotowany	568	610	578	557	608	779
Gaz koksowniczy	520	594	527	513	546	416
Gaz propan-butan-powietrze i propan-butan-rozprężony	2	2	2	3	3	3



	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Długość sieci bez przyłączy* (tys. km)	123,5	121,6	119,7	117,8	116,3	114,9
Długość sieci z przyłączami* (tys. km)	171,6	169,3	166,9	164,4	162,2	160,3
Liczba odbiorców gazu** (mln szt)	6,82	6,78	6,72	6,69	6,65	6,62
Liczba użytkowników gazu** (mln szt)	7,31	7,51	7,46	7,42	7,39	7,36

\* Sieci własne.

\*\* Odbiorca – każdy, kto otrzymuje lub pobiera paliwa gazowe na podstawie umowy ze sprzedawcą; Użytkownik – każdy, kto korzysta na własny użytek z gazu na podstawie umowy lub bez umowy z przedsiębiorstwem energetycznym – dotyczy tylko gospodarstw domowych (w tym wspólnoty i spółdzielnie mieszkaniowe).

## Otoczenie regulacyjne

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

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

Działalność dystrybucyjna, jako monopol naturalny, podlega taryfowaniu. Szczegółowe zasady dotyczące kalkulacji taryf określa rozporządzenie taryfowe. Taryfy podlegają zatwierdzeniu przez prezesa URE.

Do 31 lipca 2014 roku w rozliczeniach z odbiorcami PSG obowiązywała „Taryfa nr 1 dla usług dystrybucji paliwa gazowego i usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego” zatwierdzona przez prezesa URE w dniu 17 grudnia 2013 roku. W związku z wprowadzeniem od 1 sierpnia 2014 roku obowiązku prowadzenia rozliczeń w jednostkach energii, prezes URE 18 czerwca 2014 roku zatwierdził „Taryfę nr 2 dla usług dystrybucji paliwa gazowego i usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego”, która obowiązywała od 1 sierpnia 2014 roku do 31 grudnia 2014 roku.

W dniu 17 grudnia 2014 roku prezes URE zatwierdził „Taryfę nr 3 dla usług dystrybucji paliwa gazowego i usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego”, która obowiązywać będzie w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2015 roku.

Nowa taryfa reguluje rozliczenia związane ze szczególnymi warunkami świadczenia usług dystrybucji oraz ujednotacza zakres wielkości mocy umownej dla wszystkich oddziałów, która jest podstawą kwalifikacji do grup taryfowych dla odbiorców, u których w miejscach odbioru ciśnienie jest większe niż 0,5 MPa. Średnie stawki opłat za usługę dystrybucji wzrosły o 3%.

Do 31 lipca 2014 roku obowiązywała „Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej” dla PSG, zatwierdzona przez prezesa URE w dniu 23 grudnia 2013 roku. 29 lipca 2014 roku prezes URE zatwierdził nową „Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej”, która obowiązuje od 1 sierpnia 2014 roku. Nowa „Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej” zawiera zmianę sposobu prowadzenia rozliczeń. 30 września 2014 roku spółka wystąpiła do prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie projektu „Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej” zawierającego zmiany w zakresie zasad współpracy z operatorami innych systemów dystrybucyjnych.



## Ryzyka

### Ustawodawstwo

Skomplikowane przepisy prawa budowlanego oraz regulacje prawne związane z realizacją przedsięwzięć inwestycyjnych nakładają obowiązek

sporządzania skomplikowanych i czasochłonnych dokumentacji projektowych i formalno-prawnych niezbędnych do rozpoczęcia robót budowlanych.

Wykonanie powyższych dokumentacji wydłuża czas przygotowania inwestycji i tym samym może wpłynąć na spowolnienie tempa rozwoju spółki.

### Polityka taryfowa

Ustalając taryfy prezes URE ogranicza wzrost przychodu regulowanego, będącego podstawą kalkulacji stawek opłat. Powoduje to utratę

możliwości uzyskania przez spółkę pełnego, należnego zwrotu z zaangażowanego w działalność kapitału. W rezultacie prowadzi to do obniżenia

możliwych do osiągnięcia przychodów za świadczoną usługę dystrybucji.

### Konkurencja bezpośrednia

Liberalizacja rynku gazu powoduje, że segment narażony jest na zwiększenie aktywności firm konkurencyjnych. Firmy zajmujące się dystrybucją gazu ziemnego systematycznie rozbudowują swoje sieci gazowe i pozyskują nowych odbiorców.

Ponadto pojawiły się firmy, które oferują dostawy gazu ziemnego przy wykorzystaniu skroplonego gazu LNG. Bariery wejścia na ten rynek są zdecydowanie niższe, gdyż inwestycja taka wymaga o wiele niższych nakładów inwestycyjnych oraz nie

wymaga podłączenia do systemu gazowego i zapewnienia niezbędnych rezerw przepustowości sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Jednakże ryzyko utraty przez PSG pozycji dominującej jest niskie.

### Roszczenia właścicieli nieruchomości

Grupa PGNiG 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. 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.

## Działalność w roku 2014

W 2014 roku PSG kontynuowała realizację 18 projektów w zakresie budowy, rozbudowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych, dla których podpisane zostały umowy o dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Ponadto w 2014 roku spółka realizowała 10 projektów

inwestycyjnych w ramach regionalnych programów operacyjnych, z których 8 zostało zakończonych. W 2014 roku PSG realizowała również przedsięwzięcia inwestycyjne we własnym zakresie.

PSG zajmowała się także przyłączaniem do sieci gazowej nowych odbiorców. W 2014 roku spółka przyłączyła 80 tys. nowych odbiorców.

Ponadto spółka realizowała projekty gazyfikacji terenów z wykorzystaniem technologii LNG oraz przestawienie odbiorców gazu propan-butan-powietrze na gaz ziemny dostarczany z należących do PGNiG stacji regazyfikacji LNG. Łącznie na gaz ziemny przestawiono 17 tys. odbiorców.



## Planowane działania w roku 2015 i latach następnych

W 2015 roku PSG będzie kontynuować realizację projektów, na które podpisane zostały umowy o dofinansowanie z funduszy unijnych, a także zadania inwestycyjne realizowane we własnym zakresie.

W kolejnych latach spółka koncentrować się będzie na:

- przyłączaniu odbiorców i rozbudowie infrastruktury,
- modernizacji sieci,
- wdrażaniu zintegrowanych systemów IT.

Istotnym czynnikiem wpływającym na działalność spółki jest rozbudowa infrastruktury dla nowych odbiorców. Na niektórych obszarach kraju

przyłączanie odbiorców do istniejącej sieci musi być poprzedzone inwestycjami niwelującymi ograniczenia systemowe. Jest to szczególnie istotne w województwach mazowieckim, podlaskim i łódzkim. W tych rejonach planowane są największe inwestycje zwiększające przepustowość istniejących gazociągów. Spółka planuje również gazyfikację miejscowości dotąd niezgazyfikowanych.

Wiek majątku sieciowego spółki w znacznym stopniu przekroczył 40 lat. Wyeksploatowanie majątku sieciowego jest szczególnie istotne w przypadku głównych odcinków sieci wysokiego ciśnienia, od sprawności których zależy zasilanie dużych obszarów kraju. Dlatego spółka będzie zwiększać udział nakładów na modernizację w całym portfelu inwestycyjnym.

Ponadto spółka prowadzi działania w celu rozszerzenia funkcjonalności istniejącej infrastruktury gazowej do zdolności transportu innych gazów, w szczególności wodoru, zarówno pod kątem technologicznym, jak i regulacyjnym. Tego rodzaju modernizacja sieci gazowych umożliwi wprowadzenie nowych usług oraz pozyskanie nowych odbiorców z sektorów energetycznego i motoryzacyjnego, a także innych odbiorców przemysłowych wykorzystujących wodór w procesach technologicznych.

Wdrożenie zintegrowanych systemów informatycznych usprawni zarządzanie spółką o charakterze ogólnopolskim. Zmiany zachodzące w zasadach działania europejskiego rynku gazu wymagają inwestowania w systemy zdolne do automatycznego bilansowania sieci, rozliczania dystrybuowanych ilości gazu i zmian sprzedawcy gazu przez klientów.





# **RUNDA IV CZYLI SEGMENT WYTWARZANIE**



# Wytwarzanie

Podstawową działalnością segmentu jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej. Segment zajmuje się również realizacją dużych przedsięwzięć elektroenergetycznych wykorzystujących gaz ziemny jako paliwo.

PGNiG TERMIKA SA zajmuje się produkcją, dystrybucją i sprzedażą ciepła oraz energii elektrycznej. Spółka jest także centrum kompetencyjnym Grupy PGNiG w dziedzinach wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz realizacji projektów z zakresu elektroenergetyki

i ciepłownictwa. Głównymi źródłami przychodów spółki są sprzedaż ciepła, energii elektrycznej i usług systemowych oraz certyfikatów pochodzenia energii. Spółka dysponuje 4,8 GW mocy cieplnej oraz 1 GW mocy elektrycznej osiągniętych w źródłach wytwórczych Spółki i zaspokaja 70% potrzeb cieplnych rynku

warszawskiego. PGNiG TERMIKA SA jest także wytwórcą i dostawcą ciepła oraz jednocześnie właścicielem źródła i sieci ciepłej na terenie Pruszkowa, Komorowa i Piastowa. Spółka jest również właścicielem kotłowni gazowej (7 MW) i dystrybucyjnej sieci ciepłej zasilającej osiedle mieszkaniowe Regaty na warszawskiej Białoleśce.

## Analiza wyników finansowych w roku 2014

Przychody ze sprzedaży segmentu Wytwarzanie wyniosły 1 943 mln zł i były niższe o ok. 6% w stosunku do roku ubiegłego. Koszty operacyjne segmentu uległy obniżeniu o 7%, co łącznie ze spadkiem przychodów wpłynęło na zwiększenie wyniku operacyjnego w relacji do roku 2013 o 18 mln zł (13%). Wpływ na spadek przychodów

miała wyższa średnia temperatura powietrza (średnio wzrost o 0,9°C), skutkująca niższym wolumenem sprzedanego ciepła o 9% w stosunku do roku poprzedniego. Spadek przychodów z tytułu sprzedaży ciepła zrekomensowany został wzrostem taryfy na ciepło o ok. 6% (nowa taryfa obowiązuje od 1 sierpnia 2014 roku),

w rezultacie czego poziom przychodów ze sprzedaży ciepła pozostał na niemalże identycznym poziomie, jak w roku poprzednim. W związku ze spadkiem wolumenu sprzedanego ciepła spadł też wolumen energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji (spadek o 6%, tj. 217 GWh, w stosunku do roku poprzedniego), co wpłynęło na spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 13%.

WYTWARZANIE  
mln zł

	2014	2013	2012
Przychody segmentu ogółem	1 943	2 063	1 957
Koszty segmentu ogółem	-1 781	-1 919	-1 942
EBIT	162	144	15
Aktywa segmentu	4 184	4 124	4 345
Zobowiązania segmentu	2 049	1 943	2 870

## Segment w liczbach

Moce osiągalne wg koncesji

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

PGNiG TERMIKA – wolumen sprzedaży z produkcji

	2014	2013	2012	2011
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) (TJ)	36 617	40 175	40 214	38 660
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) (GWh)	3 555	3 772	3 719	3 685



## Otoczenie regulacyjne

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

- Prawo energetyczne,
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 września 2010 roku w sprawie szczegółowych

zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło.

## Koncesje

Działalność polegająca na wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła podlega koncesjonowaniu. PGNiG TERMIKA SA posiada koncesję na obrót

energiją elektryczną obowiązującą do 31 grudnia 2030 roku oraz udzielone na okres do 31 grudnia 2025 roku koncesje na:

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

## Taryfy

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

Ponadto do 31 grudnia 2014 roku spółkę obowiązywały taryfy na przesył ciepła sieciami ciepłowniczymi w rejonach Marsa Park, Annapol, Marynarska, Chełmżyńska, Jana Kazimierza. W dniu 18 listopada 2014 roku prezes URE zatwierdził nowe taryfy na przesył ciepła w rejonach: Marsa Park, Annapol, Marynarska,

Chełmżyńska i Jana Kazimierza. Taryfy będą obowiązywały w okresie od 1 stycznia 2015 roku do 31 lipca 2016 roku.

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

## Wsparcie dla kogeneracji

Znowelizowana ustawa Prawo energetyczne, która weszła w życie 30 kwietnia 2014 roku, wznawia funkcjonowanie systemu wsparcia dla kogeneracji do końca 2018 roku. Rozliczenie obowiązku zakupu i umorzenia certyfikatów kogeneracyjnych za dany rok kalendarzowy można zrealizować

tylko wykorzystując certyfikaty uzyskane za produkcję energii elektrycznej w kogeneracji w tym samym roku. Wymienione ograniczenie oraz nałożenie odpowiednio wysokich progów obowiązku powinno zapewnić uniknięcie problemu nadwyżki certyfikatów na rynku, co gwarantuje,

że ceny certyfikatów powinny być zbliżone do wysokości opłaty zastępczej. Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia zwiększą przychody PGNiG TERMIKA SA, które będzie można wykorzystać do dalszej modernizacji istniejącego majątku.



## Regulacje unijne

Konkluzje z posiedzenia Rady Europejskiej, które zostały przyjęte w dniach 23-24 października 2014 roku, określają cele polityki energetyczno-klimatycznej na lata 2020-2030. Nowe cele zakładają redukcję emisji gazów cieplarnianych o 40% do roku 2030 (vs 1990), wzrost udziału energii z odnawialnych źródeł energii o 27% (cel wiążący na poziomie UE) oraz poprawę efektywności energetycznej o 27% (cel intrykatywny).

Komisja Europejska rozpoczęła prace nad nowym pakietem energetyczno-klimatycznym, łącznie z mechanizmem rezerwy stabilizującej rynek uprawnień do emisji (Market Stability Reserve). Rezerwa ma za zadanie regulować podaż uprawnień na rynku handlu uprawnieniami do emisji i pomóc w utrzymywaniu cen uprawnień do emisji na poziomie wspomagającym podejmowanie decyzji o inwestycjach

w niskoemisyjne technologie i odnawialne źródła energii. Trwają również prace nad MSR i jego wcześniejszym wdrożeniem w roku 2017, tak, aby uprawnienia, które zostały wycofane za pomocą backloading'u, nie wróciły na rynek, a zamiast tego trafiły do rezerwy. Ramy nowej polityki energetyczno-klimatycznej powinny sprzyjać rozwojowi kogeneracyjnych jednostek wytwórczych opartych na paliwie gazowym.

## Przydział darmowych praw do emisji

Pomimo opóźnień w pracach nad znowelizowaną ustawą o systemie handlu uprawnieniami do emisji, Spółka otrzymała w 2014 roku bezpłatne uprawnienia do emisji na ciepło za rok 2013 na mocy istniejącej ustawy o systemie handlu

uprawnieniami z dnia 28 kwietnia 2011 roku (Dz. U. 2011 nr 122 poz. 695) oraz na energię elektryczną na podstawie złożonego sprawozdania rzeczowo-finansowego z realizacji inwestycji i modernizacji w latach 2009-2013, zgłoszonych

do Krajowego Planu Inwestycyjnego. Sprawozdanie zostało opracowane na podstawie informacji publikowanych przez Ministerstwo Środowiska.

## 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

### System wsparcia kogeneracji

Obowiązujący system wsparcia kogeneracji został zgłoszony do notyfikacji w Komisji Europejskiej. Komisja nie wydała jeszcze decyzji w sprawie zgodności pomocy państwa z rynkiem wewnętrznym UE.

W związku z krótkim horyzontem czasowym przyjętego w kwietniu ubiegłego roku systemu wsparcia kogeneracji, obecnie trwają prace nad przygotowaniem systemu wsparcia

dla jednostek wysokosprawnej kogeneracji w perspektywie długoterminowej, tj. po 2018 roku. Przygotowywany nowy system powinien być zgodny z nowymi zasadami pomocy publicznej, obowiązującymi w krajach UE.

### Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów od roku 2016 wymusza obecnie procesy głębokich modernizacji elektrowni i elektrociepłowni oraz może skutkować wyłączeniem wielu jednostek

wytwórczych (o mocy pomiędzy 4-6 tys. MWe) do 2020 roku, których nie będzie opłacało się wyposażyć w drogie instalacje oczyszczania spalin. Aby sprostać zaostrzonym wymaganiom

emisyjnym, PGNiG TERMIKA SA, w ramach Wieloletniego Planu Inwestycyjnego sukcesywnie modernizuje swoje jednostki wytwórcze.

### Utrzymanie udziału w rynku ciepła sieciowego

Współpraca z Dalkia Warszawa SA w zakresie pozyskiwania nowych odbiorców ciepła, a także przyłączanie nowych obszarów zachodniej Warszawy do miejskiej sieci ciepłowniczej powinny

w znacznym stopniu zredukować potencjalne przyszłe spadki produkcji zakładów wytwórczych PGNiG TERMIKA SA. Ponadto w celu utrzymania udziału w rynku ciepła sieciowego spółka

będzie oferować sprzedaż „zielonego” ciepła pochodzącego z jednostek spalających biomasę oraz utrzymywać konkurencyjność cenową.

## Działalność elektroenergetyczna

PGNiG TERMIKA SA zawarła kontrakty na dostawy węgla oraz sprzedaż energii elektrycznej zamykając portfele roku 2015. Pozostałe paliwa

oraz sprzedaż energii cieplnej są realizowane na bieżąco. Zagrożenie może stanowić sytuacja polskiego górnictwa.

W skrajnym przypadku wstrzymania dostaw (upadłość lub strajki) firma zostanie zmuszona do zakupu węgla z innych źródeł, co może obniżyć wynik finansowy.

## Działalność w roku 2014

### Produkcja

Podstawowymi produktami wytwarzanymi przez PGNiG TERMIKA SA są ciepło i energia elektryczna. W 2014 roku 100% produkowanej energii elektrycznej stanowiła produkcja w skojarzeniu (proces jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej).

energetycznego miasta stołecznego Warszawy. PGNiG TERMIKA SA zobligowana jest do wytworzenia energii elektrycznej na polecenie operatora systemu przesyłowego. W ramach powyższej umowy do dnia 31 grudnia 2014 roku spółka wytworzyła 199,4 GWh energii elektrycznej.

co zaowocowało niższą o 6% produkcją ciepła w stosunku do roku 2009. Rok 2014 był najcieplejszym rokiem w historii odkad przeprowadzane były pomiary temperatur. Produkcja ciepła kogeneracyjnego w 2014 roku wyniosła 89,8% i była równa średniej dla okresu 2009-2014. Produkcja energii elektrycznej w 2014 roku była niższa o tylko 1,1% od produkcji w 2009 roku i to pomimo braku dostępności urządzeń, na których w 2014 roku przeprowadzane były prace modernizacyjne, np. kocioł Nr 1 w EC Siekierki – przeróbka na spalanie biomasy, kocioł fluidalny B w EC Żerań wymiana elektrofiltra na filtry workowe. Prace te były wykonywane w celu dostosowania do Dyrektywy IED po roku 2016 (nowych standardów emisyjnych).

Spółka świadczyła również usługę Generacji Wymuszonej Sieciowo (GWS) w ramach umowy z PSE Operator SA. Przedmiot umowy GWS stanowi usługa utrzymania długoterminowej rezerwy mocy oraz ilości jednostek wytwórczych pozwalających na usunięcie ograniczeń punktów zasilania sieci krajowego systemu elektroenergetycznego, w celu zachowania bezpieczeństwa

Wahania ilości wytwarzanego ciepła w poszczególnych latach wynikają z wahań temperatury zewnętrznej w poszczególnych latach: w 2009 średnia temperatura zewnętrzna dla miesięcy sezonu grzewczego wyniosła 3,2°C i była równa średniej 10-letniej. W 2014 roku średnia ta wyniosła odpowiednio 4,6°C, czyli była wyższa o 1,4°C od średniej wieloletniej,

### Sprzedaż

W 2014 roku PGNiG TERMIKA SA sprzedała 36 617 TJ energii cieplnej. Głównym odbiorcą ciepła sprzedawanego przez PGNiG TERMIKA SA była Dalkia Warszawa SA, która kupiła 94,6% ciepła. Moc zamówiona przez Dalkia Warszawa SA

na 2014 rok wynosi 3,6 GW. Pozostała sprzedaż ciepła realizowana była do odbiorców lokalnych głównie w rejonie Pruszkowa i okolic.

Głównym odbiorcą energii elektrycznej wyprodukowanej w zakładach PGNiG TERMIKA SA było PGNiG, której udział w wolumenie sprzedaży energii elektrycznej spółki w 2014 roku wyniósł 99%. Ponadto spółka realizowała sprzedaż energii elektrycznej do mniejszych odbiorców.





## Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli

Projekt budowy i eksploatacji elektrociepłowni gazowej o mocy 449,16 MW w Stalowej Woli jest realizowany wspólnie przez Grupę PGNiG i Grupę TAURON, które mają po 50% udziałów. Elektrociepłownia będzie produkowała ciepło w postaci wody sieciowej dla mieszkańców miasta oraz pary technologicznej dla zakładów przemysłowych położonych w jej okolicy. Będzie to największa elektrociepłownia gazowa w Polsce. Umowa zawarta pomiędzy Partnerami zakłada, że przychody ze sprzedaży energii elektrycznej

będą rozdzielane w ilości proporcjonalnej do ilości udziałów w EC Stalowa Wola. Szacuje się, że blok w Stalowej Woli będzie wytwarzał rocznie około 3500 GWh energii elektrycznej, zużywając około 600 mln m<sup>3</sup> gazu. Inwestycja charakteryzuje się niską emisją dwutlenku węgla, związków siarki i azotu, co wpisuje się w unijną politykę energetyczno-klimatyczną.

W 2014 roku w ramach projektu „Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli” dostarczono

## Blok gazowo-parowy na terenie EC Żerań

Realizacja projektu budowy bloku gazowo-parowego przyczyni się do modernizacji warszawskiej elektrociepłowni Żerań. Dzięki budowie nowego bloku energetycznego, wyeksploatowane kotły węglowe zostaną wycofane z eksploatacji, a nowa jednostka wytwórcza o mocy zainstalowanej około 450 MWe umożliwi zwiększenie produkcji energii elektrycznej o 50%. Parametry techniczne bloku będą spełniały wymogi Dyrektywy o Emisjach Przemysłowych (IED) oraz wymogi BAT (Najlepszych Dostępnych Technologii). Projekt

przyczyni się do poprawy bezpieczeństwa zasilania energetycznego aglomeracji warszawskiej oraz do dalszej poprawy jakości powietrza.

Przygotowano dokumentację przetargową na budowę bloku i w dniu 25 listopada 2014 roku ogłoszono przetarg publiczny na budowę bloku gazowo-parowego w EC Żerań w trybie negocjacji z ogłoszeniem. Uzyskano decyzję o pozwoleniu na budowę bloku, a także ostateczną decyzję o pozwoleniu na budowę rurociągu zrzutowego oraz modernizację układu wody chłodzącej.

## Przebudowa kotła K1 wraz z budową instalacji magazynowania biomasy

W dniu 11 października 2013 roku podpisano umowę z firmą Andritz Energy & Environment GmbH (liderem konsorcjum) na przebudowę kotła nr 1 w celu dostosowania do spalania biomasy wraz z budową instalacji rozładunku, magazynowania i podawania biomasy w Elektrociepłowni Siekierki. W wyniku realizacji projektu nastąpi konwersja jednostki wytwórczej do wydajności 185 t/h i mocy w dostarczonym paliwie 146,6 MWt. Zostanie uzyskana dywersyfikacja paliwa przez PGNiG TERMIKA

wraz z zapewnieniem pracy źródła wytwórczego w podstawie zapotrzebowania na moc cieplną dostarczaną do aglomeracji warszawskich. Konwersja kotła z paliwa węglowego na biomasę wyeliminuje potrzebę zabudowy instalacji odsiarczenia i odazotowania celem dostosowania do wymogów Dyrektywy o Emisjach Przemysłowych (IED). W 2014 roku wykonano projekt budowlany i uzyskano prawomocne pozwolenie na budowę. Zakończono prace związane z rozbiórką urządzeń pomocniczych.

## Przebudowa elektrociepłowni Pruszków

W 2013 roku podjęto decyzję o realizacji przebudowy elektrociepłowni Pruszków, której głównym efektem będzie zwiększenie możliwości produkcji w kogeneracji w oparciu o silniki gazowe oraz zmniejszenie zużycia węgla poprzez przebudowę kotłów wodnych, w celu

ich dostosowania do przyszłych, zaostrzonych wymagań środowiskowych. W 2013 roku podpisano umowę o przyłączenie do sieci gazowej z Polską Spółką Gazownictwa, zapewniającą dostawę gazu, jak również złożono wnioszek o uzyskanie warunków przyłączenia do sieci

na budowę wszystkie podstawowe urządzenia bloku i rozpoczęto montaż turbozespołu parowego i gazowego. Zamontowano szereg urządzeń pomocniczych, tj.: pompy, wymienniki, smoczki i układy olejowe turbin. W omawianym okresie dokonano odbioru prac I etapu budowy prognozy sprzężającego na rzece San i przystąpiono do realizacji II etapu.

Planowane uruchomienie elektrociepłowni to przełom 2015/2016.

Trwają prace przygotowawcze budowy gazociągu relacji Tłocznia Rembelszczyzna – EC Żerań. Przygotowano zmiany do umowy przyłączeniowej z Polskie Sieci Energetyczne – uzależnienie rozpoczęcia realizacji prac przez PSE od podpisania przez PGNiG TERMIKA kontraktu na budowę BGP. Trwa opracowywanie materiałów przetargowych na realizację przełączeń urządzeń EC Żerań do nowej rozdzielni.

Planowany termin oddania bloku do eksploatacji to 2018 rok.

Zakończono montaż części ciśnieniowej kotła i wymianę przegrzewacza. Trwają prace związane z montażem urządzeń pomocniczych na kotle. Wykonano fundamenty punktów rozładunkowych biomasy mokrej, budynków separacji, magazynu biomasy mokrej, pod zbiorniki popiołu lotnego i dennego oraz silosy biomasy suchej. Trwają montaż na instalacjach biomasy.

Zakończenie inwestycji planowane jest na trzeci kwartał 2015 roku.

PGE Dystrybucja niezbędnych do odbioru wyprodukowanej w silnikach energii elektrycznej. W 2014 roku podpisano umowę i rozpoczęto prace związane z budową stacji uzdatniania wody.

Zakończenie realizacji całego projektu przewidziano na rok 2016.

## Ochrona Środowiska

### System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W 2014 roku w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> (SHUE) uczestniczyły instalacje: PGNiG TERMIKA SA (elektrociepłownie Siekierki, Żerań i Pruszków oraz ciepłowne Kawęczyn i Wola). W 2014 roku emisja CO<sub>2</sub> z powyższych instalacji wyniosła 5,6 mln Mg. W 2014 roku Grupa PGNiG przeprowadziła weryfikację rocznych raportów emisji CO<sub>2</sub> za rok 2013. Emisja CO<sub>2</sub> z instalacji uczestniczących w systemie w 2013 roku wyniosła 6 mln Mg. Po zbilansowaniu wielkości emisji CO<sub>2</sub> z posiadanymi uprawnieniami i umorzeniu

wykorzystanych przydziałów z 2013 roku wykazano niedobór 2 055 mln Mg CO<sub>2</sub> wolnych jednostek emisji. Brakującą ilość uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> 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

CO<sub>2</sub> tylko w części pokrywają rzeczywistą emisję. Przydziały te z roku na rok będą systematycznie maleć, aż do zerowych w roku 2027.

W 2014 zakłady PGNiG TERMIKA wyemitowały:

- 13,4 tys. ton SO<sub>2</sub>
- 6,8 tys. ton NO<sub>x</sub>
- 0,8 tys. ton pyłu

W 2014 roku w EC Siekierki i EC Żerań współspalono 41,7 tys. ton biomasy, co ograniczyło emisję CO<sub>2</sub> o 59,9 tys. ton.

### Rekultywacja składowiska odpadów paleniskowych

PGNiG TERMIKA prowadzi rekultywację składowiska odpadów paleniskowych „Myśluborska” dla EC Żerań. Projekt rekultywacji zakłada przeznaczenie odzyskanego terenu na obszary zielone (kwatery 1 i 2) i na funkcje

mieszkaniowo-usługowe (kwatery nr 3). W 2014 roku zakończono rekultywację techniczną kwatery nr 2 i zwożenie mas ziemnych do wypełnienia kwatery nr 3, prowadzono demontaż infrastruktury technicznej na odcinku

łączącym zakład EC Żerań ze składowiskiem oraz rozpoczęto makroniwelację i zagęszczanie gruntu kwatery nr 3. Zakończenie całości prac rekultywacyjnych przewiduje się w 2016 roku.

### Wypełnienie wymogów Dyrektywy IED o emisjach przemysłowych

W 2014 roku ramach dostosowania do norm ochrony środowiska zawartych w Dyrektywie 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie emisji przemysłowych (IED) PGNiG TERMIKA rozliczyła zakończony w 2013 roku projekt zabudowy instalacji selektywnej katalizacyjnej redukcji tlenków azotu (SCR) 4 kotłów blokowych w EC Siekierki. Nakłady inwestycyjne na ten projekt wyniosły 180 mln zł, z czego 52 mln zł uzyskano z programu Infrastruktura i Środowisko Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. W wyniku

realizacji tej inwestycji roczna emisja NO<sub>x</sub> z kotłów SCR zostanie zredukowana o 70%, czyli o 2 tys. ton NO<sub>x</sub> rocznie.

Ponadto spółka rozpoczęła realizację kolejnych projektów inwestycyjnych mających na celu ograniczenie emisji gazów i pyłu do atmosfery, takich jak:

- przebudowa węglowego kotła nr 1 EC Siekierki na kocioł biomasowy; przekazanie do eksploatacji planowane jest w końcu 2015 roku; planowana roczna redukcja emisji

zanieczyszczeń do atmosfery to 227 tys. ton CO<sub>2</sub>, 780 ton SO<sub>2</sub>, 260 ton NO<sub>x</sub> i 20 ton pyłu,

- wyposażenia kotłów fluidalnych w EC Żerań w wysokosprawne odpylacze (filtry workowe) oraz zwiększenie wydajności odsiarczenia; zakończenie inwestycji planowane jest w końcu 2015 roku,
- przystosowanie wodnych kotłów mazutowych w EC Siekierki i Ciepłowni Wola do spalania oleju lekkiego, wraz z modernizacją palników; zakończenie inwestycji planowane jest do końca 2015 roku.

### Inwestycja z zakresu wyciszeń w EC Siekierki

W 2014 roku została zakończona budowa ekranu wzdłuż wschodniej granicy elektrociepłowni oraz budowa ekranów akustycznych położonych

wzdłuż węzłów rozładunku węgla przy górkach rozrządowych na terenie elektrociepłowni. Realizacja tej inwestycji zmniejszyła ryzyko

przekroczenia dopuszczalnych poziomów hałasu związanego z przyszłymi inwestycjami na terenie Elektrociepłowni Siekierki. Koszt wykonania inwestycji wyniósł 3,8 mln zł.

### Dostawy biomasy

W ramach wypełnienia wymogów Dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych oraz wykorzystania biomasy innej niż leśna, tj. z plantacji i upraw roślin energetycznych w przedsiębiorstwie

elektroenergetyki zawodowej (Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 roku) PGNiG TERMIKA pozyskuje paliwo poprzez zawieranie wieloletnich kontraktów na dostawę biomasy z plantacji wierzby

energetycznej. Łączny areal plantacji, którym obecnie spółka dysponuje wynosi około 386 ha. Zastosowanie biomasy jako paliwa do produkcji energii pozwoliło na redukcję CO<sub>2</sub> w 2014 roku o 59,9 tys. Mg.



## Planowane działania w roku 2015 i latach następnych

W 2015 roku w zakresie działalności prowadzonej na dotychczasowych rynkach PGNiG TERMIKA będzie dążyć do rozwoju systemu ciepłowniczego i zwiększenia sprzedaży ciepła.

W 2015 roku zarządzanie portfelem energii elektrycznej oraz bilansowanie handlowe spółki PGNiG TERMIKA prowadzone będą za pośrednictwem PGNiG, która zawiera kontrakty

sprzedaży energii elektrycznej na rynku terminowym. Ponadto PGNiG będzie głównym odbiorcą energii elektrycznej wyprodukowanej w zakładach PGNiG TERMIKA.

W kolejnych latach PGNiG TERMIKA planuje rozwijać obszar działalności wytwarzania energii elektrycznej i ciepła na terenie Warszawy i okolic oraz na terenie całego kraju. Projekty będą

realizowane samodzielnie lub we współpracy z partnerem biznesowym. Spółka planuje realizację projektów w oparciu o jednostki zasilane gazem lub biomasą, co stopniowo będzie ograniczało wykorzystanie węgla, a większy udział niskoemisyjnych i bezemisyjnych paliw w zakresie CO<sub>2</sub> w mixie energetycznym (tj. strukturze nośników energii używanych do produkcji).



30 kwietnia 2014 roku weszła w życie znowelizowana ustawa Prawo energetyczne, która wznowiła funkcjonowanie systemu wsparcia dla produkcji energii elektrycznej w kogeneracji, tj. przez przywrócenie obowiązku posiadania i umarzania certyfikatów czerwonych (23,2% w portfelu energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom końcowym) i żółtych do końca 2018 roku. Certyfikaty przyznawane są za wyprodukowaną energię elektryczną w kogeneracji wysokosprawnej. Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia zwiększą

przychody PGNiG TERMIKA, które będzie można wykorzystać do dalszej modernizacji istniejącego majątku. Spowoduje to poprawę efektywności wytwarzania w skojarzeniu ciepła i energii elektrycznej, co przełoży się na poprawę konkurencyjności spółki.

5 września 2014 roku weszła w życie ustawa o zmianie ustawy Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw. W związku z powyższym w PGNiG TERMIKA prowadzone są zaawansowane prace związane

z dostosowaniem istniejącego majątku do zaostrzających się norm ochrony środowiska. W EC Siekierki uruchomiono instalację odsiarczania i odazotowania spalin. Z kolei w EC Żerań planowana jest budowa jednostki gazowo-parowej oraz nowej kotłowni gazowo-olejowej. Ciepłownia Wola zostanie dostosowana do spalania oleju opałowego lekkiego o niższej emisyjności substancji szkodliwych, natomiast Ciepłownia Kawęczyn będzie wykorzystywała wysoko gatunkowy węgiel o zawartości siarki poniżej 0,4%.



# RUNDA V CZYLI POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ





# Pozostała działalność

## Matrix

Obecna struktura Grupy Kapitałowej PGNiG jest efektem specyficznych uwarunkowań funkcjonowania Grupy, historii i przeprowadzonych przekształceń. Celem badania struktury kapitałowej jest przeprowadzenie analizy zasadności zaangażowania kapitałowego w spółki uzupełniające podstawową działalność Grupy. Ponadto w ramach zasobów majątkowych Grupy Kapitałowej PGNiG znajduje się wiele zbędnych nieruchomości, gruntów, budynków i lokali niezwiązanych z podstawową działalnością, które generują koszty. Wobec skali tego zjawiska i poziomu kosztów dla Grupy, należy podjąć działania systemowe w celu optymalizacji kosztów utrzymania zbędnych nieruchomości i zintensyfikowania procesów sprzedażowych nieruchomości.

W odpowiedzi na powyższe problemy, Zarząd PGNiG uchwałą z 15 kwietnia 2014 roku powołał Projekt Matrix. Sponsorem powołanego Projektu jest Pan Wiceprezes Waldemar Wójcik.

Celem biznesowym Projektu jest ograniczenie zaangażowania PGNiG w działalność niewpływającą bezpośrednio na realizację strategii Grupy PGNiG i zwolnienie tym samym środków na działalność podstawową. Zakres Projektu Matrix dotyczy dwóch aspektów:

- sprzedaży nieruchomości zbędnych lub wykorzystywanych w niewielkim stopniu przez podmioty z Grupy PGNiG,
- optymalizacji zaangażowania kapitałowego PGNiG w akcje i udziały w spółkach niezwiązanych bezpośrednio z podstawową działalnością Grupy.

W realizacji założonych celów w Projekcie Matrix niezbędne jest zaangażowanie wykwalifikowanych pracowników z Grupy PGNiG, którzy będą współtworzyć zespoły, mając istotny wpływ na efekty prac.

Projekt Matrix powiązany jest z realizowanym od czerwca 2014 roku Programem Poprawy Efektywności (PPE) w Grupie PGNiG, w szczególności z inicjatywą 15. PPE – „Dezynwestycje kapitałowe i majątkowe”.

## Działania podjęte w obszarze nieruchomości

W obszarze nieruchomości podjęto następujące działania:

- dokonano wstępnej inwentaryzacji nieruchomości zbędnych stanowiących własność PGNiG oraz spółek zależnych,
- w ramach przeprowadzonych analiz na obecnym etapie prac zespołu zidentyfikowano 481 nieruchomości zbędnych z punktu widzenia podstawowej działalności Grupy PGNiG, z czego 167 nieruchomości uznano za aktywa o wysokim lub średnim potencjale sprzedaży.

nieruchomości wskazuje na istotę w wyborze prawidłowego podejścia przy opracowaniu modelu organizacji sprzedaży w Grupie PGNiG.

Na podstawie opracowanego przez Zespół Projektowy zapytania o informację uruchomiono postępowanie zakupowe na usługi doradcze w celu wypracowania podejścia do sprzedaży nieruchomości zbędnych.

Efektem prac Projektu Matrix w obszarze nieruchomości zbędnych (non-core) będą m.in.:

- identyfikacja, klasyfikacja oraz określenie planów działań wobec nieruchomości zbędnych w Grupie PGNiG,

- zdefiniowanie i inwentaryzacja nieruchomości zbędnych,
- opracowanie planów działań dla poszczególnych grup nieruchomości i indywidualnych działań wobec nieruchomości uznanych za priorytetowe,
- opracowanie „Strategii zarządzania nieruchomościami non-core w Grupie PGNiG” oraz wdrożenie modelu organizacji sprzedaży nieruchomości zbędnych,
- opracowanie optymalnego modelu organizacji sprzedaży nieruchomości zbędnych,
- utworzenie zespołu do obsługi procesów zbycia nieruchomości zbędnych w Grupie PGNiG.

Wpływ spowolnienia gospodarczego, aktualna tendencja i perspektywa rozwoju rynku



## Działania podjęte w obszarze spółek kapitałowych

Zatwierdzenie listy 24 spółek kapitałowych z Grupy PGNiG będących przedmiotem Projektu Matrix nastąpiło w drodze uchwały Zarządu z 5 sierpnia 2014 roku. Lista obejmuje spółki zależne, stowarzyszone i mniejszościowe w stosunku do PGNiG, tj.: Exalo Drilling, GEOFIZYKA Kraków, GEOFIZYKA Toruń, Geovita, PGNiG Technologie, PGNiG Serwis, Gazoprojekt, NYSAGAZ, PFK GASKON SA, „ZRUG” Sp. z o.o. w Poznaniu, ZWUG „INTERGAZ” Sp. z o.o., Polski Serwis Płynów Wiertniczych Sp. z o.o., Walcownia Rur „Jedność” Sp. z o.o., Agencja Rynku Energii SA, Zakłady Metalowe Dezamet SA, INTAKUS SA, Regnon SA, PI GAZOTECH Sp. z o.o., Huta Stalowa Wola SA, GAZ Sp. z o.o., Powiśle Park Sp. z o.o., Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych „CHEMKOP” Sp. z o.o., GEOTERMIA Sp. z o.o., Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.

W ramach prac w Projekcie Matrix przeprowadzone zostaną analizy zasadności zaangażowania kapitałowego Grupy PGNiG. Dla spółek przeznaczonych do zbycia – ustalenie optymalnej ścieżki sprzedaży; dla spółek, które pozostaną w strukturze Grupy PGNiG – określenie docelowej roli i modelu współpracy spółki z Grupą. W efekcie przeprowadzonych analiz zostaną opracowane rekomendacje dla poszczególnych spółek i harmonogramy wdrożenia wypracowanych rekomendacji. W tym celu zostały uruchomione postępowania zakupowe na usługi doradcze.

Wobec specyfiki i istotności niektórych spółek przy opracowywaniu Szczegółowego Opisu Przedmiotu Umowy dotyczącego postępowań prowadzono konsultacje z pracownikami poszczególnych spółek i ekspertami z Oddziału Geologii i Eksploatacji PGNiG.

Ponadto w ramach Projektu Matrix:

- zgromadzono historyczne opracowania doradców zewnętrznych w obszarze spółek kapitałowych,
- sporządzono „metryki” dla spółek mniejszościowych, w których zawarte są istotne informacje o spółkach,
- wdrożono comiesięczny system raportowania w formie ankiety dotyczącej sytuacji ekonomiczno-finansowej i rynkowej Spółki.

Wdrożenie produktów Projektu Matrix ma na celu osiągnięcie wzrostu efektywności ekonomicznej oraz optymalnej docelowej struktury Grupy Kapitałowej PGNiG.



# DRUŻYNA





# Pracownicy

Pracownicy są najcenniejszym zasobem Grupy PGNiG – dzięki ich doświadczeniu pozostajemy liderem na rynku, zaś ich zaangażowanie umożliwia ciągły rozwój i podnoszenie jakości świadczonych usług oraz zdobywanie kompetencji w nowych obszarach działalności.

Grupa PGNiG jest jednym z największych pracodawców w Polsce. Zatrudnia zarówno osoby z ogromnym doświadczeniem i wysokimi kwalifikacjami, jak również jest pierwszym miejscem pracy dla wielu młodych ludzi.

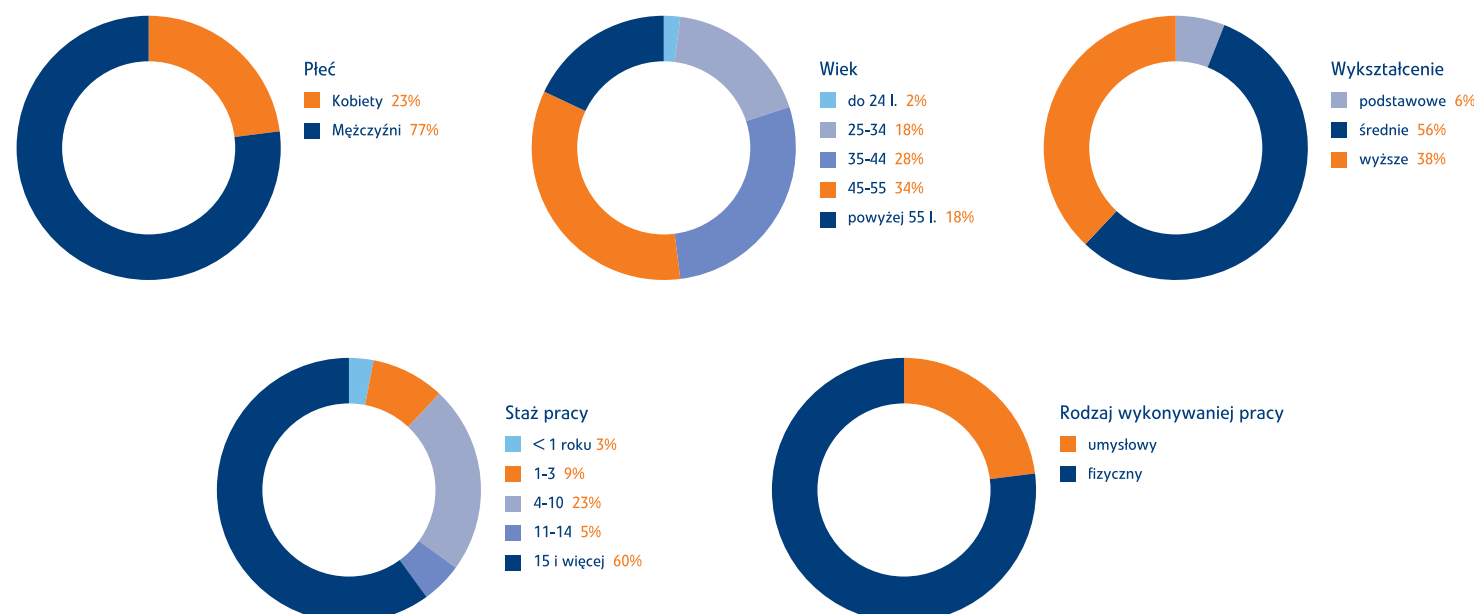
Tworzony w ten sposób kapitał jest dla nas najcenniejszym zasobem, bo to dzięki zaangażowaniu pracowników możemy świadczyć naszym Klientom usługi najwyższej jakości, osiągać sukcesy na arenie międzynarodowej oraz realizować szeroki program inwestycyjny.

W 2014 roku w Grupie PGNiG zatrudnionych było 28 996 osób. Oznacza to redukcję zatrudnienia w stosunku do roku ubiegłego o 1 934 osób, kiedy to w Grupie pracowało 30 930 osób.

## Zatrudnienie Grupy PGNiG na koniec roku według segmentów (w osobach)

	2014	2013	2012	2011	2010
Centrala PGNiG	689	606	617	838	840
Poszukiwanie i Wydobywanie	10 221	10 754	10 990	12 054	11 592
Obrót i Magazynowanie	3 240	3 464	3 780	3 841	3 809
Dystrybucja	12 173	13 050	13 255	13 865	13 881
Wytwarzanie	1 068	1 066	1 069	-	-
Pozostała działalność	1 605	1 990	2 327	2 185	2 296
Razem	28 996	30 930	32 038	32 783	32 418

## Zatrudnienie Grupy PGNiG na koniec 2014 roku (w osobach)



## Największy pracodawca

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

- organizację oraz dofinansowanie wypoczynku krajowego i zagranicznego dla pracowników i dzieci pracowników,
- organizację oraz dofinansowanie wypoczynku (sport, rekreacja i kultura),
- dofinansowanie niepublicznej opieki medycznej dla pracowników i ich rodzin.

## Rozwój

Inwestycje w zasoby ludzkie sprzyjają realizacji planów przedsiębiorstwa, pozwalają także urzeczywistnić indywidualne aspiracje poszczególnych pracowników. Ze względu na szerokie spektrum działalności spółek zależnych, podmioty Grupy PGNiG mają dużą swobodę w ustalaniu zakresu i rodzaju szkoleń pracowniczych.

Kluczową rolę w procesie rozwoju zasobów ludzkich odgrywa system zarządzania szkoleniami. Osoby zatrudnione w Grupie PGNiG mają możliwość podwyższania swoich kwalifikacji zawodowych przez 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 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 projektami oraz zarządzania zasobami ludzkimi.

W roku 2014 realizowany była druga edycja Akademii Zarządzania Projektami. Akademia Zarządzania Projektami w pierwszym etapie funkcjonowania (2013) była projektem polegającym na przeszkoleniu określonej ilości pracowników PGNiG z ogólnych zasad zarządzania projektami. Kolejna odsłona Projekt Akademii Zarządzania Projektami została zorganizowana w celu podniesienia świadomości projektowej pracowników PGNiG. Projekt ten był merytorycznie związany z projektem wdrożenia systemu zarządzania w organizacji. W ramach realizacji drugiej edycji Akademii Zarządzania Projektami

w 2014 roku przeszkolono 20 pracowników Biura Zarządzania Projektami, 40 kierowników projektów oraz 150 pracowników – członków zespołów projektowych. Kryterium sukcesu była także subiektywna ocena osiągnięcia przez uczestników świadomości projektowej przewidzianej dla poszczególnych ról.

Rozwój działalności poszukiwawczo-wydobywczej będzie wymagał od pracowników PGNiG umiejętności prowadzenia rozmów i negocjacji oraz nawiązywania długofalowej współpracy z przedstawicielami władz i społeczności lokalnych. Szkolenia, które organizujemy mają na celu przygotowanie pracowników do tej roli.

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.



## Racjonalizacja zatrudnienia

Od stycznia 2009 roku do 31 grudnia 2014 roku w Grupie PGNiG funkcjonował „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2009-2011 (III etap)”. Funkcjonowanie Programu było oparte na formule „na gotowość”. Mógł on być wdrażany w sytuacjach szczególnych

## Ocena pracy

W roku 2011 roku uruchomiony został w PGNiG System Oceny Pracy. System został stworzony w ramach inicjatywy „Wdrożenie nowego modelu zarządzania GK PGNiG” z „Programu budowy wartości Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2009-2015”. W celu dopasowania Systemu Oceny Pracy do dynamicznej sytuacji rynkowej, w 2012 roku 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. Ocena pracy każdego pracownika Spółki odbywa się co kwartał, na podstawie jednakowych kryteriów i zasad we wszystkich oddziałach. Elementem oceny, na który położony został

## Staże i praktyki

PGNiG w ramach organizacji praktyk i staży corocznie przyjmuje na praktyki laureatów konkursu Grasz o Staż oraz projektu Akademia Energii. Od roku 2015 w ramach programu praktyk do PGNiG dołączają również studenci Akademii Ekonomicznej w Krakowie.

i wymagał stosowania przez poszczególne spółki jednolitej dla całej Grupy Kapitałowej procedury. Źródłem finansowania świadczeń osłonowych wynikających z Programu były środki finansowe zgromadzone na kapitale rezerwowym PGNiG pn. „Centralny Fundusz Restrukturyzacji” lub inne fundusze tworzone przez spółki Grupy PGNiG.

szczególny nacisk, są indywidualne cele wyznaczone pracownikom, które powiązane są z celami strategicznymi organizacji. Realizując proces oceny, menadżer podczas spotkania z pracownikiem omawia cele i oczekiwania wobec pracownika oraz ma możliwość wskazania obszarów, nad którymi powinien pracować przy wsparciu przełożonego. Taką organizacją procesu umożliwia każdemu pracownikowi rozmowę o potrzebach i wyzwaniach jego stanowiska pracy, a także jest dla pracownika źródłem informacji zarówno na temat osiągnięć, jak też kwestii dotyczących własnego rozwoju. Jasność i przejrzystość kryteriów, prostota i powszechność systemu oraz cykliczność realizowanego procesu oceny to najważniejsze elementy charakteryzujące funkcjonujący w PGNiG system.

Ponadto w 2012 roku PGNiG uruchomiło program edukacyjny, który został stworzony z myślą o studentach uczelni technicznych, zainteresowanych branżą Oil&Gas. W ramach tego programu PGNiG m.in. organizuje praktyki absolwentkie w obszarze poszukiwań i wydobywania.

W 2014 roku Program był wdrożony w jednej ze spółek Grupy PGNiG – BUD-GAZ P.P.U.H Sp. z o.o. w likwidacji i dotyczył 15 pracowników. Koszty jednorazowych świadczeń osłonowych, przysługujących zwalnianym pracownikom zostały pokryte ze środków finansowych zgromadzonych na kapitale rezerwowym PGNiG pn. „Centralny Fundusz Restrukturyzacji”.

W roku 2013 System Oceny Pracy został zmodyfikowany. Dokonano zmiany w częstotliwości dokonywanej oceny oraz zniesiono obowiązek wyznaczania zadań dla dodatkowej grupy pracowników. W obecnej chwili proces oceny odbywa się dwa razy do roku.

Wdrożony w PGNiG System Oceny Pracy uzupełnia program zarządzania przez cele (MBO) dla kadry menadżerskiej. Kompleksowa ocena realizacji celów strategicznych organizacji daje podstawy do oceny i wynagradzania pracowników za realizację przyjętych w strategii celów. System ma na celu wzmacnianie poczucia odpowiedzialności pracowników za wyniki Grupy PGNiG.

Oferowane przez PGNiG 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 absolwentekich studentom wyższych uczelni z całej Polski.

## Rekrutacja

W PGNiG w pierwszej kolejności obowiązuje rekrutacja wewnętrzna. Pozwala to w pełni wykorzystać potencjał zatrudnionych w PGNiG pracowników, jest środkiem motywującym 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 – na tym etapie specjaliści zajmujący się rekrutacją dokonują analizy wszystkich nadesłanych aplikacji pod kątem wymagań postawionych w ogłoszeniu rekrutacyjnym.
2. Sprawdzenie wiedzy i umiejętności – wybrani w procesie selekcji kandydaci, których profil zawodowy jest zgodny ze stanowiskiem, na które prowadzona jest rekrutacja zostają

## 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.

zaprośzeni na testy. Rodzaj testu jest uzależniony od rodzaju umiejętności, jakich wymaga dane stanowisko. Stosowane najczęściej testy:

- testy sprawdzające poziom wiedzy merytorycznej,
- próbki pracy,
- testy badające znajomość języka obcego,
- testy sprawdzające umiejętności analitycznego i logicznego myślenia,
- testy sprawdzające umiejętność radzenia sobie z problemami.

3. Rozmowa kwalifikacyjna – jeżeli wyniki testów są pozytywne, kandydat otrzymuje zaproszenie na rozmowę kwalifikacyjną. Podczas rozmowy pyta się przede wszystkim o sytuacje zawodowe, w których kandydaci wykorzystywali niezbędną na obsadzonym stanowisku pracy wiedzę i umiejętności. Na tym etapie rekrutacji weryfikowany jest również poziom przyswojenia kompetencji miękkich

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 higieny pracy realizowanej w Grupie PGNiG, zarówno przez Zarząd, jak i każdego pracownika.

niezbędnych na obsadzonym stanowisku pracy. W ocenie pomocne często okazują się ankiety/testy kompetencji oraz analizy stylu zachowania w pracy. Rozmowa rekrutacyjna jest również okazją do wzajemnego poznania się. Podczas takiej rozmowy, kandydaci mogą zapytać o wszystko, co ich interesuje i wyjaśnić ewentualne wątpliwości związane z przyszłą pracą.

4. Rozmowa z menedżerem – osoby zakwalifikowane do tego etapu odbywają rozmowę z menadżerem komórki poszukującej pracownika. Wynikiem rozmowy jest ostateczna decyzja co do przyjęcia na dane stanowisko jednego z kandydatów.

5. Zakończenie rekrutacji – wszystkie osoby zakwalifikowane do drugiego i kolejnych etapów rekrutacji otrzymują informację zwrotną o wynikach procesu rekrutacyjnego.

Ponadto w celu spełnienia najwyższych światowych wymagań pozyskiwania nowych kontraktów i kontrahentów oraz doskonalenia i współpracy z podmiotami zagranicznymi, funkcjonuje Operatorski System Bezpieczeństwa HSE (Health, Safety and Environment). Polega on na ochronie zdrowia pracowników, zapewnieniu bezpiecznych warunków pracy oraz trosce o środowisko. Funkcjonowanie Systemu Bezpieczeństwa HSE jest niewymuszonym prawnie, dobrowolnym działaniem firmy, wyprzedzającym zobowiązania i regulacje prawne. Kolejnym krokiem w PGNiG w 2014 roku było podjęcie działań zmierzających do utworzenia ujednolitego i zintegrowanego w całej spółce Systemu Zarządzania Jakością, Bezpieczeństwem Pracy, Ochroną Zdrowia i Środowiska – QHSE w PGNiG w celu utrzymania najwyższego poziomu bezpieczeństwa pracowników, społeczności lokalnych oraz ochrony środowiska poprzez prowadzenie operacji w sposób bezpieczny oraz ze minimalizowaniem ryzyka. Wniosek w tej sprawie skierowano na posiedzenie Zarządu PGNiG w grudniu 2014 roku.





## Kodeks Etyki i działania Pełnomocnika ds. Etyki

Wiarygodność, odpowiedzialność, partnerstwo i jakość to wartości, które wybraliśmy jako najważniejsze dla naszej firmy w procesie tworzenia Kodeksu Etyki Pracowników PGNiG kilka lat temu. Te wartości zawsze były bliskie pracownikom PGNiG – są bowiem integralną częścią etosu górniczego, definiującego naszą tradycję i wciąż istotnego we współczesnej działalności PGNiG. Kodeks Etyki, będący elementem całościowego programu etycznego, przedstawia konkretne zasady postępowania pracowników, wynikające z deklarowanych wartości i zgodne z najlepszą praktyką światową w branży.

Opracowaliśmy także w toku konsultacji Kodeks odpowiedzialnego pozyskiwania gazu ziemnego i ropy naftowej. Dotyczy on kształtowania dialogu

ze społecznościami lokalnymi – mieszkańcami terenów, na których podejmujemy lub planujemy podjąć działania poszukiwawcze i wydobywcze.

Od kilku lat funkcjonuje także System Zarządzania Programem Etycznym i Komitet ds. Etyki, składający się z dyrektorów kluczowych obszarów biorących udział we wdrażaniu standardów etycznych. Członkowie Komitetu spotykają się co najmniej 2 razy do roku. Także spółki Grupy PGNiG posiadają swoje kodeksy oraz pełnomocników ds. etyki.

„Linia etyki”, obsługiwana przez Pełnomocnika ds. Etyki, umożliwia zgłaszanie ewentualnych naruszeń przyjętych standardów postępowania oraz pozwala na rozwianie wątpliwości w zakresie stosowania zasad etyki przez pracowników PGNiG.

Oprócz specjalnego numeru telefonicznego funkcjonuje również skrzynka mailowa, dostępna dla wszystkich pracowników. Naruszenia można także zgłaszać anonimowo. W ramach programu etycznego obowiązują szczegółowe rozwiązania organizacyjne oraz procedury, szereg instrumentów z obszaru infrastruktury etycznej, a także udostępnione są pracownikom do dyskusji takie narzędzia, jak blog etyczny, na którym regularnie pojawiają się wpisy o tematyce etycznej.

Funkcjonowanie Systemu Zarządzania Programem Etycznym jest niezbędnym elementem budowania zrównoważonej i konkurencyjnej firmy, przynoszącej zarówno sukces rynkowy, jak i zapewniającej rozwój osobisty i satysfakcję zatrudnionym w niej pracownikom.

## Działalność sportowa

Towarzystwo Sportowo-Turystyczne Nafty i Gazu Sportgas od ponad 11 lat aktywnie angażuje się i promuje ważne inicjatywy, które służą rozwojowi kultury fizycznej i sportu. W ramach prężnie funkcjonujących sekcji sportowych, takich jak m.in.: tenisowa, piłkarska, badmintonowa, strzelecka, siatkarska, brydżowa, koszykarska, squash i biegowa, organizowane są profesjonalne zawody i rozgrywki, a także specjalne pokazy

sportowe. W działalność stowarzyszenia zaangażowani są nie tylko pracownicy Grupy PGNiG, ale także innych firm z branży energetycznej, co sprawia, że rywalizacja sportowa jest bardziej pasjonująca.

W 2014 roku ponad trzystu członków Sportgas miało okazję rozwijać swoje sportowe pasje i umiejętności w wielu przedsięwzięciach propagujących aktywny tryb życia i zdrową

rywalizację. Przy okazji członkowie Sportgas odnosili sukcesy indywidualne i drużynowe. Wygrali m.in. prestiżową biznes ligę tenisową, zdobyli pierwsze miejsce indywidualne i drużynowo w Branżowych Mistrzostwach Polski w tenisie, a także godnie reprezentowali i odnosili równie ważne zwycięstwa w innych dyscyplinach sportowych: w badmintonie, brydżu, piłce nożnej i biegach. Szczegółowe informacje na [www.sportgas.pl](http://www.sportgas.pl).



## Komunikacja wewnętrzna

Celem komunikacji wewnętrznej w Grupie PGNiG jest budowanie poczucia rzeczywistej identyfikacji pracowników grupy z celami strategicznymi Grupy Kapitałowej, ich satysfakcja z pracy w Grupie i aktywny udział w realizacji celów Grupy PGNiG. Zatem współpraca i integracja zatrudnionych w Grupie PGNiG osób to istotny element wpływający na efektywność i jakość wykonywanej pracy.

W codziennych obowiązkach wykorzystywane są zarówno tradycyjne, jak i elektroniczne narzędzia komunikacji. W ramach wprowadzonych już w życie działań pracownicy otrzymują codzienny, elektroniczny newsletter z najważniejszymi informacjami dotyczącymi wydarzeń w Grupie PGNiG, a raz na dwa miesiące – wewnętrzny „MAGAZYN” zawierający informacje o najważniejszych wydarzeniach czy inwestycjach w całej Grupie PGNiG zgrupowane w poszczególnych działach tematycznych.

W Grupie PGNiG od kilku lat działa system informacyjny oparty na tzw. komunikatorach – osobach odpowiedzialnych za przekazywanie informacji innym osobom zatrudnionym w Grupie PGNiG.

Ponadto raz w roku ukazuje się również Raport społeczny zawierający pełny obraz działań prowadzonych w ramach społecznej odpowiedzialności biznesu w Grupie.

Stalym i najbardziej aktualnym źródłem informacji dla pracowników jest wewnętrzny Portal Intranetowy PGNiG Info, który oferuje użytkownikom wszystkie niezbędne dane i funkcje niezależnie od miejsca dostępu w ramach sieci PGNiG. Za pomocą Intranetu Korporacyjnego pracownicy mogą komunikować na różnych poziomach dostępu ważne informacje dotyczące pracy. W Intranecie PGNiG wbudowany jest webowy komunikator tekstowy do szybkiej wymiany informacji pomiędzy pracownikami

– Outlook. Oprogramowanie to daje możliwość komunikacji z innymi użytkownikami w naszej sieci, możliwa jest rozmowa tekstowa w czasie rzeczywistym. Podstawowe zastosowania tego rozwiązania to: spotkania grupowe, wspólna komunikacja oraz realizacja wspólnych projektów zespołowych wewnątrz przedsiębiorstwa. W Intranecie znajduje się także wyszukiwarka przyspieszająca dostęp do potrzebnych informacji i pozwalająca na przeszukiwanie zarówno zawartości dokumentów oraz plików umieszczonych w portalu korporacyjnym, jak również stron www. Co ciekawe, każdy pracownik według własnego pomysłu i upodobań może zagospodarować specjalnie dla niego dedykowaną przestrzeń, w której znajdują się łącza do portalu oddziału, w którym pracuje, służbowej poczty e-mail Outlook, służbowego kalendarza i komunikatora firmowego. Na tablicy ogłoszeń można zamieścić ogłoszenia w rodzaju – sprzedam, kupię, zamienię. System komunikacji wewnętrznej, w tym Portal Intranetowy PGNiG, jest stale doskonalony.





# ZASADA FAIR PLAY CZYLI OCHRONA ŚRODOWISKA



# Ochrona środowiska

Działalność Grupy PGNiG nie pozostaje bez wpływu na równowagę środowiska naturalnego. Zarówno eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, jak i dystrybucja tych surowców to ingerencja w środowisko naturalne. Z drugiej strony wykorzystanie gazu ziemnego pozwala na ograniczenie wielkości emisji zanieczyszczeń do atmosfery w porównaniu z pozostałymi paliwami kopalnymi.

Wszystkie spółki Grupy PGNiG dążą do zminimalizowania negatywnych skutków prowadzonej działalności. Wykorzystują do tego obowiązujące przepisy krajowe i unijne, a także wewnętrzne normy i zarządzenia. Wdrożenie oraz certyfikacja systemów zarządzania środowiskowego w większości oddziałów PGNiG i spółek Grupy PGNiG przyczyniła się do osiągnięcia wymiernych efektów ekologicznych. W naszych działaniach dążymy przede wszystkim do samoograniczenia negatywnego wpływu na środowisko i stale kontrolujemy prowadzone

procesy. W zgodzie z tymi zasadami, spółki Grupy PGNiG prowadzą działalność nie tylko na terenie Polski, ale również w ramach poszukiwania złóż poza granicami kraju. Zadania proekologiczne towarzyszą aktywności Grupy PGNiG w każdym obszarze – przy eksploatacji złóż węglowodorów, ich dystrybucji oraz magazynowaniu.

Stosując się do przepisów zawartych w ustawie Prawo ochrony środowiska, spółki Grupy PGNiG prowadzą 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.

PGNiG dba również o edukację swych pracowników w zakresie ochrony środowiska. Spółka organizuje szkolenia i konferencje, na których omawiane są najistotniejsze zagadnienia z zakresu ochrony środowiska i wypracowywany jest wspólny zakres zadań do dalszej realizacji, odnoszący się przede wszystkim do celów przyjętych w Strategii CSR dla Grupy PGNiG.



## System zarządzania środowiskowego

System zarządzania środowiskowego funkcjonuje w oparciu o znaczące aspekty środowiskowe, które bezpośrednio przekładają się na pozostałe elementy systemu – politykę środowiskową, cele i zadania, monitorowanie i pomiary oraz sterowanie operacyjne.

W większości jednostek Grupy PGNiG wdrożono, certyfikowano i utrzymuje się system zarządzania środowiskowego (SZŚ), oparty na normie PN-EN ISO 14001, często zintegrowany z innymi systemami, m.in. zarządzania jakością, bezpieczeństwem i higieną pracy

oraz bezpieczeństwem informacji oraz Operatorskim Systemem Bezpieczeństwa HSE.

W Centrali Spółki rozpoczęto prace nad opracowaniem ogólnych zasad funkcjonowania służb BHP, ppoż., HSE i zarządzania środowiskowego, w celu przygotowania i wdrożenia „Systemu Zarządzania Jakością, Bezpieczeństwem Pracy, Ochroną Zdrowia i Środowiska – QHSE w PGNiG SA” wg norm ISO 9001, 14001 i OHSAS 18001 oraz wytycznych HSE. System QHSE obejmie swoim zasięgiem wszystkie jednostki organizacyjne wchodzące w skład Spółki PGNiG. W I kwartale 2014 roku PGNiG

zakończyło projekt wdrażania systemu zarządzania środowiskowego w oddziałach handlowych Spółki. Przygotowano kompletną dokumentację systemową zgodną z wymaganiami normy ISO 14001 obejmującą procedury oraz wytyczne sterowania operacyjnego. Wszystkie dokumenty systemowe są opracowane w taki sposób, aby je można dostosować do struktury nowo powołanej spółki PGNiG OD i wdrożyć do stosowania.

Szczegółowe informacje dotyczące działań w zakresie ochrony środowiska znajdują się w rozdziałach: Poszukiwanie i Wydobywanie (str. 70) oraz Wytwarzanie (str. 105).





# **PGNiG SUPERLIGA CZYLI LIDER. W BRANŻY**





# Sponsoring

PGNiG od 2010 roku jest Sponsorem Strategicznym Polskiej Piłki Ręcznej. Nieprzerwanie – już piąty rok – wspieramy seniorskie Reprezentacje Polski Kobiet i Mężczyzn, Reprezentacje Młodzieżowe, a także jesteśmy sponsorem tytułowym Superligi oraz Pucharu Polski Kobiet i Mężczyzn. Jesteśmy przekonani, że nasze zaangażowanie sprzyja rozwojowi tej wspaniałej dyscypliny oraz przyczynia się do budowania w społeczeństwie postaw prozdrowotnych.

Jako spółka odpowiedzialna społecznie PGNiG angażuje się w szereg innych inicjatyw związanych z piłką ręczną. W 2014 roku za pośrednictwem Fundacji PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza rozpoczął się projekt pn. „PGNiG Akademia Małych Mistrzów”. Ideą projektu jest umożliwienie dostępu do aktywności fizycznej jak najszerszej grupie dzieci w wieku szkolnym, w celu zainteresowania ich piłką ręczną. Zajęcia prowadzone są przez wykwalifikowaną kadrę trenerską w ramach innowacyjnego systemu szkoleń zaczerpniętego z doświadczeń duńskich i niemieckich.

PGNiG od dwóch 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 roku 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. Wspieramy inicjatywy ważne dla społeczności. Jesteśmy Mecenasem Teatru Polonia, Och Teatru, Teatru Starego w Lublinie i Teatru 6. piętro.

Dużą uwagę przywiązujemy również do dbałości o poziom wiedzy, szczególnie wśród młodego pokolenia. Zaprocentuje to w przyszłości wysoko kwalifikowanymi kadrami dla wielu dziedzin gospodarki, w tym dla górnictwa ropy naftowej i gazu ziemnego, a także dla energetyki. Bierzemy

aktywny udział w inicjatywach naukowych (kongresach, konferencjach, sympozjach) służących transferowi wiedzy. Współpracujemy przede wszystkim z uczelniami wyższymi, takimi jak: Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Politechnika Warszawska, Uniwersytet Gdański.

Staramy się godzić biznes z zaangażowaniem na rzecz społeczeństwa, aby jak najlepiej zaspakajać oczekiwania naszych Klientów, a także pozytywnie odpowiadać na potrzeby naszego otoczenia.

W 2014 roku Zarząd PGNiG przyjął nową „Strategię sponsoringową GK PGNiG 2015-2016” oraz „Zasady zarządzania działaniami sponsoringowymi w GK PGNiG”. Regulacje te systematyzują i uspołniają działania sponsoringowe w Grupie PGNiG.



Mecz Towarzyski Polska – Dania, 20.06.2015, Kraków, foto Grzegorz Trzpił



Wizyta dzieci z domu dziecka w Woli Gałęzowskiej w Muzeum Gazownictwa w Warszawie. Autor: Marek Wiśniewski (Puls Biznesu).



Przedstawienie „Zagraj to jeszcze raz, Sam” w Teatrze 6.piętro. Zdjęcie: Rafał Latoszek.



# ZASADY CZYLI ŁAD KORPORACYJNY





# 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 dziewięciu członków, trzech z nich – jest powoływanych przez pracowników PGNiG.

## Zarząd

Zarząd jest organem wykonawczym, kierującym działalnością PGNiG i reprezentującym Spółkę we wszystkich czynnościach sądowych i pozasądowych. W Zarządzie PGNiG zasiada od dwóch do siedmiu osób, przy czym liczbę

członków określa Rada Nadzorcza. Członkowie Zarządu są powoływani na wspólną kadencję, która trwa trzy lata. Do kompetencji tego organu należą wszelkie sprawy związane z prowadzeniem działalności PGNiG, które nie zostały zastrzeżone

przepisami prawa lub postanowieniami Statutu. Zarząd działa na podstawie przepisów prawa, ze szczególnym uwzględnieniem przepisów Kodeksu spółek handlowych oraz postanowień Statutu i Regulaminu Zarządu.

## Komitet Audytu

Komitet Audytu działa w ramach Rady Nadzorczej jako stały organ od 27 listopada 2008 roku. 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.

Szczegółowe informacje na temat uprawnień i sposobu funkcjonowania organów Spółki zawiera Statut oraz regulaminy: Walnego Zgromadzenia, Rady Nadzorczej (wraz z regulaminem Komitetu Audytu) oraz Zarządu. Dokumenty te są dostępne na stronie internetowej [www.pgnig.pl](http://www.pgnig.pl) w sekcji „Ład korporacyjny”.

## Dobre praktyki

Zarząd PGNiG przykłada dużą wagę do przestrzegania wymogów ładu korporacyjnego. Od swojego debiutu giełdowego w 2005 roku

Spółka stosuje się do zaleceń Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie zawartych w dokumencie „Dobre praktyki spółek notowanych

na GPW”. Raporty dotyczące przestrzegania zasad ładu korporacyjnego przez PGNiG są publikowane na stronie internetowej pod adresem [www.pgnig.pl](http://www.pgnig.pl) w sekcji „Ład korporacyjny”.



## Specjalne uprawnienia kontrolne

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

Dodatkowo na podstawie Statutu Skarb Państwa (jako akcjonariusz) wyraża, w formie pisemnej, zgodę: (i) na zmianę istotnych postanowień obowiązujących umów handlowych dotyczących importu gazu ziemnego do Polski oraz na zawarcie nowych takich umów handlowych, jak również (ii) na realizację strategicznych przedsięwzięć inwestycyjnych lub udział Emitenta w przedsięwzięciach inwestycyjnych trwale

lub przejściowo pogarszających efektywność ekonomicznej 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 roku w Rejestrze Przedsiębiorców zostały wpisane zmiany w Statucie PGNiG wprowadzone uchwałą z dnia 6 grudnia 2012 roku 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.



## 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 roku w sprawie przeprowadzania postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko członka Zarządu w niektórych spółkach handlowych (Dz.U. Nr 55, poz. 476, (ze zm.)). Taki tryb wyboru nie dotyczy członka Zarządu wybieranego przez pracowników.

Do czasu, gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Emitenta, a Emitent zatrudnia średniorocznie powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorcza

powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników, na okres kadencji Zarządu. Za kandydata na członka Zarządu wybranego przez pracowników uznaje się osobę, która w wyborach uzyskała nie mniej niż 50% plus 1 ważne oddanych głosów, a wynik głosowania jest wiążący dla Rady Nadzorczej pod warunkiem udziału w nim co najmniej 50% wszystkich pracowników Emitenta.

Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Członek Zarządu może złożyć rezygnację z pełnionej funkcji 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 1/20 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 1/20 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. Pełnomocnictwo winno być sporządzone w języku polskim i może być przesłane do Spółki przed Walnym Zgromadzeniem w wersji elektronicznej w formie PDF (skan) na adres e-mail: wz@pgnig.pl. Akcjonariusze i pełnomocnicy powinni posiadać przy sobie dowód tożsamości.

W związku z tym, iż Spółka nie przewiduje możliwości uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej (w tym wypowiedzania się w trakcie Walnego Zgromadzenia przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej), wykonywania prawa głosu drogą korespondencyjną lub przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej, formularze do głosowania przez pełnomocników nie będą publikowane.

Przedstawiciele osób prawnych powinni dysponować oryginałem lub poświadczoną przez notariusza kopią odpisu z właściwego rejestru (z ostatnich 3 miesięcy), a jeżeli ich prawo do reprezentowania nie wynika z rejestru, to powinni dysponować pisemnym pełnomocnictwem (w oryginale lub kopii 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](http://www.pgnig.pl) w zakładce: Walne Zgromadzenia – Informacje dla akcjonariuszy.



# KLASYFIKACJA KONCOWA CZYLI SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE 2014





# Skonsolidowane sprawozdanie 2014

W całym roku wynik EBITDA Grupy wyniósł ponad 6,3 mld zł. Wzrost wyniku EBITDA o ponad 700 mln zł oraz zysku netto o 900 mln zł rok do roku to istotne osiągnięcie w perspektywie zmiennych czynników makroekonomicznych i postępującej deregulacji rynku gazu w Polsce.

Wolumen sprzedaży gazu przez Grupę wyniósł 18,6 mld m<sup>3</sup>, czyli o 15% więcej rok do roku, przy zmienionej przez obligo giełdowe i łagodną zimę strukturze sprzedaży. Koszt gazu natomiast wzrósł jedynie o 7%, do 18,8 mld zł, co w kontekście takiego zwiększenia wolumenu oznacza obniżenie jednostkowych kosztów gazu. Decydującą rolę w spadku kosztów odegrała ta część kontraktów importowych, które związane są z giełdowymi cenami gazu. Średnioroczne ceny kontraktów gazowych na TTF zmniejszyły się o 18% rok do roku.

Wskutek niższych kosztów odsetkowych oraz częściowego rozwiązania odpisu na wartości udziałów w spółce EuRoPol GAZ dobry wynik na poziomie operacyjnym przełożył się na znaczący wzrost zysku netto Grupy do ponad 2,8 mld zł. Jednostkowy wynik netto PGNiG osiągnął 1,9 mld zł.

## 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

Obraz udziału segmentów w wyniku EBITDA 2014 zmienił się w porównaniu do roku poprzedniego. Zauważalne jest zmniejszenie wyniku segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie ze względu na wyższe odpisy oraz niższe przychody ze sprzedaży ropy naftowej. Jego wkład w wynik Grupy wyniósł 50% wobec 60% w roku 2013. Rosły wyniki Dystrybucji oraz Obrotu i Magazynowania. Obrót i Magazynowanie mocno poprawił wynik EBITDA dzięki niższemu kosztom zakupu gazu w obliczu stabilnych cen taryfowych. Ponad 400 mln zł wzrostu EBITDA w Dystrybucji należy przypisać mniejszemu obciążeniu zdarzeniami jednorazowymi: w 2013 roku zyski zostały zredukowane przez rekalkulację rezerwy aktuarialnej, większe koszty bilansowania systemu oraz rezerwę na nagrodę z zysku, ale także minimalizowaniu kosztów zarządalnych. Segment Wytwarzanie uzyskał nieco niższe rezultaty wskutek zmniejszonych wolumenów sprzedaży, wynikających z wyższych temperatur.

jest jednostką dominującą, na które składa się skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej sporządzone na dzień 31 grudnia 2014 roku, skonsolidowany rachunek zysków i strat oraz skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych

Grupa PGNiG utrzymuje silną pozycję finansową. Na koniec grudnia w bilansie Grupy znajdowało się blisko 3 mld zł gotówki, przy wskaźniku dług netto do EBITDA na poziomie poniżej 0,5. Dług netto uległ zmniejszeniu kwartał do kwartału z 3,4 do 2,9 mld zł.

W perspektywie realizacji inwestycji w ramach Strategii 2014-2022 niski poziom zadłużenia jest dobrym punktem wyjściowym, by finansować nowe obszary rozwoju, w tym zakup aktywów wydobywczych, oraz dywidendę.

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 odnoszącymi się do emitentów papierów wartościowych dopuszczonych

do obrotu na rynku oficjalnych notowań giełdowych i innymi obowiązującymi przepisami oraz sporządzenie sprawozdania z działalności Grupy Kapitałowej. Zarząd jednostki dominującej jest odpowiedzialny również za kontrolę wewnętrzną, którą uznaje za niezbędną, aby sporządzone sprawozdania finansowe były wolne od nieprawidłowości powstałych wskutek celowych działań lub błędów.

Zgodnie z Ustawą z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz. U. z 2013 r. Nr 330 z późniejszymi zmianami, dalej „ustawa o rachunkowości”), Zarząd jednostki dominującej oraz członkowie Rady Nadzorczej są zobowiązani do zapewnienia, aby skonsolidowane sprawozdanie finansowe oraz sprawozdanie 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 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 odpowiedniości 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 2014 roku, wynik finansowy oraz przepływy pieniężne za rok obrotowy kończący się tego dnia, 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 skonsolidowanego sprawozdania finansowego przepisami prawa obowiązującymi Grupę Kapitałową.

## Inne kwestie

Ponadto, zgodnie z wymogami ustawy o rachunkowości, stwierdzamy, że sprawozdanie 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 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne

informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz. U. z 2009 r., nr 33, poz. 259) 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 Sp. z o.o. podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych nr 477  
ul. Orzycka 6, lok. 1B, 02-695 Warszawa  
Warszawa, 19 lutego 2015 roku



# Raport uzupełniający opinię z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego za rok obrotowy kończący się 31 grudnia 2014 roku

## 1. Część ogólna raportu

### 1.1. Dane identyfikujące Grupę Kapitałową

#### 1.1.1. Nazwa Grupy Kapitałowej

Grupa Kapitałowa PGNiG

#### 1.1.2. Siedziba jednostki dominującej

ul. Marcina Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa

#### 1.1.3. Rejestracja jednostki dominującej w Krajowym Rejestrze Sądowym

Sąd rejestrowy: Sąd Rejonowy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego

Data: 14.11.2001 r.

Numer rejestru: KRS 59492

REGON: 012216736

NIP: 525-000-80-28

#### 1.1.4. Struktura własności jednostki dominującej

Na dzień 31.12.2014 r. struktura własności kapitału zakładowego jednostki dominującej w wysokości 5.900.000.000,00 zł przedstawia się następująco:

Nazwa akcjonariusza	Ilość akcji	Ilość głosów (w %)	Wartość nominalna akcji (zł '000)	Udział w kapitale zakładowym (w %)
Skarb Państwa	4 271 717 836	72,40%	4 271 717,84	72,40%
Pozostali < 5%	1 628 282 164	27,60%	1 628 282,16	27,60%
	5 900 000 000	100,0%	5 900 000,00	100,0%

Wysokość kapitału zakładowego jest zgodna z KRS.

### 1.1.5. Informacja o jednostkach wchodzących w skład Grupy Kapitałowej

#### 1.1.5.1. Jednostki objęte skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym

Według stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku następujące jednostki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej zostały objęte konsolidacją:

Jednostka dominująca:

- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA.

Jednostki bezpośrednio zależne objęte konsolidacją metodą pełną:

- Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa Gazoprojekt SA,
- Exalo Drilling SA,
- GEOFIZYKA Kraków SA,
- GEOFIZYKA Toruń SA,
- Geovita SA,
- Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.,
- PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.,
- PGNiG Serwis Sp. z o.o.,
- PGNiG Technologie SA,
- PGNiG Termika SA,
- Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.,
- PGNiG Finance AB,
- PGNiG Sales & Trading GmbH,
- PGNiG Upstream International AS,
- Polish Oil And Gas Company Libya B.V.

Spółki pośrednio zależne objęte konsolidacją:

- Gaz Sp. z o.o. (Spółka zależna od Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.),
- Powiśle Park Sp. z o.o. (Spółka zależna od Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.),
- Oil Tech International F.Z.E. (Spółka zależna od Exalo Drilling SA),
- Poltava Services LLC (Spółka zależna od Exalo Drilling SA),
- XOOL GmbH, (Spółka zależna od PGNiG Sales&Trading GmbH).

Jednostki współzależne i stowarzyszone wyceniane metodą praw własności:

- GAS-TRADING SA
- SGT EUROPOL GAZ SA

#### 1.1.5.2. Jednostki nieobjęte skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym

Według stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku następujące jednostki zależne wchodzące w skład Grupy Kapitałowej nie zostały objęte konsolidacją:

- Spółki bezpośrednio zależne:
  - PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.,
  - PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.,
  - PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.,
  - BUD-GAZ P.P.U.H. Sp. z o.o. w likwidacji,
  - Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o. w likwidacji,
  - NYSAGAZ Sp. z o.o.
- Spółki pośrednio zależne:
  - CHEMKOP Sp. z o.o. Kraków,
  - Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.,
  - Zakład Separacji Popiołów Siekierki Sp. z o.o.,
  - Gas Assets Management Sp. z o.o. w organizacji.

Wymienione powyżej kontrolowane jednostki zależne, których sprawozdania finansowe wykazują nieistotne wielkości dla realizacji obowiązku rzetelnego i jasnego przedstawienia sytuacji majątkowej i finansowej Grupy, nie zostały objęte konsolidacją.

#### 1.1.6. Kierownik jednostki dominującej

Funkcje kierownika jednostki sprawuje Zarząd jednostki dominującej. Według stanu na dzień wydania opinii w skład Zarządu jednostki dominującej wchodzi:

- Mariusz Zawisza – Prezes Zarządu,
- Jarosław Bauc – Wiceprezes Zarządu,
- Zbigniew Skrzyplikiewicz – Wiceprezes Zarządu,
- Waldemar Wójcik – Wiceprezes Zarządu.

Zmiany w składzie Zarządu w trakcie badanego okresu do dnia wydania opinii zostały opisane w dodatkowych informacjach i objaśnieniach do skonsolidowanego sprawozdania finansowego w nocy numer 1.6.

### 1.2. Dane identyfikujące kluczowego biegłego rewidenta i podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych

#### 1.2.1. Dane identyfikujące kluczowego biegłego rewidenta:

Imię i nazwisko: Mariusz Kuciński

Numer w rejestrze: 9802

#### 1.2.2. Dane identyfikujące podmiot uprawniony do badania:

Firma: PKF Consult Sp. z o.o.

Siedziba: Warszawa

Adres: ul. Orzycka 6, lok. 1B, 02-695 Warszawa

Numer rejestru: KRS 0000034774

Sąd rejestrowy: Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy w Warszawie, XIII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego

Kapitał zakładowy: 128.050,00 zł

Numer NIP: 521-05-27-710

PKF Consult Sp. z o.o. jest wpisana na listę podmiotów uprawnionych do badania sprawozdań finansowych pod numerem 477.

Badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego przeprowadzono zgodnie z umową z dnia 5 lutego 2013 roku, zawartą na podstawie uchwały Rady Nadzorczej PGNiG SA z dnia 23 stycznia 2013 roku odnośnie wyboru podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego.

Badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego zostało przeprowadzone w siedzibie jednostki dominującej w okresie od 12 stycznia 2015 roku do 19 lutego 2015 roku.

Kluczowy biegły rewident oraz PKF Consult Sp. z o.o. spełniają wymóg niezależności od badanej Grupy Kapitałowej w rozumieniu art. 56 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 7 maja 2009 roku o biegłych rewidentach i ich samorządzie, podmiotach uprawnionych do badania sprawozdań finansowych oraz o nadzorze publicznym (Dz. U. Nr 77 poz. 649 z późn. zm.).

### 1.3. Informacje o skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za poprzedni rok obrotowy

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe sporządzone na dzień 31 grudnia 2013 roku i za okres kończący się tego dnia zostało zbadane przez PKF Consult Sp. z o.o. i uzyskało opinię biegłego rewidenta bez zastrzeżeń.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało zatwierdzone w dniu 15 maja 2014 roku przez Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy PGNiG SA.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało złożone w Sądzie Rejestrowym w dniu 22 maja 2014 roku.



## 1.4. Zakres prac i odpowiedzialności

Niniejszy raport został przygotowany dla Walnego Zgromadzenia i Rady Nadzorczej Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA z siedzibą w Warszawie przy ul. Kasprzaka 25 i dotyczy skonsolidowanego sprawozdania finansowego, na które składa się skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej sporządzone na dzień 31 grudnia 2014 roku, 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.

Badana jednostka sporządza skonsolidowane sprawozdanie finansowe zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, które zostały zatwierdzone przez Unię Europejską, na podstawie decyzji Walnego Zgromadzenia z dnia 15 grudnia 2006 roku.

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 ustaleniu szczegółowej metodyki planowania i przeprowadzania badania sprawozdania finansowego i w razie wątpliwości – Międzynarodowych Standardów Rewizji Finansowej.

Zarząd jednostki dominującej jest odpowiedzialny za sporządzenie i rzetelną prezentację skonsolidowanego sprawozdania finansowego zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości

Finansowej, które zostały zatwierdzone przez Unię Europejską, jak również wymogami odnoszącymi się do emitentów papierów wartościowych dopuszczonych do obrotu na rynku oficjalnych notowań giełdowych oraz z innymi obowiązującymi przepisami, oraz za sporządzenie sprawozdania z działalności Grupy Kapitałowej.

Naszym zadaniem było, w oparciu o przeprowadzone badanie, wyrażenie opinii i sporządzenie raportu uzupełniającego, odnośnie tego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Zarząd jednostki dominującej złożył w dniu wydania niniejszego raportu oświadczenie o rzetelności i jasności skonsolidowanego sprawozdania finansowego przedstawionego do badania oraz niezastąpieniu zdarzeń wpływających w sposób znaczący na dane wykazane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za rok badany.

W trakcie badania sprawozdania finansowego Zarząd jednostki dominującej złożył wszystkie żądane przez nas oświadczenia, wyjaśnienia i informacje oraz udostępnił nam wszelkie dokumenty i informacje niezbędne do wydania opinii i przygotowania raportu.

Zakres planowanej i wykonanej pracy nie został w żaden sposób ograniczony. Zakres i sposób przeprowadzonego badania wynika ze sporządzonej przez nas dokumentacji roboczej, znajdującej się w siedzibie PKF Consult Sp. z o.o.

## 1.5. Informacje o przeprowadzonych badaniach sprawozdań finansowych jednostek objętych konsolidacją

Na badane skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej składają się sprawozdania jednostkowe jednostki dominującej, Spółek podporządkowanych oraz Grup Kapitałowych, sporządzone na dzień 31 grudnia 2014 roku, które zostały zbadane i uzyskały opinię:

Nazwa jednostki	Podmiot uprawniony do badania	Rodzaj opinii biegłego rewidenta	Metoda konsolidacji/wyceny
BSiPG Gazoprojekt SA	PKF Consult Sp. z o.o.	Bez zastrzeżeń	pełna
GK Exalo Drilling SA	PKF Consult Sp. z o.o.	Bez zastrzeżeń	pełna
GEOFIZYKA Kraków SA	PKF Consult Sp. z o.o.	Bez zastrzeżeń	pełna
GEOFIZYKA Toruń SA	PKF Consult Sp. z o.o.	Bez zastrzeżeń	pełna
Geovita SA	PKF Consult Sp. z o.o.	Bez zastrzeżeń	pełna
Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	PKF Consult Sp. z o.o.	Bez zastrzeżeń	pełna
PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	PKF Consult Sp. z o.o.	Bez zastrzeżeń	pełna
PGNiG Serwis Sp. z o.o.	PKF Consult Sp. z o.o.	Bez zastrzeżeń	pełna
PGNiG Technologie SA	PKF Consult Sp. z o.o.	Bez zastrzeżeń	pełna
PGNiG Termika SA	PKF Consult Sp. z o.o.	Bez zastrzeżeń	pełna
GK Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	PKF Consult Sp. z o.o.	Bez zastrzeżeń(**)	pełna
PGNiG Finance AB	Deloitte AB	Bez zastrzeżeń	pełna
GK PGNiG Sales&Trading GmbH	PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft	Bez zastrzeżeń(*)	pełna
PGNiG Upstream International AS	Deloitte AS	Bez zastrzeżeń	pełna
Polish Oil And Gas Company – Libya B.V.	Deloitte Accountants B.V.	brak opinii (***)	pełna
GAS-TRADING SA	MS Rewident	brak opinii	praw własności
SGT EUROPOL GAZ SA	PricewaterhouseCoopers Sp. z o.o.	brak opinii	praw własności

(\*) opinia bez zastrzeżeń z badania pakietu konsolidacyjnego PGNiG Sales & Trading GmbH.

(\*\*) wydana została opinia bez zastrzeżeń dla jednostkowego sprawozdania finansowego Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. oraz raport bez zastrzeżeń z przeglądu pakietu konsolidacyjnego GK Polska Spółka Gazownictwa.

(\*\*\*) aktywa Spółki Polish Oil And Gas Company Libya B.V. poza posiadanymi środkami pieniężnymi zostały objęte odpisem aktualizującym.

## 2. Część analityczna raportu

## 2.1. Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

AKTYWA	2014-12-31 mln zł	% sumy bilansowej	2013-12-31 mln zł	% sumy bilansowej	Zmiana (BZ-BO)/BO
<b>AKTYWA TRWAŁE</b>					
Rzeczowe aktywa trwałe	33 528	68,53%	33 033	68,27%	1,50%
Nieruchomości inwestycyjne	9	0,02%	9	0,02%	0,00%
Wartości niematerialne	1 113	2,27%	1 164	2,41%	-4,38%
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	856	1,75%	727	1,50%	17,74%
Inne aktywa finansowe	243	0,50%	242	0,50%	0,41%
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	1 783	3,64%	2 233	4,62%	-20,15%
Pozostałe aktywa trwałe	160	0,33%	71	0,15%	125,35%
	<b>37 692</b>	<b>77,04%</b>	<b>37 479</b>	<b>77,46%</b>	<b>0,57%</b>
<b>AKTYWA OBROTOWE</b>					
Zapasy	3 189	6,52%	3 378	6,98%	-5,60%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	4 236	8,66%	4 086	8,44%	3,67%
Należności z tytułu bieżącego podatku	5	0,01%	48	0,10%	-89,58%
Pozostałe aktywa	132	0,27%	171	0,35%	-22,81%
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	567	1,16%	307	0,63%	84,69%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 958	6,05%	2 827	5,84%	4,63%
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	147	0,30%	88	0,18%	67,05%
	<b>11 234</b>	<b>22,96%</b>	<b>10 905</b>	<b>22,54%</b>	<b>3,02%</b>
<b>AKTYWA RAZEM</b>	<b>48 926</b>	<b>100,00%</b>	<b>48 384</b>	<b>100,00%</b>	<b>1,12%</b>

PASYWA	2014-12-31 mln zł	% sumy bilansowej	2013-12-31 mln zł	% sumy bilansowej	Zmiana w % (BZ-BO)/BO
<b>KAPITAŁY WŁASNE</b>					
Kapitał podstawowy	5 900	12,06%	5 900	12,19%	0,00%
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740	3,56%	1 740	3,60%	0,00%
Skumulowane inne całkowite dochody	-270	-0,55%	-49	-0,10%	451,02%
Zyski (straty) zatrzymane	22 794	46,59%	20 856	43,11%	9,29%
Kapitał własny, przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	30 164	61,65%	28 447	58,79%	6,04%
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym	5	0,01%	6	0,01%	-16,67%
	<b>30 169</b>	<b>61,66%</b>	<b>28 453</b>	<b>58,81%</b>	<b>6,03%</b>
<b>ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE</b>					
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	5 069	10,36%	5 385	11,13%	-5,87%
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	604	1,23%	502	1,04%	20,32%
Rezerwy	1 803	3,69%	1 405	2,90%	28,33%
Przychody przyszłych okresów	1 581	3,23%	1 533	3,17%	3,13%
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	3 250	6,64%	3 210	6,63%	1,25%
Inne zobowiązania długoterminowe	77	0,16%	58	0,12%	32,76%
	<b>12 384</b>	<b>25,31%</b>	<b>12 093</b>	<b>24,99%</b>	<b>2,41%</b>
<b>ZOBOWIĄZANIA KRÓTKOTERMINOWE</b>					
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	3 589	7,34%	4 033	8,34%	-11,01%
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	769	1,57%	2 276	4,70%	-66,21%
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	593	1,21%	124	0,26%	378,23%
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	191	0,39%	184	0,38%	3,80%
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	284	0,58%	375	0,78%	-24,27%
Rezerwy	720	1,47%	645	1,33%	11,63%
Przychody przyszłych okresów	227	0,46%	186	0,38%	22,04%
Zobowiązania dotyczące aktywów przeznaczonych do sprzedaży	-	-	15	0,03%	-
	<b>6 373</b>	<b>13,03%</b>	<b>7 838</b>	<b>16,20%</b>	<b>-18,69%</b>
<b>PASYWA RAZEM</b>	<b>48 926</b>	<b>100,00%</b>	<b>48 384</b>	<b>100,00%</b>	<b>1,12%</b>



2.2. Skonsolidowany rachunek zysków i strat  
oraz skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

	2014 mln zł	% przychodów ze sprzedaży	2013 mln zł	% przychodów ze sprzedaży	Zmiana w % (BO-BZ)/BO
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>34 304</b>	<b>100,00%</b>	<b>32 044</b>	<b>100,00%</b>	<b>7,05%</b>
Zużycie surowców i materiałów	-21 229	-61,88%	-19 873	-62,02%	6,82%
Świadczenia pracownicze	-2 827	-8,24%	-3 214	-10,03%	-12,04%
Amortyzacja	-2 502	-7,29%	-2 463	-7,69%	1,58%
Usługi obce	-2 843	-8,29%	-2 808	-8,76%	1,25%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	980	2,86%	983	3,07%	-0,31%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	-2 040	-5,95%	-1 520	-4,74%	34,21%
<b>Koszty operacyjne razem</b>	<b>-30 461</b>	<b>-88,80%</b>	<b>-28 895</b>	<b>-90,17%</b>	<b>5,42%</b>
<b>Zysk (strata) na działalności operacyjnej</b>	<b>3 843</b>	<b>11,20%</b>	<b>3 149</b>	<b>9,83%</b>	<b>22,04%</b>
Przychody finansowe	86	0,25%	69	0,22%	24,64%
Koszty finansowe	-432	-1,26%	-465	-1,45%	-7,10%
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	129	0,38%	-44	-0,14%	-393,18%
<b>Zysk (strata) przed opodatkowaniem</b>	<b>3 626</b>	<b>10,57%</b>	<b>2 709</b>	<b>8,45%</b>	<b>33,85%</b>
Podatek dochodowy	-804	-2,34%	-789	-2,46%	1,90%
<b>Zysk (strata) netto</b>	<b>2 822</b>	<b>8,23%</b>	<b>1 920</b>	<b>5,99%</b>	<b>46,98%</b>
	2014 mln zł	% przychodów ze sprzedaży	2013 mln zł	% przychodów ze sprzedaży	Zmiana w % (BO-BZ)/BO
<b>Zysk (strata) netto</b>	<b>2 822</b>	<b>8,23%</b>	<b>1 920</b>	<b>5,99%</b>	<b>46,98%</b>
<b>Inne całkowite dochody, które zostaną przeklasyfikowane na zyski lub straty po spełnieniu określonych warunków, dotyczące pozycji:</b>	<b>-197</b>	<b>-0,57%</b>	<b>5</b>	<b>0,02%</b>	<b>-4040,00%</b>
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	18	0,05%	-53	-0,17%	-133,96%
Stosowanie rachunkowości zabezpieczeń	-265	-0,77%	72	0,22%	-468,06%
Podatek odroczony	50	0,15%	-14	-0,04%	-457,14%
<b>Inne całkowite dochody, które nie zostaną przeklasyfikowane na zyski lub straty dotyczące pozycji:</b>	<b>-24</b>	<b>-0,07%</b>	<b>98</b>	<b>0,31%</b>	<b>-124,49%</b>
Zyski (straty) aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych	-32	-0,09%	117	0,37%	-127,35%
Podatek odroczony	8	0,02%	-19	-0,06%	-142,11%
<b>Inne całkowite dochody netto</b>	<b>-221</b>	<b>-0,64%</b>	<b>103</b>	<b>0,32%</b>	<b>-314,56%</b>
<b>Suma dochodów całkowitych</b>	<b>2 601</b>	<b>7,58%</b>	<b>2 023</b>	<b>6,31%</b>	<b>28,57%</b>

2.3. Wybrane wskaźniki finansowe

Wyszczególnienie	j.m.	2014	2013	2012
<b>1. Rentowność sprzedaży netto</b> (wynik netto/przychody ze sprzedaży) ×100	%	8,2%	6,0%	7,8%
<b>2. Rentowność kapitałów własnych (ROE)</b> (wynik netto/stan kapitałów własnych na koniec okresu) ×100	%	9,4%	6,7%	8,2%
<b>3. Szybkość obrotu należności z tyt. dostaw i usług</b> (stan należności z tyt. dostaw, robót i usług na koniec okresu) ×365 / przychody ze sprzedaży	ilość dni	45	41	60
<b>4. Wskaźnik ogólnego zadłużenia</b> (zobowiązania ogółem / aktywa ogółem) ×100	%	38,3%	41,2%	43,3%
<b>5. Wskaźnik płynności I</b> (aktywa obrotowe (bez pozostałych aktywów) / zobowiązania krótkoterminowe)		1,7	1,4	1,1

### 3. Część szczegółowa raportu

3.1. Zasady rachunkowości, metoda konsolidacji, prawidłowość dokumentacji konsolidacyjnej

Zastosowana metoda konsolidacji oraz sposób ustalenia wartości firmy z konsolidacji zostały przedstawione w informacjach dodatkowych do skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Jednostka dominująca posiada aktualną dokumentację opisującą zasady rachunkowości, przyjęte przez Zarząd jednostki dominującej, w zakresie wymaganym przepisami art. 10 ustawy o rachunkowości.

Podstawę sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego stanowiła dokumentacja konsolidacyjna sporządzona w sposób kompletny i poprawny na podstawie wymogów Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 25 września 2009 roku w sprawie szczególnych zasad sporządzania przez jednostki inne niż banki i zakłady ubezpieczeń skonsolidowanych sprawozdań finansowych grup kapitałowych (Dz. U. z 2009 r., nr 169, poz. 1327).

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, które zostały zatwierdzone przez Unię Europejską i innymi obowiązującymi przepisami. Przyjęte zasady rachunkowości zostały przedstawione w informacjach dodatkowych do skonsolidowanego sprawozdania finansowego, w zakresie wymaganym przez Międzynarodowe Standardy Sprawozdawczości Finansowej, które zostały zatwierdzone przez Unię Europejską.

Ze względu na fakt, iż nie wszystkie jednostki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej stosują jednakowe zasady rachunkowości, zgodnie z zasadami stosowanymi przez jednostkę dominującą, dla potrzeb sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego dokonano odpowiednich przekształceń sprawozdań finansowych tych jednostek, dostosowując dane do zasad rachunkowości stosowanych w jednostce dominującej.

3.2. Informacje dodatkowe do skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Dane zawarte w informacjach dodatkowych do skonsolidowanego sprawozdania finansowego, zawierających opis istotnych zasad rachunkowości oraz inne informacje objaśniające, zostały przedstawione, we wszystkich istotnych aspektach, kompletnie i prawidłowo. Dane te stanowią integralną część skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

3.3. Sprawozdanie z działalności Grupy Kapitałowej

Sprawozdanie z działalności Grupy Kapitałowej uwzględnia, we wszystkich istotnych aspektach, informacje, o których mowa w art. 49 ustawy o rachunkowości oraz w Rozporządzeniu Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz. U. z 2009 r., nr 33, poz. 259) i są one zgodne z informacjami zawartymi w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.

3.4. Konsolidacja kapitałów własnych i ustalenie udziałów niekontrolujących

Kapitałem zakładowym Grupy Kapitałowej jest kapitał zakładowy jednostki dominującej.

Wyczerpanie pozostałych składników kapitału własnego Grupy Kapitałowej dokonano poprzez dodanie do poszczególnych składników kapitału własnego jednostki dominującej odpowiednich składników kapitału własnego jednostek zależnych objętych skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym, odpowiadających procentowemu udziałowi jednostki dominującej w kapitale własnym jednostek zależnych według stanu na koniec okresu sprawozdawczego. Do kapitału własnego Grupy Kapitałowej włączono tylko te części odpowiednich składników kapitału własnego jednostek zależnych, które powstały od dnia objęcia kontroli nad nimi przez jednostkę dominującą.

Wyczerpanie udziałów mniejszości w jednostkach zależnych objętych skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym dokonano na podstawie procentowego udziału udziałów niekontrolujących w kapitale własnym jednostek zależnych według stanu na koniec okresu sprawozdawczego.

3.5. Wylączenia konsolidacyjne

Podczas konsolidacji dokonano włączeń konsolidacyjnych dotyczących wewnątrzgrupowych rozrachunków, wylączeń dotyczących sprzedaży pomiędzy jednostkami Grupy Kapitałowej, pozostałych wewnątrzgrupowych przychodów i kosztów operacyjnych oraz kosztów i przychodów finansowych, wyników niezrealizowanych przez jednostki objęte konsolidacją, zawartych w wartości aktywów oraz z tytułu dywidend, skutków sprzedaży całości lub części udziałów (akcji) w jednostkach objętych konsolidacją.

Dane, stanowiące podstawę do włączeń, uzyskano z ksiąg rachunkowych Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA i uzgodniono z informacjami uzyskanymi od jednostek zależnych.

3.6. Informacja o opinii niezależnego biegłego rewidenta

W oparciu o przeprowadzone badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej sporządzonego na dzień 31 grudnia 2014 roku i za okres kończący się tego dnia wydaliśmy opinię bez zastrzeżeń.

Mariusz Kuciński  
Biegły rewident nr 9802  
Biegły rewident grupy przeprowadzający badanie w imieniu PKF Consult Sp. z o.o. podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych nr 477  
ul. Orzycka 6, lok. 1B  
02-695 Warszawa

Warszawa, 19 lutego 2015 roku.



# Wybrane dane finansowe

za okres zakończony 31 grudnia 2014 roku

	w mln PLN		w mln EUR	
	Rok zakończony 31 grudnia 2014	Rok zakończony 31 grudnia 2013	Rok zakończony 31 grudnia 2014	Rok zakończony 31 grudnia 2013
Przychody ze sprzedaży	34 304	32 044	8 188	7 610
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej	3 843	3 149	917	748
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem	3 626	2 709	866	643
Zysk/(Strata) netto akcjonariuszy jednostki dominującej	2 823	1 918	674	455
Zysk/(Strata) netto	2 822	1 920	674	456
Całkowite dochody przypisane akcjonariuszom jednostki dominującej	2 602	2 021	621	480
Całkowite dochody razem	2 601	2 023	621	480
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	6 979	7 813	1 666	1 855
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 680)	(3 060)	(878)	(727)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(3 169)	(3 874)	(756)	(920)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	130	879	31	209
Zysk/(Strata) netto i rozwodniony/(a) zysk/(strata) netto na jedną akcję przypisany/(a) zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,48	0,33	0,11	0,08
	Stan na 31 grudnia 2014	Stan na 31 grudnia 2013	Stan na 31 grudnia 2014	Stan na 31 grudnia 2013
Aktywa razem	48 926	48 384	11 479	11 667
Zobowiązania razem	18 757	19 931	4 401	4 806
Zobowiązania długoterminowe razem	12 384	12 093	2 905	2 916
Zobowiązania krótkoterminowe razem	6 373	7 838	1 496	1 890
Kapitał własny razem	30 169	28 453	7 078	6 861
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900	5 900	1 384	1 423
Liczba akcji (średnia ważona w mln szt.)	5 900	5 900	5 900	5 900
Wartość księgowa i rozwodniona wartość księgowa na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	5,11	4,82	1,20	1,16
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,15	0,13	0,04	0,03

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 2014	31 grudnia 2013
Średni kurs w okresie	4,1893	4,2110
Kurs na koniec okresu	4,2623	4,1472

# Skonsolidowany rachunek zysków i strat

za okres zakończony 31 grudnia 2014 r

	3 miesiące zakończone 31 grudnia 2014	Rok zakończony 31 grudnia 2014	3 miesiące zakończone 31 grudnia 2013	Rok zakończony 31 grudnia 2013
	dane przekształcone		dane przekształcone	
	zbadane	zbadane	zbadane	zbadane
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>11 485</b>	<b>34 304</b>	<b>9 101</b>	<b>32 044</b>
Zużycie surowców i materiałów	(7 943)	(21 229)	(5 495)	(19 873)
Świadczenia pracownicze	(823)	(2 827)	(1 099)	(3 214)
Amortyzacja	(600)	(2 502)	(710)	(2 463)
Usługi obce	(818)	(2 843)	(916)	(2 808)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	313	980	319	983
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(855)	(2 040)	(1 106)	(1 520)
<b>Koszty operacyjne razem</b>	<b>(10 726)</b>	<b>(30 461)</b>	<b>(9 007)</b>	<b>(28 895)</b>
<b>Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej</b>	<b>759</b>	<b>3 843</b>	<b>94</b>	<b>3 149</b>
Przychody finansowe	18	86	(7)	69
Koszty finansowe	(149)	(432)	(79)	(465)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	129	129	(8)	(44)
<b>Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem</b>	<b>757</b>	<b>3 626</b>	<b>-</b>	<b>2 709</b>
Podatek dochodowy	(71)	(804)	(162)	(789)
<b>Zysk/(Strata) netto</b>	<b>686</b>	<b>2 822</b>	<b>(162)</b>	<b>1 920</b>
Przypisany/(a):				
Akcjonariuszom jednostki dominującej	688	2 823	(161)	1 918
Udziałom niekontrolującym	(2)	(1)	(1)	2
Zysk/(Strata) netto i rozwodniony/(a) zysk/(strata) netto na jedną akcję, przypisany/(a) zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej (w PLN)	<b>0,12</b>	<b>0,48</b>	<b>(0,03)</b>	<b>0,33</b>

# Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

za okres zakończony 31 grudnia 2014 roku

	3 miesiące zakończone 31 grudnia 2014	Rok zakończony 31 grudnia 2014	3 miesiące zakończone 31 grudnia 2013	Rok zakończony 31 grudnia 2013
	dane przekształcone		dane przekształcone	
	zbadane	zbadane	zbadane	zbadane
<b>Zysk/(Strata) netto</b>	<b>686</b>	<b>2 822</b>	<b>(162)</b>	<b>1 920</b>
<b>Inne całkowite dochody, które zostaną przeklasyfikowane na zyski lub straty po spełnieniu określonych warunków, dotyczące pozycji:</b>	<b>(193)</b>	<b>(197)</b>	<b>(29)</b>	<b>5</b>
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(34)	18	(47)	(53)
Stosowanie rachunkowości zabezpieczeń	(196)	(265)	22	72
Podatek odroczone	37	50	(4)	(14)
<b>Inne całkowite dochody, które nie zostaną przeklasyfikowane na zyski lub straty, dotyczące pozycji:</b>	<b>(13)</b>	<b>(24)</b>	<b>104</b>	<b>98</b>
Zyski/(Straty) aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych	(19)	(32)	124	117
Podatek odroczone	6	8	(20)	(19)
<b>Inne całkowite dochody netto</b>	<b>(206)</b>	<b>(221)</b>	<b>75</b>	<b>103</b>
<b>Całkowite dochody razem</b>	<b>480</b>	<b>2 601</b>	<b>(87)</b>	<b>2 023</b>
Przypisane:				
Akcjonariuszom jednostki dominującej	482	2 602	(86)	2 021
Udziałom niekontrolującym	(2)	(1)	(1)	2



# Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

na dzień 31 grudnia 2014 roku

	Stan na 31 grudnia 2014	Stan na 31 grudnia 2013	Stan na 1 stycznia 2013
	dane przekształcone		dane przekształcone
AKTYWA	zbadane	zbadane	zbadane
<b>Aktywa trwałe (długoterminowe)</b>			
Rzeczowe aktywa trwałe	33 528	33 033	33 784
Nieruchomości inwestycyjne	9	9	11
Wartości niematerialne	1 113	1 164	1 146
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	856	727	771
Inne aktywa finansowe	243	242	172
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	1 783	2 233	2 383
Pozostałe aktywa trwałe	160	71	76
<b>Aktywa trwałe (długoterminowe) razem</b>	<b>37 692</b>	<b>37 479</b>	<b>38 343</b>
<b>Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)</b>			
Zapasy	3 189	3 378	3 064
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	4 236	4 086	5 374
Należności z tytułu podatku bieżącego	5	48	150
Pozostałe aktywa	132	171	84
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	567	307	105
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 958	2 827	1 948
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	147	88	108
<b>Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem</b>	<b>11 234</b>	<b>10 905</b>	<b>10 833</b>
<b>Aktywa razem</b>	<b>48 926</b>	<b>48 384</b>	<b>49 176</b>

(w milionach PLN)	Stan na 31 grudnia 2014	Stan na 31 grudnia 2013	Stan na 1 stycznia 2013
	dane przekształcone		dane przekształcone
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY	zbadane	zbadane	zbadane
<b>Kapitał własny</b>			
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900	5 900	5 900
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740	1 740	1 740
Skumulowane inne całkowite dochody	(270)	(49)	(152)
Zyski/(Straty) zatrzymane	22 794	20 856	19 705
<b>Kapitał własny, przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej</b>	<b>30 164</b>	<b>28 447</b>	<b>27 193</b>
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym	5	6	4
<b>Kapitał własny razem</b>	<b>30 169</b>	<b>28 453</b>	<b>27 197</b>
<b>Zobowiązania długoterminowe</b>			
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	5 069	5 385	5 509
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	604	502	381
Rezerwy	1 803	1 405	1 792
Przychody przyszłych okresów	1 581	1 533	1 448
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	3 250	3 210	3 183
Inne zobowiązania długoterminowe	77	58	53
<b>Zobowiązania długoterminowe razem</b>	<b>12 384</b>	<b>12 093</b>	<b>12 366</b>
<b>Zobowiązania krótkoterminowe</b>			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	3 589	4 033	3 667
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	769	2 276	4 702
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	593	124	393
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	191	184	24
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	284	375	356
Rezerwy	720	645	350
Przychody przyszłych okresów	227	186	101
Zobowiązania dotyczące aktywów przeznaczonych do sprzedaży	-	15	20
<b>Zobowiązania krótkoterminowe razem</b>	<b>6 373</b>	<b>7 838</b>	<b>9 613</b>
<b>Zobowiązania razem</b>	<b>18 757</b>	<b>19 931</b>	<b>21 979</b>
<b>Zobowiązania i kapitał własny razem</b>	<b>48 926</b>	<b>48 384</b>	<b>49 176</b>



# Skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym

za okres zakończony 31 grudnia 2014 roku

	Rok zakończony 31 grudnia 2014	Rok zakończony 31 grudnia 2013
	zbadane	zbadane
dane przekształcone		
<b>Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej</b>		
Zysk/(Strata) netto	2 822	1 920
Korekty o pozycje:		
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	(129)	44
Amortyzacja	2 502	2 463
Zysk/(Strata) z tytułu różnic kursowych netto	201	169
Odsetki i dywidendy netto	127	207
Zysk/(Strata) z działalności inwestycyjnej	739	568
Podatek dochodowy bieżącego okresu	804	789
Pozostałe pozycje netto	910	430
Podatek dochodowy zapłacony	(677)	(495)
<b>Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego</b>	<b>7 299</b>	<b>6 095</b>
Zmiana stanu kapitału obrotowego:		
Zmiana stanu należności	(128)	1 310
Zmiana stanu zapasów	189	(321)
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych	11	140
Zmiana stanu rezerw	130	299
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	(477)	394
Zmiana stanu pozostałych aktywów	(31)	(89)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	(14)	(15)
<b>Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej</b>	<b>6 979</b>	<b>7 813</b>
<b>Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej</b>		
Wpływy ze sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych oraz wartości niematerialnych	30	130
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach niepowiązanych	1	1
Wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	(3 781)	(3 290)
Wydatki na nabycie udziałów w jednostkach powiązanych	(1)	(2)
Otrzymane odsetki	4	1
Otrzymane dywidendy	3	3
Pozostałe pozycje netto	64	97
<b>Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej</b>	<b>(3 680)</b>	<b>(3 060)</b>
<b>Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej</b>		
Wpływy z tytułu zaciągnięcia kredytów i pożyczek	152	763
Wpływy z tytułu emisji papierów dłużnych	377	1 475
Splata kredytów i pożyczek	(1 096)	(696)
Wykup papierów dłużnych	(1 429)	(4 273)
Splata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	(50)	(53)
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	84	83
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	(98)	(116)
Wyplacone dywidendy	(885)	(767)
Zapłacone odsetki	(218)	(265)
Pozostałe pozycje netto	(6)	(25)
<b>Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej</b>	<b>(3 169)</b>	<b>(3 874)</b>
<b>Zmiana stanu środków pieniężnych netto</b>	<b>130</b>	<b>879</b>
Różnice kursowe netto	1	-
<b>Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu</b>	<b>2 826</b>	<b>1 947</b>
<b>Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu</b>	<b>2 956</b>	<b>2 826</b>

# Skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym

za okres zakończony 31 grudnia 2014 roku

	Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)					Zyski/ (Straty) zatrzymane	Razem	Kapitał własny (przypisany udziałom niekontrolującym)	Kapitał własny razem
	Kapitał podstawowy (akcyjny)	Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej	Skumulowane różnic kursowych z przeliczenia jednostek zagranicznych	inne całkowite dochody z tytułu: stosowania rachunkowości zabezpieczeń	zysków/(strat) aktuarialnych dotyczących świadczeń pracowniczych				
<b>Stan na 1 stycznia 2014 (zbadane)</b>	<b>5 900</b>	<b>1 740</b>	<b>(84)</b>	<b>(1)</b>	<b>36</b>	<b>20 856</b>	<b>28 447</b>	<b>6</b>	<b>28 453</b>
Przeniesienia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dywidenda	-	-	-	-	-	(885)	(885)	-	(885)
<b>Całkowite dochody razem</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>18</b>	<b>(215)</b>	<b>(24)</b>	<b>2 823</b>	<b>2 602</b>	<b>(1)</b>	<b>2 601</b>
Zysk/(Strata) netto	-	-	-	-	-	2 823	2 823	(1)	2 822
Inne całkowite dochody netto	-	-	18	(215)	(24)	-	(221)	-	(221)
<b>Stan na 31 grudnia 2014 (zbadane)</b>	<b>5 900</b>	<b>1 740</b>	<b>(66)</b>	<b>(216)</b>	<b>12</b>	<b>22 794</b>	<b>30 164</b>	<b>5</b>	<b>30 169</b>
<b>Stan na 1 stycznia 2013 (zbadane)</b>	<b>5 900</b>	<b>1 740</b>	<b>(31)</b>	<b>(59)</b>	<b>(62)</b>	<b>19 705</b>	<b>27 193</b>	<b>4</b>	<b>27 197</b>
Dywidenda	-	-	-	-	-	(767)	(767)	-	(767)
<b>Całkowite dochody razem</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(53)</b>	<b>58</b>	<b>98</b>	<b>1 918</b>	<b>2 021</b>	<b>2</b>	<b>2 023</b>
Zysk/(Strata) netto	-	-	-	-	-	1 918	1 918	2	1 920
Inne całkowite dochody netto	-	-	(53)	58	98	-	103	-	103
<b>Stan na 31 grudnia 2013 (zbadane)</b>	<b>5 900</b>	<b>1 740</b>	<b>(84)</b>	<b>(1)</b>	<b>36</b>	<b>20 856</b>	<b>28 447</b>	<b>6</b>	<b>28 453</b>



# Segmenty operacyjne

Okres zakończony 31 grudnia 2014 roku	Poszukiwanie i Wydobywanie	Obrót i Magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Eliminacje	Razem
<b>Rachunek zysków i strat</b>							
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)
<b>Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej segmentu</b>	<b>2 006</b>	<b>583</b>	<b>1 138</b>	<b>162</b>	<b>(68)</b>	<b>22</b>	<b>3 843</b>
Koszty finansowe netto							(346)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		129					129
<b>Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem</b>							<b>3 626</b>
Podatek dochodowy							(804)
<b>Zysk/(Strata) netto</b>							<b>2 822</b>
<b>Sprawozdanie z sytuacji finansowej</b>							
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
<b>Aktywa razem</b>							<b>48 926</b>
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
<b>Zobowiązania i kapitał własny razem</b>							<b>48 926</b>
<b>Pozostałe informacje dotyczące segmentu</b>							
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)

Okres zakończony 31 grudnia 2013 roku	Poszukiwanie i Wydobywanie	Obrót i Magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Eliminacje	Razem
<b>Rachunek zysków i strat</b>							
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	4 580	25 341	165	1 658	300	-	32 044
Sprzedaż między segmentami	1 605	318	4 085	405	124	(6 537)	-
Przychody segmentu razem	6 185	25 659	4 250	2 063	424	(6 537)	32 044
Amortyzacja	(1 050)	(177)	(857)	(359)	(20)	-	(2 463)
Pozostałe koszty	(2 804)	(25 490)	(2 654)	(1 560)	(469)	6 545	(26 432)
Koszty segmentu razem	(3 854)	(25 667)	(3 511)	(1 919)	(489)	6 545	(28 895)
<b>Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej segmentu</b>	<b>2 331</b>	<b>(8)</b>	<b>739</b>	<b>144</b>	<b>(65)</b>	<b>8</b>	<b>3 149</b>
Koszty finansowe netto							(396)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		(44)					(44)
<b>Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem</b>							<b>2 709</b>
Podatek dochodowy							(789)
<b>Zysk/(Strata) netto</b>							<b>1 920</b>
<b>Sprawozdanie z sytuacji finansowej</b>							
Aktywa segmentu	15 364	17 344	14 067	4 124	411	(6 244)	45 066
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		727					727
Aktywa nieprzypisane							358
Aktywa z tytułu podatku odroczonego							2 233
<b>Aktywa razem</b>							<b>48 384</b>
Kapitał własny ogółem							28 453
Zobowiązania segmentu	4 954	4 634	2 879	1 943	187	(5 847)	8 750
Zobowiązania nieprzypisane							7 971
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego							3 210
<b>Zobowiązania i kapitał własny razem</b>							<b>48 384</b>
<b>Pozostałe informacje dotyczące segmentu</b>							
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(1 630)	(341)	(1 110)	(203)	(13)	7	(3 290)
Odpisy aktualizujące aktywa	(1 642)	(1 479)	(115)	(34)	(20)	-	(3 290)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane							(45)



# SZKOLENIE

PRZELICZNIKI SŁOWNIK  
SKROTOW I POJEC  
KONTAKT





## Słownik skrótów i pojęć

PGNiG	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA	URE	Urząd Regulacji Energetyki
Grupa PGNiG	Grupa Kapitałowa PGNiG SA	CNG	Compressed Natural Gas; gaz ziemny w postaci sprężonej
PiW	Segment Poszukiwanie i Wydobycie	LNG	Liquefied Natural Gas; gaz ziemny w postaci ciekłej
OiM	Segment Obrót i Magazynowanie	WACC	Średnioważony koszt kapitału
OGP Gaz-System SA	Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA	Upstream	Poszukiwanie i wydobycie kopalin
OSM	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	B + R	Badania i Rozwój
PSG	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	PPE	Program Poprawy Efektywności
PGNiG OD	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	EBIT	Wynik operacyjny
TGE	Towarowa Giełda Energii	EBITDA	Wynik operacyjny bez amortyzacji
TTF	Title Transfer Facility; Holenderska Giełda Energii	PMG	Podziemny Magazyn Gazu
NCG	Natural Converted Gas	KPMG	Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu
Gaspool	Niemiecka Giełda Energii	Boe	barrel of oil equivalent – ekwiwalent baryłki ropy naftowej (1 baryłka to ok. 0,136 tony)
WZ	Walne Zgromadzenie		

## Przeliczniki

Okres zakończony 31 grudnia 2013 roku	1 mld m <sup>3</sup> gazu ziemnego	1 mld cf gazu ziemnego	1 mln t ropy naftowej	1 mln t LNG	1 mln t węгля kamiennego	1 bln Btu	1 PJ	1 mln boe	1 TWh
1 mld m <sup>3</sup> 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 węгля 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

Centrala PGNiG SA  
ul. M. Kasprzaka 25  
01-224 Warszawa  
tel. 22 589 45 55  
tel. 22 691 79 00  
faks 22 691 82 73  
www.pgnig.pl

Departament Komunikacji  
tel. 22 691 45 92  
faks 22 691 81 46  
e-mail: pr@pgnig.pl

Zespół Rzecznika Prasowego  
tel. 22 691 79 30  
faks 22 691 83 07  
e-mail: rzecznik@pgnig.pl  
www.bp.pgnig.pl

Dział Relacji Inwestorskich  
tel. 22 691 82 56, 22 589 46 71  
faks 22 691 81 23  
e-mail: ri@pgnig.pl  
www.ri.pgnig.pl

Pełnomocnik ds. Etyki  
tel. 22 691 82 05  
faks 22 691 81 03  
e-mail: boleslaw.rok@pgnig.pl

Oddział Obrótu Hurtowego  
w Warszawie  
ul. M. Kasprzaka 25A  
01-224 Warszawa  
tel. 22 691 79 56  
faks 22 691 84 52

Oddział Geologii i Eksploatacji  
w Warszawie  
ul. M. Kasprzaka 25A  
01-224 Warszawa  
tel. 22 589 45 75  
faks 22 589 43 78

Oddział Centralne Laboratorium  
Pomiarowo-Badawcze w Warszawie  
ul. M. Kasprzaka 25 B  
01-224 Warszawa  
tel. 22 691 87 53  
faks 22 691 87 59  
e-mail: clpb@pgnig.pl  
www.clpb.pgnig.pl

Oddział w Sanoku  
ul. H. Sienkiewicza 12  
38-500 Sanok  
tel. 13 465 21 11  
faks 13 463 55 55  
e-mail: sanok@pgnig.pl  
www.sanok.pgnig.pl

Oddział w Odolanowie  
ul. Krotoszyńska 148  
63-430 Odolanów  
tel. 62 736 44 41  
faks 62 736 59 89  
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  
faks 68 329 13 37  
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, 695 188 498  
faks 12 680 26 75  
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/Rossija  
tel. +7 495 775 38 56  
faks +7 495 775 38 57  
e-mail: moscow@pgnig.pl



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.





Wersja elektroniczna  
Raportu Roczego 2014

