

Raport Roczny

PGNiG 2013





Raport Roczny

PGNiG 2013

W poniższym dokumencie stosuje się następujące terminy:

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

Spis treści

6

Misja

8

Grupa PGNiG w liczbach

10

Kalendarz wydarzeń

14

List Prezesa Zarządu

15

Zarząd

18

List Przewodniczącego
Rady Nadzorczej

20

Rada Nadzorcza

24

PGNiG na giełdzie

28

Strategia Grupy
Kapitałowej PGNiG

34

Poszukiwanie i Wydobycie

58

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła

70

Pracownicy

90

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe za rok obrotowy 2013

44

Obrót i Magazynowanie

63

Ład korporacyjny

76

Ochrona środowiska

108

Kontakt

54

Dystrybucja

66


Ryzyka

82

Grupa PGNiG

Misja





Naszą misją jest zapewnienie niezawodnych i bezpiecznych dostaw czystej i przyjaznej dla środowiska naturalnego energii z wykorzystaniem konkurencyjnych oraz innowacyjnych rozwiązań energetycznych.

Jesteśmy wierni naszej tradycji i zaufaniu, którym obdarzają nas klienci, ale pozostajemy również otwarci na nowe wyzwania i zmiany.

Działając w interesie naszych akcjonariuszy, klientów i pracowników, chcemy być wiarygodnym i przejrzystym partnerem, realizującym rozwój i wzrost wartości firmy w zgodzie z zasadami zrównoważonego rozwoju.

Grupa PGNiG w liczbach

Grupa PGNiG jest liderem na rynku gazu ziemnego w Polsce. Podstawowy obszar działalności Grupy to wydobywanie i sprzedaż gazu ziemnego oraz ropy naftowej. Zarówno w kraju, jak i za granicą prowadzimy działania związane z badaniami geofizycznymi, poszukiwaniem złóż oraz ich eksploatacją.

Sprzedaż gazu ziemnego obejmuje surowiec wydobywany ze złóż krajowych oraz pochodzący z importu. By zapewnić stałe i nieprzerwane dostawy gazu ziemnego, korzystamy z dziewięciu nowoczesnych podziemnych magazynów gazu. Poprzez ponad 120 tysięcy kilometrów gazociągów, będących własnością Polskiej Spółki Gazownictwa, gaz trafia do naszych klientów. Od kilku lat rozwijany jest w ramach Grupy segment wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, który nabrał nowej dynamiki po przejęciu w 2012 roku elektrociepłowni warszawskich.

Od września 2005 roku PGNiG jest notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie. Grupa PGNiG cieszy się rosnącym zaufaniem rynku kapitałowego i uzyskuje bardzo dobre oceny ratingowe. O pozycji PGNiG świadczy fakt, że firma jest notowana w ramach WIG20 – indeksu największych spółek warszawskiej giełdy. Od października 2009 roku PGNiG nieprzerwanie wchodzi również w skład Respect Index – indeksu spółek odpowiedzialnych społecznie.

WYDOBYCIE ROPY NAFTOWEJ I KONDENSATU

1 099 tys. ton

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO

4,58 mld m³

IMPORT GAZU ZIEMNEGO

10,85 mld m³

DŁUGOŚĆ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

122,7 tys. km

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO

16,21 mld m³

SPRZEDAŻ CIEPŁA

40,2 PJ

SPRZEDAŻ ENERGII ELEKTRYCZNEJ

7,2 TWh

WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

3,8 TWh

W 2013 roku GK PGNiG zajęła V miejsce na Liście 500 dziennika „Rzeczpospolita” – rankingu największych polskich przedsiębiorstw.

GK PGNiG znalazła się również na V miejscu Listy 500 tygodnika „Polityka” – rankingu największych polskich firm – otrzymując dodatkowo złoty listek CSR. Wyróżnienie to dotyczy firm, w których realizacja wytycznych zawartych w normie społecznej odpowiedzialności ISO 26000 jest podstawowym elementem strategicznych działań w biznesie.

Kalendarz wydarzeń

Styczeń

W dniu 31 grudnia 2012 roku uruchomione zostało wydobywanie ropy i gazu ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. PGNiG posiada 11,92% udziałów w koncesji, a jego operatorem jest BP. W ten sposób PGNiG stało się pierwszą polską spółką ze znaczącym wydobywaniem ropy i gazu w ramach międzynarodowego projektu. To również pierwszy morski projekt wydobywczy PGNiG.

Luty

W dniu 19 lutego 2013 roku Prezes URE poinformował, że wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi, po złożeniu wniosku, mogą uzyskać zwolnienie z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf na paliwa gazowe w zakresie ich sprzedaży do przedsiębiorstw energetycznych, nabywających je w ramach obrotu paliwami gazowymi. W ocenie PGNiG zwolnienie z obowiązku zatwierdzenia taryf w segmencie obrotu hurtowego pozytywnie wpłynęło na wzrost płynności rynku hurtowego, w tym także giełdowego, co również będzie miało pozytywne konsekwencje dla pozostałego segmentu rynku gazowego.

W dniu 1 lutego 2013 roku nastąpiło połączenie, w ramach GK PGNiG, spółki PGNiG Poszukiwania S.A. z pięcioma spółkami wiertniczo-serwisowymi: PNiG Kraków S.A., PNiG Jasło S.A., PNiG NAFTA S.A., PN „Diament” Sp. z o.o. oraz ZRG Krosno Sp. z o.o. Przeprowadzony proces konsolidacji spółek poszukiwawczych i serwisowych w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie związany był z zapisami Krótkoterminowej Strategii Budowania Wartości GK PGNiG na lata 2012–2014.

Marzec

PGNiG otrzymało prestiżową nagrodę „Byki i Niedźwiedzie” przyznaną przez Gazetę Giełdy Parkiet dla spółek notowanych na GPW. W tym roku Spółka otrzymała statuetkę w kategorii „Spółka Roku z WIG20”.

PGNiG dokonało odbioru końcowego kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiaków–Międzygórze–Grotów, jednej z największych i najnowocześniejszych inwestycji Spółki w ostatnich latach. Dzięki tej inwestycji zwiększyło się krajowe wydobywanie ropy naftowej oraz gazu ziemnego ze złóż konwencjonalnych.



Kwiecień

Konsorcjum, którego liderem jest PGNiG, odniosło sukces w pozyskaniu finansowania projektów w ramach pierwszego konkursu programu Blue Gas organizowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Całkowity budżet tych projektów wynosi 180 mln zł, przy zakładanej kwocie dofinansowania z NCBiR wynoszącej 90 mln zł.

PGNiG oraz TAURON Polska Energia zamknęły proces pozyskiwania finansowania dla projektu budowy największej w Polsce elektrociepłowni gazowej w Stalowej Woli.

W dniu 5 kwietnia 2014 roku prasa poinformowała o podpisaniu przez przedstawicieli OOO Gazprom Export i EuRoPol Gaz SA memorandum w sprawie budowy drugiej nitki gazociągu Jamał-Europa. Rada Nadzorcza PGNiG, po wysłuchaniu podczas posiedzenia w dniu 24 kwietnia 2013 roku wyjaśnień Zarządu PGNiG w sprawie okoliczności przygotowania i zawarcia memorandum pomiędzy spółkami SGT EuRoPol Gaz SA oraz OOO Gazprom Export oraz po przeanalizowaniu stosownych dokumentów, negatywnie oceniła postawę i działania w tej sprawie Prezes Zarządu, pani Grażyny Piotrowskiej-Oliwy, oraz Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych, pana Radosława Dudzińskiego. W związku z oceną zaistniałej sytuacji, podczas posiedzenia w dniu 29 kwietnia 2013 roku Rada Nadzorcza podjęła uchwały o odwołaniu ze składu Zarządu PGNiG pani Grażyny Piotrowskiej-Oliwy oraz pana Radosława Dudzińskiego.

Maj

W dniu 22 maja 2013 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG udzieliło absolutorium z wykonania obowiązków w roku 2012 wszystkim członkom Zarządu i Rady Nadzorczej Spółki, a także podjęło decyzję o podziale zysku bilansowego za rok obrotowy 2012. Wypłacona akcjonariuszom dywidenda za 2012 rok pochodziła z zysku bilansowego PGNiG, który w mijającym roku wyniósł 1 918,5 mln zł. Na wypłatę dywidendy przeznaczono 767 mln zł, a na jedną akcję przypadało 0,13 zł.

Czerwiec

PGNiG Upstream International AS otrzymało udziały w czterech koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych w Norwegii, w wyniku rozstrzygnięcia 22. rundy licencyjnej przez norweskie Ministerstwo ds. Węglowodorów i Energii. Dwie koncesje są zlokalizowane na Morzu Norweskim a pozostałe dwie na Morzu Barentsa.

PGNiG rozpoczęło wydobywanie gazu ziemnego z dwóch odwiertów na złożu Rehman na bloku koncesyjnym Kirhtar w Pakistanie. Zarówno wydobywanie jak i sprzedaż osiągnęły poziom 295 m³/min. Gaz kierowany jest do pakistańskiego systemu przesyłowego. Na początkowym etapie – próbnej eksploatacji – wydobywanie roczne wyniesie około 100 mln m³ gazu. Prace w ramach próbnej eksploatacji potrwają 22 miesiące.



Lipiec

W dniu 1 lipca 2013 roku, zgodnie z zapisami Krótkoterminowej Strategii Budowania Wartości GK PGNiG na lata 2012–2014, nastąpiły połączenia jednostek w ramach GK PGNiG:

- sześciu spółek gazownictwa (Pomorskiej, Wielkopolskiej, Dolnośląskiej, Górnośląskiej, Karpackiej i Mazowieckiej), poprzez przejęcie udziałów przez nowoutworzoną Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. oraz przekształcenie dotychczasowych jednostek w jej oddziały regionalne. Celem konsolidacji jest dostosowanie spółki do nowych warunków na liberalizującym się rynku gazu i pojawiającej się konkurencji;
- spółki INVESTGAS S.A. z Operatorem Systemu Magazynowania Sp. z o.o. – procesy zarządcze i nadzorcze w obszarze magazynowania zostały scentralizowane w jednym podmiocie (OSM Sp. z o.o.), co umożliwi długoterminową poprawę efektywności tego obszaru;
- PGNiG ze spółką PGNiG Energia S.A., zajmującą się głównie obrotem energią elektryczną.

Sierpień

W dniu 14 sierpnia 2013 roku PGNiG oraz LOTOS Petrobaltic SA podpisały umowę o wspólnych operacjach na obszarze koncesyjnym Kamień Pomorski. Celem współpracy jest przede wszystkim zintensyfikowanie prac poszukiwawczych na terenie Polski, których rezultatem będzie wzrost wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej. Położona na terenie województwa zachodniopomorskiego koncesja Kamień Pomorski jest jedną z bardziej perspektywicznych w tym rejonie. Planowane wspólne prace poszukiwawcze pozwolą partnerom ocenić wielkość zasobów i podjąć decyzję o ich ewentualnej eksploatacji.

Wrzesień

W dniu 11 września 2013 roku weszła w życie nowelizacja ustawy Prawo energetyczne zwana małym trójpakietem energetycznym. Zasadnicze znaczenie mają regulacje umożliwiające rozwój konkurencyjnego rynku gazu w Polsce, w tym przede wszystkim – wprowadzenie obliża giełdowego, czyli obowiązku sprzedaży paliwa poprzez giełdę. Według nowych przepisów do końca 2013 r. transakcje giełdowe powinny obejmować 30%, w 2014 r. – 40%, a od 2015 r. – 55% wprowadzonego do sieci przesyłowej wolumenu.



Październik

W dniu 3 października 2013 roku PGNiG oraz PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA zawarły umowę na dostawę gazu azotowanego z lokalnych kopalni, na potrzeby nowego bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Gorzów. Jej szacunkowa wartość wynosi około 3 mld zł.

W dniu 7 października 2013 roku PGNiG wprowadziło nową politykę cenową w stosunku do wszystkich oferowanych na Towarowej Giełdzie Energii instrumentów dotyczących gazu ziemnego, zarówno terminowych, jak i na rynku dnia następnego. Dokonane zmiany mają na celu zaoferowanie gazu ziemnego innym uczestnikom rynku, po cenach rynkowych na poziomie występującym na innych, najbliższych polskiemu, zliberalizowanych rynkach w obrocie hurtowym, giełdowym i OTC.

PGNiG podpisało umowę z Towarową Giełdą Energii, w ramach której zostało pierwszym bezpośrednim członkiem rynku gazu, a od 1 listopada 2013 roku Spółka uzyskała również członkostwo w Giełdowej Izbie Rozrachunkowej, prowadzonej przez Izbę Rozliczeniową Giełd Towarowych.

Listopad

PGNiG podpisało umowę z Towarową Giełdą Energii umożliwiającą pełnienie funkcji animatora. Do zadań Spółki należeć będzie utrzymywanie płynności poprzez stałe składanie zleceń kupna i sprzedaży na Rynku Terminowym Towarowym gazu (RTTg) zgodnie z warunkami określonymi przez Giełdę.

W dniu 4 listopada 2013 roku PGNiG podpisało aneks do umowy na sprzedaż ropy naftowej firmie TOTSA TOTAL OIL TRADING SA. Aneks został podpisany na czas nieokreślony, a wartość umowy po podpisaniu aneksu dla okresu listopad 2013 – grudzień 2015 wynosi około 1,4 mld zł. Surowiec będzie dostarczany z kopalni Lubiatów i Dębno, a dostawy realizowane będą transportem rurociągowym poprzez Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych „Przyjaźń” SA. Podpisanie aneksu pozwoliło na włączenie ropy z kopalni Lubiatów do dostaw realizowanych na rzecz TOTSA TOTAL oraz zwiększyło elastyczność wzajemnej współpracy.

W dniu 13 listopada 2013 roku PGNiG podpisało umowę na sprzedaż ropy naftowej firmie BP Europe SE. Umowa została zawarta na okres od 13 listopada 2013 roku do końca 2014 roku, a jej wartość wynosi około 420 mln zł. Surowiec będzie dostarczany z kopalni Lubiatów, transportem rurociągowym poprzez Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych „Przyjaźń” SA.

Grudzień

PGNiG podpisało z Chevron Polska Energy Resources memorandum o współpracy przy poszukiwaniu gazu łupkowego w południowo-wschodniej Polsce.

Prezes URE zatwierdził podwyżkę taryfy gazowej dla przemysłu i odbiorców detalicznych o 1,5%. Nowe taryfy weszły w życie od 1 stycznia 2014 roku i będą obowiązywały do 31 lipca 2014 roku.

W dniu 20 grudnia 2013 roku PGNiG i Lotos podpisały umowę, na mocy której PGNiG będzie dostarczał do Lotosu ropę naftową w latach 2015–2019. Wartość kontraktu to około 3,2 mld zł.

W dniu 30 grudnia 2013 roku Rada Nadzorcza PGNiG powołała nowy Zarząd w składzie: Mariusz Zawisza, Jerzy Kurella, Jarosław Bauc, Zbigniew Skrzypkiewicz, Andrzej Parafianowicz, na wspólną trzyletnią kadencję.

W dniu 31 grudnia 2013 roku wygasła umowa ramowa zawarta przez PGNiG, KGHM i spółki energetyczne: PGE, Enea i Tauron w sprawie wspólnego poszukiwania i wydobycia węglowodorów z łupków.

List Prezesa Zarządu

Szanowni Państwo,

W imieniu Zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa przedstawiam Raport Grupy Kapitałowej PGNiG za 2013 rok.

W minionym roku uzyskaliśmy zysk netto w wysokości 1,9 mld zł. Na poziomie działalności operacyjnej wartość EBITDA wyniosła 5,6 mld zł, co oznacza wzrost o 22 procent w porównaniu z rokiem 2012. Z kolei EBIT wyniósł blisko 3,2 mld zł i wzrósł o 24 procent. W 2013 roku o 12 procent wzrosły także przychody Grupy Kapitałowej PGNiG i wyniosły ponad 32 mld zł. Wzrost przychodów został zanotowany we wszystkich segmentach sprzedaży – zwłaszcza ropy naftowej i kondensatu. To głównie rekordowe wydobycie i sprzedaż ropy umożliwiły wypracowanie korzystnych wyników w 2013 roku. Konsekwentna realizacja strategii inwestowania w wydobycie ropy i gazu umożliwiła rozpoczęcie produkcji z kopalni Lubiatów – jednej z najnowocześniejszych w Europie i zarazem największej inwestycji w branży wydobywczej w Polsce w ostatnich latach oraz uruchomienie wydobycia ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Pozwoliło to zwiększyć wydobycie oraz sprzedaż ropy i kondensatu ponad dwukrotnie do 1,1 mln ton. Dzięki temu segment Poszukiwanie i Wydobycie zanotował wzrost przychodów o 45 procent.

Rok 2014 stawia przed nami wiele zadań i wyzwań związanych między innymi z liberalizacją rynku, przeglądem i renegotiacjami kontraktów zakupowych, wzmocnieniem zasad ładu korporacyjnego i restrukturyzacją Grupy Kapitałowej. Przed nami także konieczność zmian organizacyjnych w Segmencie Sprzedaży wynikających z aspiracji budowy linii biznesowej, która w profesjonalny sposób odpowie na potrzeby naszych Klientów. Ten rok to także dalsze inwestycje w obszarze poszukiwań i wydobycia gazu konwencjonalnego, łupkowego i ropy naftowej – zarówno w kraju, jak i za granicą.

Budowa wartości Grupy Kapitałowej PGNiG, spełnienie oczekiwań naszych Akcjonariuszy oraz Klientów są dla nas nadrzędnym celem i zadaniem na bieżący rok oraz kolejne lata.

Z wyrazami szacunku,



Mariusz Zawisza
Prezes Zarządu PGNiG SA



Zarząd

Stan na 14 sierpnia 2014 roku

Sławomir Hinc złożył rezygnację z funkcji Członka Zarządu Spółki z dniem 31 marca 2013 roku.

Z dniem 29 kwietnia 2013 roku, Grażyna Piotrowska-Oliwa została odwołana ze składu Zarządu Spółki i z funkcji Prezesa Zarządu PGNiG, a Radosław Dudziński został odwołany ze składu Zarządu PGNiG i z funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Handlu PGNiG.

Mirosław Szałuba złożył rezygnację z pełnienia funkcji członka Zarządu z dniem 20 grudnia 2013 roku.

Jacek Murawski został odwołany ze składu Zarządu w dniu 30 grudnia 2013 w związku z wyborem nowego Zarządu.

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

Mariusz Zawisza Prezes Zarządu

powołany w skład Zarządu z dniem 1 stycznia 2014 roku

Absolwent Wydziału Ekonomii Uniwersytetu Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie. Ukończył również studia podyplomowe z zakresu Rachunkowość 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. Tytuł Master of Business Administration uzyskał na University of Central Lancashire Preston, realizowany w Lubelskiej Szkole Biznesu.

Od blisko osiemnastu lat jest zatrudniony na kierowniczych stanowiskach, między innymi 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. Od lipca 2007 roku do sierpnia 2010 roku obejmował stanowisko 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 między innymi: Elektrociepłowni Lublin Wrotków, EPC SA, Exatel SA, PGE Systemy SA.

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

Od 4 lutego 2014 roku pełni funkcję Zastępcy Przewodniczącego Rady Nadzorczej EuRoPol GAZ SA, a od 11 lutego 2014 roku przewodniczy Radzie Dyrektorów PGNiG Upstream International AS.



Jarosław Bauc Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

powołany w skład Zarządu z dniem 30 grudnia 2013 roku

Absolwent Wydziału Ekonomiczno-Socjologicznego Uniwersytetu Łódzkiego, gdzie w 1991 roku uzyskał stopień naukowy doktora. Absolwent University of Windsor w Ontario w Kanadzie (Master of Arts Economics).

W 1996 roku był doradcą ministra finansów Mongolii, współtworząc reformę mongolskiego systemu podatkowego. W 1997 roku na stanowisku Doradcy Fundacja Prodemocracia w Ministerstwie Finansów w Rumunii. Również w 1997 roku – Doradca USAID w Ministerstwie Finansów Gruzji. W latach 1998–2000 w Radzie Nadzorczej Banku PKO BP SA, między innymi na stanowisku Przewodniczącego RN. 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 2002–2004 sprawował funkcję prezesa zarządu Powszechnego Towarzystwa Emerytalnego „Skarbiec-Emerytura”, gdzie również w latach 2004–2006 pełnił funkcję

wiceprzewodniczącego RN. W latach 2002–2005 członek rad nadzorczych między innymi: Mostostalu Gdańsk SA, Tras Tychy SA, Netia SA, a w latach 2004–2006 przewodniczący RN BRE Skarbiec Investments i BRE Agent Transferowy Sp. z o.o. W latach 2004–2006 pełnił funkcje: Prezesa Zarządu Skarbiec Investment Management SA, Skarbiec Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych SA oraz Skarbiec Asset Management Holding SA. Dwukrotnie obejmował stanowisko Prezesa Zarządu Polkomtel SA – od lutego do lipca 2006 roku oraz od maja 2008 roku do listopada 2011 roku. Od listopada 2011 roku do marca 2012 roku – członek zarządu Polkomtel SA. Następnie wiceprzewodniczący RN w BNP Paribas Bank Polska SA oraz przewodniczący RN Łódzkiej Spółki Infrastrukturalnej Sp. z o.o. Od sierpnia do grudnia 2013 roku wiceprezes zarządu spółki giełdowej HAWE SA.

Od 2009 roku jest członkiem Rady Ekonomicznej Ks. Kard. Kazimierza Nycza, a od 2011 roku członkiem Zespołu Społecznych Doradców Prezydenta Miasta Łodzi. Od lutego 2014 roku jest członkiem Rady Dyrektorów PGNiG Upstream International AS, a od kwietnia 2014 roku członkiem Rady Nadzorczej Europol Gaz S.A.



Jerzy Kurella Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych

powołany w skład Zarządu z dniem 14 czerwca 2013 roku

Absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. Radca prawny. W latach 1998–2002 pracował jako prawnik w Biurze Zarządu TUIR Partner SA i Garda Life SA, towarzystw ubezpieczeniowych z grupy kapitałowej SEB (Szwecja). W latach 2002–2007 związany zawodowo z PGNiG SA, w którym zajmował stanowiska między innymi dyrektora zarządzającego ds. obsługi prawnej oraz dyrektora zarządzającego ds. negocjacji. Odpowiadał między innymi za prawne aspekty wydzielenia operatora systemu przesyłowego, restrukturyzacji zadłużenia i wykupu euroobligacji, upublicznienie akcji spółki na GPW, negocjacje kluczowych kontraktów i przedsięwzięć spółki.

Od marca 2007 roku do czerwca 2008 roku Członek Zarządu, a następnie Wiceprezes BOT Górnictwo i Energetyka SA odpowiedzialny za Strategię i Integrację GK BOT, zarządzanie Grupą Kapitałową, w tym nadzór nad informatyką, zakupami centralnymi, logistyką oraz obsługą prawną BOT. Od września 2008 roku Prezes Zarządu

Wojskowego TBS „KWATERA” Sp. z o.o., a od września 2009 roku Wiceprezes Zarządu Banku Gospodarstwa Krajowego, w którym funkcję tę sprawował do czerwca 2012 roku. Od 1 lipca 2012 roku Doradca Prezesa Zarządu BGK. Wielokrotnie pełnił funkcje członka lub przewodniczącego rad nadzorczych, między innymi w PF-K Gaskon SA, Investgas SA, BOT GiE SA, BOT Elektrownia Turów SA, BOT Elektrownia Bełchatów SA, KUKA SA, Krajowy Fundusz Kapitałowy SA, Fasing SA.

Od 14 czerwca 2013 roku do 30 grudnia 2013 roku Wiceprezes Zarządu PGNiG SA, od 1 lipca 2013 roku do 30 grudnia 2013 roku wykonujący obowiązki Prezesa Zarządu. Pełnił również funkcje Zastępcy Przewodniczącego Rady Nadzorczej EuRoPol GAZ SA oraz Szefa Rady Dyrektorów PGNiG Upstream International. Obecnie jest Przewodniczącym Rady Nadzorczej Gas-Trading SA oraz Członkiem Rady Dyrektorów PGNiG Upstream International, a od 30 grudnia 2013 roku Wiceprezesem Zarządu ds. Handlowych.



Zbigniew Skrzyplikiewicz Wiceprezes Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania

powołany w skład Zarządu z dniem 31 grudnia 2013 roku

Absolwent 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 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 był członkiem Rady Nadzorczej PGNiG SA.



Waldemar Wójcik Członek Zarządu

powołany w skład Zarządu z dniem 3 kwietnia 2014 roku

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, magister inżynier górnictwa naftowego.

Od 1981 roku pracował w Sanockim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu, począwszy od stanowiska referenta na kopalni gazu ziemnego, poprzez stanowisko kierownika zmiany w Oddziale Rekonstrukcji, a następnie kierownika Ośrodka Kopalń w Przemysłu.

W latach 1994–1996 pełnił funkcję członka Rady Pracowniczej PGNiG. Od 2001 roku do stycznia 2009 roku był dyrektorem Sanockiego Zakładu Górnictwa Nafty i Gazu w Sanoku a następnie Dyrektorem Oddziału PGNiG w Sanoku. Od stycznia 2009 roku do sierpnia 2010 roku pełnił funkcję Wiceprezesa Zarządu PGNiG ds. Górnictwa Naftowego.

Od września 2010 roku zasiada w zarządzie spółki Polish Oil and Gas Company Libya BV.

List Przewodniczącego Rady Nadzorczej

Szanowni Państwo,

Miniony rok, mimo trudnych warunków makroekonomicznych, jak również nowych krajowych regulacji dotyczących liberalizacji rynku gazu związanych w szczególności z uwolnieniem cen na rynku hurtowym gazu dla odbiorców przemysłowych, był kolejnym, w którym PGNiG potwierdziło pozycję lidera wydobycia i sprzedawcy gazu ziemnego i ropy naftowej.

W 2013 roku Rada Nadzorcza podjęła we współpracy z Zarządem Spółki szereg decyzji związanych z zagospodarowaniem złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w kraju i za granicą, rozbudową podziemnych magazynów gazu oraz dystrybucją paliw gazowych. Wszystkie działania ukierunkowane były na poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju i wzrost wartości PGNiG dla Akcjonariuszy.

Grupa PGNiG odnotowała w 2013 roku ponad dwukrotny wzrost wydobycia ropy naftowej i kondensatu w Polsce i za granicą (do 1,1 mln ton, w porównaniu do 492 tys. ton w 2012 roku). Udział PGNiG w krajowym wydobyciu węglowodorów ciekłych stanowił niemal 80%, co potwierdza właściwy kierunek obrany w tym segmencie rynku.



Rada Nadzorcza wspierała działania związane z reorganizacją Grupy Kapitałowej PGNiG, służące osiągnięciu wyraźnie większej efektywności w ramach prowadzonej działalności. Nie jest to proces zakończony i należy się liczyć z intensyfikacją aktywności Grupy w tym kierunku w najbliższej przyszłości.

W obszarze, za który w szczególności odpowiada Rada Nadzorcza, należy zwrócić uwagę na przeprowadzenie przez Radę w 2013 roku postępowania rekrutacyjnego dotyczącego obsady składu Zarządu. Podjęte przez Radę decyzje w tym zakresie były jednym z etapów służących zapewnieniu realizacji celów określonych w strategii Grupy.

Jestem przekonany, że przy wsparciu Rady Nadzorczej udało się w 2013 roku pogodzić cele wyznaczone przez Akcjonariuszy, w tym Skarb Państwa, na którym spoczywa odpowiedzialność za zagwarantowanie bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Rada Nadzorcza będzie nadal konsekwentnie wspierać Zarząd Spółki w dążeniach do poprawy efektywności działania Grupy. Niezależnie od wielu wyzwań w tym obszarze będzie to również oznaczało wspieranie inicjatyw prowadzących do wykorzystania potencjału PGNiG w ramach współpracy z innymi spółkami, w których Skarb Państwa jest również znaczącym akcjonariuszem.

Z poważaniem,

A handwritten signature in blue ink that reads "Wojciech Chmielewski". The signature is written in a cursive, slightly slanted style.

Wojciech Chmielewski
Przewodniczący Rady Nadzorczej

Rada Nadzorcza

Stan na 14 sierpnia 2014 roku

Wojciech Chmielewski

Przewodniczący Rady Nadzorczej

członek Rady Nadzorczej od 12 stycznia 2012 roku,
powołany na kolejną kadencję od 15 maja 2014 roku

Absolwent 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 jest pracownikiem Ministerstwa Skarbu Państwa, gdzie obecnie pełni funkcję Dyrektora Departamentu Przekształceń Własnościowych i Prywatyzacji. Zasiadał w radach nadzorczych spółek kapitałowych, między innymi Stocznia Gdynia SA, Agencja Rozwoju Przemysłu SA, PKS Przemysł Sp. z o.o., Mostostal Wrocław SA. Od lutego 2009 roku Członek Rady Nadzorczej ENEA SA z siedzibą w Poznaniu, w której sprawuje funkcję Przewodniczącego.

Agnieszka Woś

Wiceprzewodnicząca Rady Nadzorczej

członek Rady Nadzorczej od 15 maja 2014 roku

Absolwentka 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 2010 roku uzyskała 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. Jest również ekspertem z zakresu tworzenia i realizacji programów lojalnościowych oraz przeprowadzania projektów procesów akwizycji, a także 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 S.A. w Krakowie, Polskiej Grupie Farmaceutycznej S.A. oraz w Urzędzie Marszałkowskim Województwa Podkarpackiego, jako Dyrektor Departamentu Nadzoru Właścicielskiego i Analiz Ekonomicznych, a następnie Dyrektor Biura Nadzoru Właścicielskiego i Analiz Ekonomicznych.

Obecnie pełni funkcję Radcy Ministra koordynując prace w Departamencie Spółek Kluczowych Ministerstwa Skarbu Państwa. Ponadto pełni funkcje Fundatora i Prezesa Zarządu Fundacji Podkarpacka Akademia Rozwoju, a także jest wykładowcą na jednej z uczelni wyższych Podkarpacia oraz Członkiem Rady Podkarpackiego Parku Naukowo-Technologicznego Aeropolis.

Magdalena Zegarska

Sekretarz

członek Rady Nadzorczej od 15 maja 2014 roku

Absolwentka PWSOŚ w Radomiu, gdzie uzyskała tytuł inżyniera bezpieczeństwa i higieny pracy, ponadto posiada absolutorium uzyskane w Wyższej Szkole Zarządzania i Marketingu Stowarzyszenia Inicjatyw Gospodarczych w Warszawie 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 S.A. 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 S.A., nagradzana odznaczeniami honorowymi: zasłużona dla Mazowieckiego Oddziału Handlowego, a także Górnictwa Naftowego i Gazownictwa.

Sławomir Borowiec

Członek Rady Nadzorczej

członek Rady Nadzorczej od 15 maja 2014 roku

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, Wydziału Wiertniczo-Naftowego. Ukończył również Państwową Szkołę Zawodową w Gorzowie Wielkopolskim, Instytut Zarządzania i Finansów w zakresie Zarządzania i Marketingu oraz Rachunkowość o specjalności Rachunkowość Jednostek Gospodarczych na Politechnice Koszalińskiej.

W 1992 roku rozpoczął pracę w Zielonogórskim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu i jest obecnie zatrudniony na stanowisku Kierownika Ośrodka Kopalń Drezdenko. Posiada uprawnienia Kierownika Ruchu Zakładu Górniczego. W 2010 roku otrzymał Stopień Górniczy: Dyrektor Górniczy II Stopnia a w 2002 roku zdał egzamin na członków Rad Nadzorczych.

Andrzej Janiak

Członek Rady Nadzorczej

członek Rady Nadzorczej od 26 marca 2014 roku,
powołany na kolejną kadencję od 15 maja 2014 roku

Absolwent Uniwersytetu Adama Mickiewicza w Poznaniu, odbył aplikację sędziowską (1980–1982), radca prawny (od 1987), dr habilitowany nauk prawnych (2005).

Od ukończenia studiów nieprzerwanie zatrudniony w UAM – 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.

Bogusław Nadolnik

Członek Rady Nadzorczej

członek Rady Nadzorczej od 15 maja 2014 roku

Absolwent Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, kierunku Zarządzanie i Marketing. Ukończył również studia podyplomowe w zakresie Audyt Wewnętrzny i Kontrola Wewnętrzna w Instytucie Organizacji i Zarządzania ORGMASZ w Warszawie i Międzynarodowym Centrum Szkolenia i Doradztwa Sp. z o.o. W latach 1990–1992 studiował Zarządzanie Małym Biznesem w Georgetown University Washington D.C. (USA), gdzie rozpoczął karierę zawodową jako praktykant.

Po powrocie do Polski w 1994 roku podjął pracę w Wydziale Organizacyjnym Gabinetu Ministra jako starszy specjalista, a następnie p.o. Dyrektora Gabinetu Ministra w Ministerstwie Rolnictwa i Gospodarki Żywnościowej. W latach 1996–2006 pracował w Ministerstwie Skarbu Państwa jako Zastępca Dyrektora Departamentu Finansów Skarbu Państwa, Zastępca Dyrektora Departamentu Budżetu i Finansów oraz p.o. Dyrektora Biura ds. Pomocy Publicznej. W latach 2007–2008 pełnił funkcję Sekretarza Powiatu Legionowskiego w Starostwie Powiatowym w Legionowie, a następnie pracował na stanowisku Podsekretarza Stanu w Ministerstwie Rolnictwa i Rozwoju Wsi. Od 2008 do 2013 roku sprawował funkcję Zastępcy Prezesa Agencji Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa.

Obecnie jest Dyrektorem Departamentu Działań Poprywatyzacyjnych w Ministerstwie Skarbu Państwa. Zasiadał w Radach Nadzorczych Spółek Skarbu Państwa: Legnicka Specjalna Strefa Ekonomiczna S.A., Polimex-Cekop Sp. z o.o., Metalexport Sp. z o.o., Beskidzkie Tartaki „Bestar” S.A., Bank Gospodarki Żywnościowej S.A., VII Narodowy Fundusz Inwestycyjny S.A. im. Kazimierza Wielkiego, Agencja Rozwoju Przemysłu S.A., Uzdrawisko Krynica Żegiestów S.A. oraz Rolno-Spożywczy Rynek Hurtowy S.A. Oświadczeniem Ministra Skarbu Państwa, w dniu 16 stycznia 2014 roku, został powołany do Rady Nadzorczej ENERGA S.A.

Janusz Pilitowski

Absolwent Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie.

Członek Rady Nadzorczej

członek Rady Nadzorczej od 12 stycznia 2012 roku,
powołany na kolejną kadencję od 15 maja 2014 roku

W latach 1985–2003 zatrudniony był w Mennicy Polskiej SA, gdzie pełnił funkcję między innymi 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. Aktualnie na stanowisku Dyrektora Departamentu Energii Odnawialnej w Ministerstwie Gospodarki. Doświadczony członek organów nadzorczych.

Ryszard Wąsowicz

Członek Rady Nadzorczej

członek Rady Nadzorczej od 15 maja 2014 roku

Absolwent 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 został do pracy związkowej. Pełni funkcję z wyboru Przewodniczącego NSZZ „Górników-Naftowców” w PGNiG S.A.

W dniu 26 czerwca 2013 roku Mieczysław Puławski został odwołany ze składu Rady Nadzorczej PGNiG.

W dniu 26 czerwca 2013 roku Zbigniew Skrzypkiewicz został powołany w skład Rady Nadzorczej PGNiG, a w okresie od dnia 16 września 2013 roku do dnia 16 grudnia 2013 roku oddelegowany do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu. W dniu 31 grudnia 2013 roku został powołany w skład Zarządu PGNiG.

W dniu 15 maja 2014 roku, w związku z zakończoną kadencją, ze składu Rady Nadzorczej PGNiG zostali odwołani: Agnieszka Chmielarz, Wojciech Chmielewski, Józef Głowacki, Andrzej Janiak, Mieczysław Kawecki, Marcin Moryń, Janusz Pilitowski, Ewa Sibrecht-Ośka oraz Jolanta Siergiej.

Agnieszka Trzaskalska złożyła rezygnację z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej z dniem 30 lipca 2014 roku.

PGNiG na giełdzie

W 2013 roku akcje PGNiG osiągnęły najwyższą w historii cenę – 6,55 zł. Dobre wyniki finansowe umożliwiły wypłatę dywidendy, a także realizację istotnych inwestycji. Jednocześnie był to okres zmiennej koniunktury na rynku akcji, który PGNiG zakończyło na podobnym poziomie jak rok wcześniej.

Pozycja na GPW

Od dnia debiutu, czyli 23 września 2005 roku, papiery wartościowe PGNiG należą do najbardziej rozpoznawalnych i uznanych na warszawskiej giełdzie. Od 15 grudnia 2005 roku akcje Spółki wchodziły w skład indeksu WIG20; dołączyły także do światowego indeksu spółek rynków wschodzących, ustalanego przez Morgan Stanley Capital International (MSCI Emerging Markets Index).

Jesteśmy dumni, że PGNiG należy do RESPECT Index od początku jego istnienia. W 2013 roku, przynależność PGNiG do grona firm odpowiedzialnych społecznie, potwierdziła już siódma edycja tego indeksu. Nowością tego roku było rozpoczęcie przez Giełdę Papierów Wartościowych kalkulewania indeksu WIG30, obejmującego trzydzieści jej największych spółek. Docelowo indeks ten, notowany od 23 września 2013 roku, przejmie rolę WIG20. Akcje PGNiG przypisane są także do WIG Paliwa – indeksu branżowego, w którym na koniec roku miały 34-procentowy udział.

Analiza kursu akcji PGNiG

Kurs akcji PGNiG w trakcie całego roku kształtował się w zakresie od 5,14 do 6,55 zł – w 2012 roku był to przedział 3,62–5,21 zł. Pierwsza połowa 2013 roku to istotny wzrost kursu akcji przy dużej zmienności cen. W sierpniu cena akcji osiągnęła historycznie rekordowy poziom 6,55 zł. Od tego momentu akcje PGNiG znalazły się w trendzie spadkowym, trwającym do końca roku, który zamknęły wyceną na poziomie 5,15 zł. Na odwrócenie trendu wpłynęły zmiany w otoczeniu makroekonomicznym (między innymi bardziej rygorystyczna polityka pieniężna Rezerwy Federalnej w Stanach Zjednoczonych) i regulacyjnym (między innymi zapowiedzi zmian w otwartych funduszach emerytalnych oraz wprowadzenie obliigo giełdowego w handlu gazem w Polsce). Był to także efekt dążenia do realizacji zysków przez inwestorów przy rosnących wyzwaniach stojących przed PGNiG, zwłaszcza w kontekście liberalizacji rynku gazu.

W samym 2013 roku akcje PGNiG przyniosły, z uwzględnieniem dywidendy, 1,3% zysku. W tym okresie stopa zwrotu WIG20 wyniosła –7%, WIG Paliwa zmniejszył się o 10%, a indeks szerszego rynku WIG wzrósł o 8%. Nie wliczając dywidendy zwrot z inwestycji w akcje PGNiG w 2013 był ujemny i wyniósł –1,2%. Od dnia debiutu 23 września 2005 roku akcje PGNiG uzyskały (bez uwzględnienia dywidend) stopę zwrotu na poziomie ponad 35%. Jest to wynik sporo powyżej indeksu spółek porównywalnej wielkości WIG20, który osiągnął stratę –2%. Indeks WIG, oddający obraz całego głównego parkietu giełdy warszawskiej, uzyskał w tym okresie zwrot przekraczający 54%.

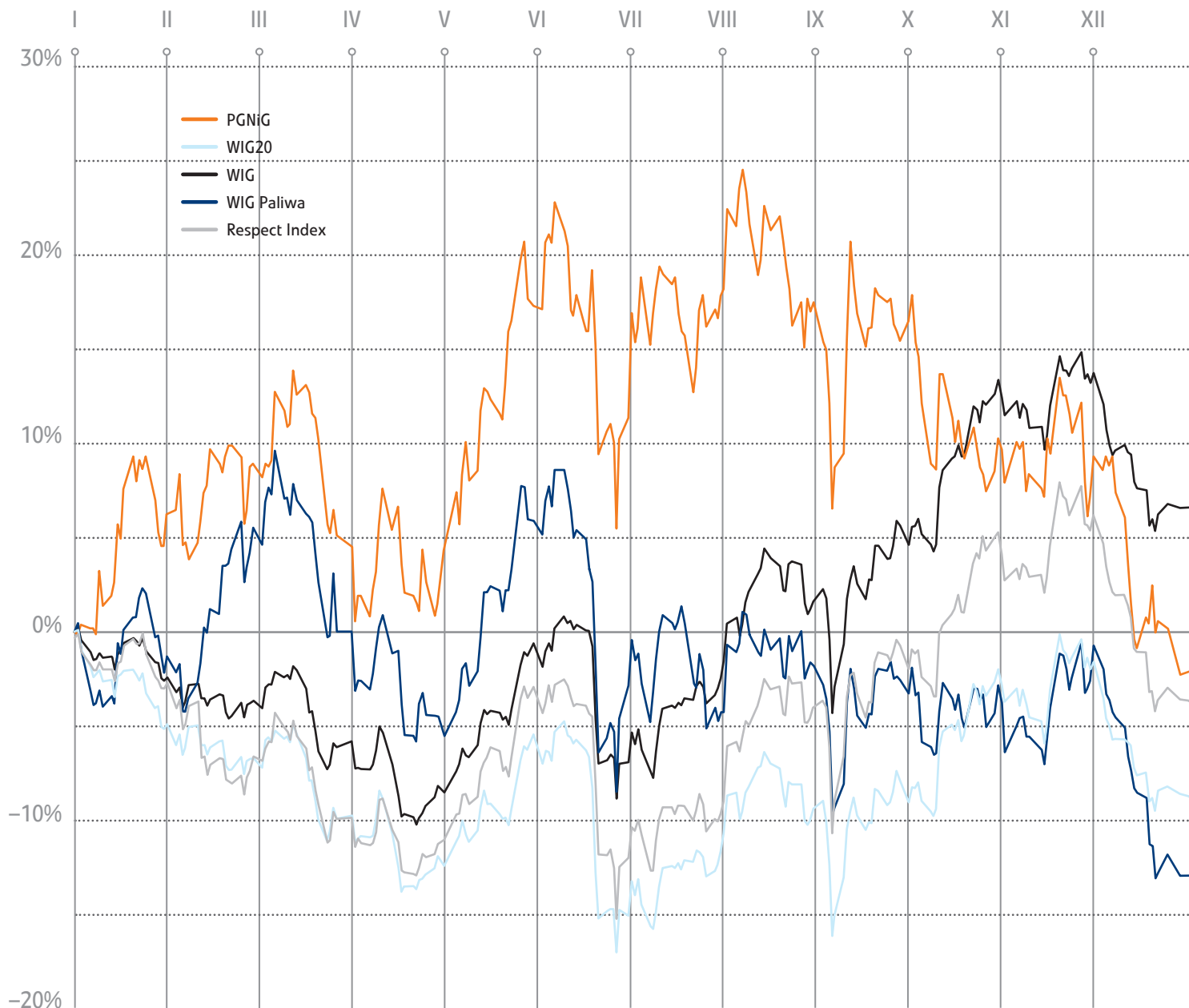
Notowania indeksów Giełdy Papierów Wartościowych oraz akcji PGNiG

Indeks	Wartość na dzień 28.12.2012	Wartość maksymalna w 2013 roku	Wartość minimalna w 2013 roku	Wartość na dzień 30.12.2013	Waga PGNiG S.A. w indeksach na dzień 30.12.2013
WIG	47 460,59 pkt.	55 246,4 pkt.	43 159,57 pkt.	51 284,25 pkt.	3,0%
WIG20	2 582,98 pkt.	2 628,36 pkt.	2 177,02 pkt.	2 400,98 pkt.	4,7%
WIG-Paliwa	3 571,11 pkt.	4 048,79 pkt.	3 206,98 pkt.	3 215,11 pkt.	34,2%
Respect Index	2 591,15 pkt.	2 854,54 pkt.	2 250,8 pkt.	2 559,17 pkt.	9,3%
PGNiG S.A.	5,21 zł	6,55 zł	5,14 zł	5,15 zł	-

Źródło: gpwinforefa.pl

Analiza kursu akcji

2013



Źródło: wyliczenia własne na podstawie danych GPW

Porównanie stopy zwrotu indeksów GPW oraz akcji PGNiG w latach 2010–2013 oraz całkowitej stopy zwrotu od dnia debiutu PGNiG

	Stopa zwrotu w 2010 roku	Stopa zwrotu w 2011 roku	Stopa zwrotu w 2012 roku	Stopa zwrotu w 2013 roku	Stopa zwrotu od debiutu PGNiG
WIG	18,8%	-20,8%	23,8%	8,1%	54,4%
WIG20	14,9%	-21,8%	17,7%	-7%	-2,3%
WIG-Paliwa	26,4%	-18,5%	34,8%	-10%	-9,7% ⁽¹⁾
Respect Index	32,2%	-12,9%	27,6%	-1,2%	155,9% ⁽²⁾
PGNiG	-5,8%	14,3%	27,7%	-1,2%	35,2% ⁽³⁾

Źródło: GPW

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

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

3 W stosunku do ceny emisyjnej 2,98 zł stopa zwrotu w PGNiG od dnia debiutu wynosi 72,8%.



Akcjonariat

Na dzień 31 grudnia 2013 roku kapitał zakładowy PGNiG wynosił 5 900 000 000 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 2013 roku blisko 60 tys. uprawnionych pracowników objęło 728 259 522 akcji, co stanowi 12,34% ogólnej liczby 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 (20 lipca 2013 roku) poza Skarbem Państwa w dziesiątce największych akcjonariuszy instytucjonalnych PGNiG występowały polskie fundusze emerytalne oraz inwestycyjne. Pośród najbardziej znaczących inwestorów zagranicznych występują zarówno państwowe fundusze majątkowe (sovereign wealth funds), jak również fundusze emerytalne i inwestycyjne. Pomędzy tymi ostatnimi istotną pozycję zajmują fundusze typu ETF (exchange-traded funds). Ich celem jest wierne, automatyczne odwzorowanie indeksu giełdowego, na którym są bazowane – na przykład indeksu rynku polskiego lub krajów rozwijających się. Łącznie w akcjonariacie PGNiG reprezentowani są inwestorzy instytucjonalni z 44 państw.

Struktura akcjonariatu w latach 2012–2013

Akcjonariusze	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na 31.12.2012	Udział w kapitale zakładowym/ liczbie głosów na WZA na 31.12.2012	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na 31.12.2013	Udział w kapitale zakładowym/ liczbie głosów na WZA na 31.12.2013
Skarb Państwa	4 271 810 954	72,4%	4 271 740 477	72,4%
Pozostali	1 628 189 046	27,6%	1 628 259 523	27,6%
Razem	5 900 000 000	100,00%	5 900 000 000	100,00%

Relacje inwestorskie

Znaczny pakiet akcji PGNiG znajduje się w portfelach otwartych funduszy emerytalnych. Ci długoterminowi inwestorzy posiadali na koniec 2013 roku blisko 10-procentowy udział w kapitale PGNiG, wyceniony na prawie 3 mld PLN. Oznacza to wzrost posiadanej przez OFE liczby akcji o 7%. Najwięcej akcji PGNiG posiadały te fundusze, które zarządzają także największym portfelem przyszłych emerytur, tj. ING, Aviva oraz PZU Złota Jesień. Udział OFE w akcjonariacie PGNiG wzrósł znacznie od debiutu giełdowego w 2005 roku (ówcześnie 3,5% kapitału, wycenione na 711 mln PLN).

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 większej liczbie notowanych spółek, których ponad 400 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 ze strony ustawodawcy oraz ze strony rynku dążącego do samoregulacji. Co warte zauważenia, z roku na rok rośnie świadomość emitentów. Dobrze prowadzone relacje inwestorskie są elementem strategii finansowej i wizerunkowej, budując przewagę konkurencyjną przedsiębiorstwa.

W 2013 roku PGNiG systematycznie przekazywała raporty okresowe i komunikowała raporty bieżące, których liczba osiągnęła 207. Pełen zakres raportów giełdowych, a także aktualne informacje na temat Grupy PGNiG można znaleźć na stronie internetowej www.pgnig.pl w sekcji „Relacje Inwestorskie”. Ważnym, przeglądowym materiałem o pozycji Grupy jest prezentacja inwestorska dostępna w tej sekcji. Na 2014 rok planowana jest przebudowa strony internetowej, by móc lepiej odpowiadać na potrzeby inwestorów.

Zestawienie akcji PGNiG w portfelach Otwartych Funduszy Emerytalnych

Lp.	Nazwa funduszu	Wartość na 31.12.2013	Liczba akcji na 31.12.2013	Udział w kapitale PGNiG	Wartość na 31.12.2012	Liczba akcji na 31.12.2012	Udział w kapitale PGNiG	Zmiana 2013/2012
1	ING NATIONALE NEDERLANDEN OFE	592 480 000	114 277 117	1,94%	671 009 587	128 792 627	2,18%	-11%
2	AVIVA OFE	681 130 000	131 374 964	2,23%	593 151 534	113 848 663	1,93%	15%
3	OFE PZU ZŁOTA JESIEŃ	550 250 000	106 131 801	1,80%	530 368 190	101 798 117	1,73%	4%
4	AMPLICO OFE	236 780 000	45 669 746	0,77%	234 536 533	45 016 609	0,76%	1%
5	AXA OFE	211 990 000	40 888 513	0,69%	213 325 195	40 945 335	0,69%	0%
6	AEGON OFE	110 480 000	21 318 817	0,36%	100 016 193	19 196 966	0,33%	11%
7	NORDEA OFE	128 390 000	24 763 114	0,42%	102 827 332	19 736 532	0,33%	25%
8	ALLIANZ POLSKA OFE	104 710 000	20 195 933	0,34%	89 965 175	17 267 788	0,29%	17%
9	GENERALI OFE	113 500 000	21 892 422	0,37%	71 407 072	13 705 772	0,23%	60%
10	BANKOWY OFE	105 740 000	20 395 586	0,35%	77 013 465	14 781 855	0,25%	38%
11	OFE POCZTYLION	61 860 000	11 931 129	0,20%	41 785 242	8 020 200	0,14%	49%
12	PEKAO OFE	53 730 000	10 364 315	0,18%	38 752 027	7 438 009	0,13%	39%
13	OFE WARTA	36 340 000	7 009 847	0,12%	26 407 463	5 068 611	0,09%	38%
Razem		2 987 380 000	576 213 304	9,77%	2 808 921 718	539 140 445	9,14%	7%

Źródło: PAP

Zmiana liczby akcji PGNiG w portfelach Otwartych Funduszy Emerytalnych między 2012 i 2013 rokiem



Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG

Nadrzędnym celem PGNiG jest realizacja wzrostu wartości dla akcjonariuszy. Dążąc do osiągnięcia tego celu, Spółka przyjęła w połowie 2011 roku „Aktualizację Strategii Grupy Kapitałowej PGNiG do 2015 roku”. Strategia ta jest realizowana z uwzględnieniem uwarunkowań związanych z długofalowym rozwojem i liberalizacją rynku gazu w Polsce.

W grudniu 2012 roku Spółka przyjęła „Krótkoterminową strategię budowania wartości GK PGNiG na lata 2012–2014”. Strategia ma charakter operacyjny i stanowi zespół skoordynowanych działań ukierunkowanych na realizację nadrzędnego celu strategicznego Grupy PGNiG. Przyjęty w grudniu dokument wpisuje się w realizację „Aktualizacji Strategii Grupy Kapitałowej PGNiG do 2015 roku”.

PGNiG jest jednym z największych przedsiębiorstw w Polsce. Przychody firmy oraz jej zysk stawiają Spółkę w czołówce największych i najbardziej dochodowych podmiotów w Polsce. PGNiG jest również jednym z największych pracodawców w kraju.

Główne cele strategiczne składają się na wizję Grupy PGNiG, zgodnie z którą w perspektywie 2015 roku Grupa PGNiG będzie nowoczesną i sprawnie zarządzaną organizacją, obecną w prawie całym łańcuchu wartości w ramach sektora gazowego i skupiającą aktywa z sektorów paliwowego i elektroenergetycznego. Kluczowe dla osiągnięcia celów strategicznych PGNiG działania będą się koncentrować na:

- krajowej i międzynarodowej działalności poszukiwawczo-wydobywczej, zapewniającej dostęp do nowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej;
- dywersyfikacji źródeł przychodów GK PGNiG i wzmocnieniu oferty dla klientów;
- zarządzaniu portfelem gazu ziemnego Spółki w Polsce i za granicą.

Krótkoterminowa strategia budowania wartości GK PGNiG do 2014 roku ma charakter kompleksowy i stanowi zespół skoordynowanych działań ukierunkowanych na realizację 19 inicjatyw podzielonych na 3 obszary biznesowe.

Inicjatywy realizowane w ramach obszaru Upstream:

1. Rozpoznanie i zagospodarowanie niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w ramach posiadanych koncesji;
2. Współpraca z partnerami zewnętrznymi w obszarze poszukiwań i wydobywania węglowodorów;
3. Intensyfikacja krajowych poszukiwań węglowodorów ze złóż konwencjonalnych;
4. Optymalizacja działalności upstream poza granicami Polski.



Inicjatywy realizowane w ramach obszaru Rynek:

1. Poprawa efektywności obszaru sprzedaży i obsługi klientów;
2. Wdrożenie zintegrowanej oferty produktowej;
3. Wdrożenie nowej polityki marketingowej;
4. Animacja/wsparcie programu liberalizacji rynku gazu;
5. Rozwój segmentu energetyki;
6. Zmiana zasad ustalania cen w kontraktach importowych;
7. Zmiana struktury portfela pozyskania gazu z importu;
8. Centralizacja funkcji handlu hurtowego w Grupie PGNiG.

Inicjatywy realizowane w ramach obszaru Model Biznesowy:

1. Optymalizacja systemu zarządzania zasobami ludzkimi w PGNiG;
2. Wdrożenie systemu zarządzania projektami/portfelem projektów;
3. Utworzenie Centrum Usług Wspólnych;
4. Restrukturyzacja obszarów działalności podstawowej Grupy PGNiG;
5. Restrukturyzacja obszarów działalności dodatkowej Grupy PGNiG;
6. Restrukturyzacja zatrudnienia;
7. Optymalizacja segmentu magazynowania w Grupie PGNiG.

Wdrożenie Krótkoterminowej strategii budowania wartości Grupy PGNiG do 2014 roku pozwoliło na realizację ambitnego programu inwestycyjnego, przy jednoczesnym ograniczeniu poziomu zadłużenia i wygenerowanie nadwyżki finansowej, która może zostać przeznaczona na kolejne inwestycje.

Obszar Upstream

Co już udało nam się zrobić

W 2013 roku Grupa PGNiG prowadziła prace poszukiwawczo-rozpoznawcze zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Prace poszukiwawczo-rozpoznawcze w kraju Spółka realizowała na terenie Karpat, Przedgórze Karpat i na Niżu Polskim. Prace wiertnicze w kraju prowadzone były w 27 otworach poszukiwawczych, w tym w 7 badawczych oraz w 6 otworach rozpoznawczych. W 16 odwiertach wykonano próby złożowe, w tym w 7 odwiertnych w poprzednich latach. Próby potwierdziły obecność gazu w 9 otworach: 4 poszukiwawczych i 5 rozpoznawczych. W 7 odwiertach nie uzyskano przemysłowego przypiływu węglowodorów.

W ramach poszukiwania złóż niekonwencjonalnych wykonano próby złożowe 2 otworów. Prace wiertnicze prowadzone były w 8 otworach, z czego 6 osiągnięto głębokość końcową.



Poza projektami prowadzonymi samodzielnie, w 2013 roku GK PGNiG współpracowała z innymi podmiotami na obszarach koncesyjnych PGNiG, FX Energy Poland Sp. z o.o. i San Leon Energy PLC (spółka wykupiła udziały dotychczasowego partnera tj. firmy Aurelian Oil & Gas PLC). Ponadto we współpracy z innymi podmiotami GK PGNiG prowadziła prace poszukiwawcze w Pakistanie, Norwegii i Libii.

W 2013 roku PGNiG, Tauron Polska Energia S.A., KGHM Polska Miedź S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. i Enea S.A., na podstawie umowy ramowej z dnia 4 lipca 2012 roku (w zakresie poszukiwania i wydobycia gazu ziemnego oraz ropy naftowej z łupków na obszarze koncesji Wejherowo), prowadziły negocjacje mające na celu ustalenie szczegółowych warunków współpracy. W dniu 31 grudnia 2013 roku umowa ramowa wygasła z uwagi na niespełnienie określonych w niej warunków.

W dniu 14 sierpnia 2013 roku podpisana została umowa o wspólnych operacjach pomiędzy PGNiG i LOTOS Petrobaltic S.A. na koncesji Kamień Pomorski. Realizacja umowy będzie możliwa po spełnieniu warunków zawieszających tj. uzyskaniu pozytywnych interpretacji podatkowych z Ministerstwa Finansów i zgody Ministerstwa Środowiska na poddzierżawę użytkownika górniczego.

Grupa PGNiG kontynuowała również prace poszukiwawczo-rozpoznawcze w Pakistanie. W bieżącym roku zakończono budowę gazociągów i tymczasowych instalacji napowierzchniowych oraz rozpoczęto testowe wydobycie otworów Rehman-1 i Hallel X-1. Wydobyty gaz sprzedawany jest do pakistańskiej sieci przesyłowej. Ponadto w 2013 roku rozpoczęto prace przygotowawcze do wiercenia otworu poszukiwawczego Rizq-1, którego wykonanie planowane jest w 2014 roku.

W dniu 31 grudnia 2012 roku spółka wspólnie ze swoimi partnerami uruchomiła wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż Skarv i Idun (projekt Skarv) na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Sprzedaż wydobytych węglowodorów prowadzona jest od stycznia 2013 roku. W 2013 roku PGNiG Upstream International posiadała udziały w 13 koncesjach poszukiwawczo wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W 2013 roku, w Libii, Grupa PGNiG zakończyła prace przygotowawcze i rozpoczęła pierwszą fazę wierceń obejmującą wykonanie czterech odwiertów poszukiwawczych. Pierwszy wykonany odwiert poszukiwawczy został zakończony. Wiercenie i testy produkcyjne drugiego odwiertu zostały zakończone w grudniu 2013 roku. Ponadto w 2013 roku Grupa PGNiG zakończyła prace przygotowawcze dla trzeciego odwiertu. Natomiast zaplanowane do realizacji w 2013 roku prace sejsmiczne drugiej fazy zdjęć 3D zostały przesunięte na kolejne lata.

W 2013 roku Grupa PGNiG prowadziła również prace poszukiwawcze na koncesji Bahariya (Blok nr 3) w Egipcie, gdzie odwiercono dwa otwory poszukiwawcze. W związku z brakiem przemysłowego przyływu węglowodorów otwory zlikwidowano. Na bazie nowych danych geologicznych wykonano reewaluację potencjału naftowego koncesji Bahariya, która wykazała brak uzasadnienia ekonomicznego do kontynuowania prac. W związku z powyższym podjęto decyzję o wygaszeniu koncesji i likwidacji oddziału w Egipcie.



Obszar Rynek

Co już udało nam się zrobić

Import

Zaopatrzenie PGNiG w gaz ziemny pochodzący z importu odbywa się w oparciu o: długoterminowe kontrakty (tj. długoterminowy kontrakt z OOO „Gazprom eksport”) oraz umowy średnio i krótkoterminowe z dostawcami europejskimi.

W ramach dywersyfikacji dostaw gazu z importu Grupa PGNiG zwiększyła zakupy gazu z kontraktów krótkoterminowych. Zakupy te realizowane były głównie przez PGNiG Sales & Trading.

PGNiG Sales & Trading dokonywała zakupów gazu ziemnego na rynku niemieckim, głównie w ramach transakcji pozagiełdowych na wirtualnych platformach handlowych: NCG (NetConnectGermany) i Gaspool. Spółka kupowała również gaz na giełdzie EEX (European Energy Exchange). W 2013 roku PGNiG zawarło z PGNiG Sales & Trading krótkoterminowe umowy na dostawy gazu ziemnego, w większości poprzez wykorzystanie wirtualnego rewersu na gazociągu jamalskim.

Pod koniec 2013 roku PGNiG i NAK „Naftogaz Ukrainy” podpisały porozumienie o rozwiązaniu umowy na dostawę gazu ziemnego z dnia 26 października 2004 roku. Spowodowane to zostało wstrzymaniem, od 1 stycznia 2011 roku, dostaw gazu (przez punkt zdawczo-odbiorczy Zosin k/Hrubieszowa na granicy polsko-ukraińskiej) przez spółkę NAK „Naftogaz Ukrainy”.

Sprzedaż

PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Udział PGNiG w rynku gazu szacowany jest na około 96%, pozostałe 4% posiadają dostawcy spoza Grupy PGNiG, którzy w znaczącym stopniu dokonują zakupu gazu od PGNiG.

W 2013 roku Grupa PGNiG sprzedała 16,2 mld m³ gazu, z czego 95% stanowiła sprzedaż z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a pozostała część – sprzedaż gazu bezpośrednio ze źródeł.

W 2013 roku PGNiG zawarło umowy kompleksowe na dostawy paliwa gazowego, zarówno z systemu przesyłowego, jak i dystrybucyjnego z 86,9 tys. nowych odbiorców.

PGNiG dostarczało gaz do klientów na rynku krajowym. Głównymi odbiorcami gazu byli odbiorcy przemysłowi (głównie z grup: przemysł chemiczny, rafineryjny i petrochemiczny, hutnictwo) oraz odbiorcy domowi. Najliczniejszą grupą odbiorców gazu ziemnego (około 6,5 mln) byli odbiorcy domowi, którzy stanowili 97% łącznej liczby klientów PGNiG.

PGNiG rozpoczęło sprzedaż gazu na Towarowej Giełdzie Energii, gdzie w 2013 roku sprzedało około 66 mln m³ gazu ziemnego.

W listopadzie 2013 roku PGNiG zostało pierwszym bezpośrednim członkiem rynku gazu na Towarowej Giełdzie Energii. Wcześniej Spółka realizowała handel na giełdzie za pośrednictwem domów maklerskich. Ponadto PGNiG podjęło się pełnienia funkcji animatora rynku terminowego gazu ziemnego, która polega na stałym składaniu zarówno zleceń sprzedaży, jak i kupna dla rynku terminowego. Podstawową rolą animatora jest zwiększenie płynności i przejrzystości rynku.

W 2013 roku utworzony został Oddział Obrót Hurtowego. Oddział prowadzi działalność w zakresie obrotu hurtowego gazem ziemnym, energią elektryczną, ciepłem, prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej oraz uprawnieniami do emisji CO₂.

We wrześniu 2013 roku PGNiG zostało członkiem londyńskiej giełdy ICE Futures, w rezultacie czego może zawierać transakcje na największej w Europie platformie kontraktów terminowych na rynku handlu uprawnieniami do emisji CO₂.

W lipcu 2013 roku PGNiG połączyło się ze spółką PGNiG Energia. W związku z powyższym działalność w zakresie obrotu na hurtowym rynku energii elektrycznej i produktów powiązanych skupiona została w Oddziale Obrót Hurtowego.



Spółka kontynuowała realizację projektu pn. „Zasilanie miejscowości Ełk i Olecko w paliwo gazowe grupy E przy zastosowaniu LNG”. Inwestycja jest kolejnym etapem projektu przestawienia na gaz wysokometanowy miejscowości Pisz, Ełk, Suwałki i Olecko (projekt PESO). Projekt obejmuje budowę stacji regazyfikacji LNG i stacji redukcyjno-pomiarowych dwustopniowych z nawianialniami w miejscowościach Ełk i Olecko oraz przestawienie odbiorców na gaz wysokometanowy w powyższych miejscowościach. W 2013 roku Spółka rozpoczęła budowę stacji regazyfikacji LNG i stacji redukcyjno-pomiarowych w miejscowościach Ełk i Olecko.

W 2013 roku PGNiG prowadziło 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 (European Federation of Energy Traders) i za pośrednictwem brokerów) oraz na Towarowej Giełdzie Energii S.A. Na rynku niemieckim Spółka uczestniczyła w handlu kontraktami spotowymi na giełdzie EPEX Spot (European Power Exchange), a także w wymianie międzysystemowej na przekroju Polska–Niemcy (pomiędzy obszarami operatorów sieci przesyłowych PSE i 50 Hertz Transmission).

PGNiG Sales & Trading prowadziła handel energią elektryczną na rynku niemieckim, w ramach transakcji giełdowych (EPEX Spot, EEX Power Derivatives) oraz na rynku pozagiełdowym (OTC).

PGNiG rozszerzyło ofertę produktową w zakresie sprzedaży energii elektrycznej dla klientów biznesowych (grupy taryfowe A, B i C). Ponadto Spółka rozpoczęła przygotowania do uruchomienia sprzedaży energii elektrycznej dla klientów indywidualnych (grupa taryfowa G).

W 2013 roku GK PGNiG sprzedała 7231,6 GWh energii elektrycznej, z czego 73% stanowiła sprzedaż na rynku krajowym.

Dystrybucja

Polska Spółka Gazownictwa została wyznaczona na Operatora Systemu Dystrybucyjnego oraz na Operatora Systemu Skraplania Gazu Ziemnego do dnia 31 grudnia 2030 roku. Ponadto Prezes URE udzielił spółce koncesji na dystrybucję paliw gazowych oraz koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego do dnia 31 grudnia 2030 roku.

W 2013 roku Polska Spółka Gazownictwa kontynuowała realizację 18 projektów w zakresie budowy, rozbudowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych, dla których umowy o dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko zostały zawarte w poprzednich latach przez spółki gazownictwa.

W 2013 roku Spółka realizowała również przedsięwzięcia inwestycyjne we własnym zakresie.

Magazynowanie

Od 1 stycznia 2013 roku obowiązuje zmiana „Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2012” zatwierdzona decyzją Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2012 roku. Zmiana taryfy obejmuje wysokość stawek opłat za świadczenie usługi magazynowania, jakość świadczonych usług oraz sposób prowadzenia rozliczeń w ramach umów krótkoterminowych. Decyzją z dnia 30 kwietnia 2013 roku Prezes URE wydłużył okres obowiązywania taryfy do 30 września 2013 roku. W lipcu 2013 roku Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. wystąpiła z wnioskiem do Prezesa URE o wydłużenie okresu obowiązywania taryfy do 31 marca 2014 roku. Decyzją z dnia 16 września 2013 roku Prezes URE przychylił się do wniosku spółki.

Wielkość pojemności czynnej magazynu KPMG Mogilno uległa zmniejszeniu z poziomu 411,9 mln m³ do 407,9 mln m³ w wyniku konwersji (zaciskania) górotworu solnego. W dniu 11 kwietnia 2013 roku Prezes URE zmienił koncesję na magazynowanie paliw gazowych spółce Operator Systemu Magazynowania poprzez uwzględnienie zmniejszenia pojemności czynnej KPMG Mogilno o 4 mln m³.

Na dzień 31 grudnia 2013 roku GK PGNiG udostępniła na zasadach TPA oraz na potrzeby OGP GAZSYSTEM łącznie 1817,5 mln m³ pojemności magazynowych czynnych instalacji magazynowych, z czego 1796,0 mln m³ na zasadach umowy długoterminowej, a 21,5 mln m³ na zasadach umowy krótkoterminowej. Natomiast 0,39 mln m³ wykorzystywane jest na pokrycie zużycia własnego KPMG Mogilno.

Energetyka

W 2013 roku GK PGNiG, w ramach projektu „Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli”, realizowanego wspólnie z Tauron Polska Energia S.A. oraz Elektrownią Stalowa Wola S.A., podpisała umowy związane z zamknięciem finansowania budowy bloku. Realizowano również prace budowlane. W ramach prac budowlanych prowadzono między innymi budowę budynku rozdzielni elektrycznych z nastawnią i budowę fundamentów pod podstawowe urządzenia bloku. Budowa fundamentów dla kotła odzyskowego i turbiny gazowej została zakończona, natomiast dla turbiny parowej była kontynuowana. Ponadto zakończono budowę konstrukcji nośnej hali turbiny gazowej i rozpoczęto wznoszenie konstrukcji hali turbiny parowej. Zakończono również I etap prac przy progu spiętrzającym na rzece San.

Obszar Model Biznesowy

Co już udało nam się zrobić

Poszukiwanie i Wydobywanie

W 2012 roku przeprowadzony został proces konsolidacji spółek poszukiwawczych i serwisowych w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w Grupie PGNiG. PGNiG Poszukiwania SA (od lutego 2013 roku – Exalo Drilling SA) zostało połączone ze spółkami: PNiG Kraków, PNiG NAFTA, PNiG Jasło, PN „Diament” oraz ZRG Krosno.

W wyniku połączenia kopalni w 2013 roku zmniejszyła się ich liczba. 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 38 kopalniach (20 gazowych, 12 ropno-gazowych i 6 ropnych).

Energetyka

PGNiG połączyło się ze spółką PGNiG Energia, spółką zajmującą się do tego czasu głównie obrotem energią elektryczną.

Akcje Spółki Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A. należące dotychczas do PGNiG Energia zostały przeniesione do PGNiG Termika, będącego obecnie centrum kompetencyjnym GK PGNiG w zakresie energetyki.

Sprzedaż

W strukturze PGNiG utworzony został Oddział Obrotu Hurtowego. Nastąpi w nim skoncentrowanie wszystkich procesów związanych z hurtowym obrotem towarowym i zarządzanie portfelem produktów GK PGNiG (między innymi gazu ziemnego, ropy naftowej, energii elektrycznej). Takie działanie ma na celu umożliwienie Grupie utrzymania przewagi konkurencyjnej w zmieniających się warunkach rynkowych.

Dystrybucja

Do końca czerwca 2013 roku dystrybucją gazu ziemnego zajmowało się sześć spółek gazownictwa.

W ramach procesu konsolidacji segmentu dystrybucja, w dniu 1 lipca 2013 roku PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. przejęła cały majątek sześciu spółek gazownictwa, które przekształcone zostały w oddziały regionalne. Nazwa spółki została zmieniona na Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Pozwoli to ujednoczyć standardy i procedury w skali całej Grupy oraz przyczyni się do optymalizacji kosztów dystrybucji i usprawnienia obsługi klientów.

Magazynowanie

W ramach reorganizacji działalności magazynowej w GK PGNiG utworzono w PGNiG oddziały KPMG Mogilno i PMG Wierzchowice, a spółka INVESTGAS została połączona z Operatorem Systemu Magazynowania. Procesy zarządcze i nadzorcze w obszarze magazynowania zostały scentralizowane w jednym podmiocie (OSM), co umożliwi długoterminową poprawę efektywności tego obszaru.



Poszukiwanie i Wydobywanie

W 2013 roku GK PGNiG zanotowała rekordowe wydobywanie ropy naftowej i kondensatu – wzrost o 124% względem 2012 roku. Jest to rezultat włączenia do eksploatacji złóż Lubiatów, Międzychód i Grotów (LMG), a także złoża na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Prace poszukiwawcze były prowadzone zarówno w Polsce, jak i poza nią: w Norwegii, Pakistanie, Danii, Egipcie i Libii.

W 2013 ROKU WYKONANE
ZOSTAŁO

969 km²

SEJSMIKI 3D

535 km

SEJSMIKI 2D



Najważniejsze osiągnięcia:

- Uruchomienie produkcji testowej i sprzedaży gazu ze złoża Rehman w Pakistanie;
- Włączenie na przełomie 2012/2013 r. do eksploatacji złóż: Lubiatów, Międzychód i Grotów (oficjalne otwarcie kopalni LMG nastąpiło w połowie 2013 r.) oraz złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W ramach segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie Grupa PGNiG podejmuje działania obejmujące badania geofizyczne i geologiczne, wiercenie otworów i eksploatację złóż gazu ziemnego oraz ropy naftowej. Obecnie Grupa PGNiG wydobywa gaz ziemny i ropę naftową w Polsce, Norwegii oraz gaz ziemny w Pakistanie. Na potrzeby segmentu wydobywania wykorzystuje się również pojemności magazynów gazu w Bonikowie, Brzeźnicy, Daszewie, Strachocinie i Swarzwowie.

Wyniki finansowe w 2013 roku

Segment Poszukiwanie i Wydobywanie generuje przychody głównie z nieregulowanej sprzedaży gazu ziemnego i ropy naftowej, a także ze świadczonych usług geologiczno-geofizycznych oraz wiertniczych i serwisowych.

Zysk operacyjny segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie wyniósł 2 331 mln zł i był wyższy o 977 mln zł w relacji do 2012 roku. Wzrost wyniku segmentu był efektem sfinalizowania znaczących inwestycji w Grupie: projektu budowy kopalni gazu i ropy Lubiatów, Międzychód i Grotów (LMG) oraz projektu wydobywania ropy i gazu ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Spowodowało to, że w relacji do 2012 roku wolumen sprzedaży ropy naftowej wzrósł o 128%, czyli o 621 tys. ton. Wzrost skali działalności segmentu przełożył się na zwiększenie poziomu kosztów operacyjnych o 32%, głównie z powodu wyższej amortyzacji. Wzrost kosztów nastąpił również wskutek utworzenia odpisu aktualizującego aktywa poszukiwawcze Grupy ulokowane w Libii o wartości 292 mln zł oraz ujęcie rezerwy na pokrycie zobowiązań koncesyjnych w tym rejonie w kwocie 137 mln zł, co było rezultatem przeprowadzonych analiz efektywności projektu i niepewności co do przedłużenia koncesji.

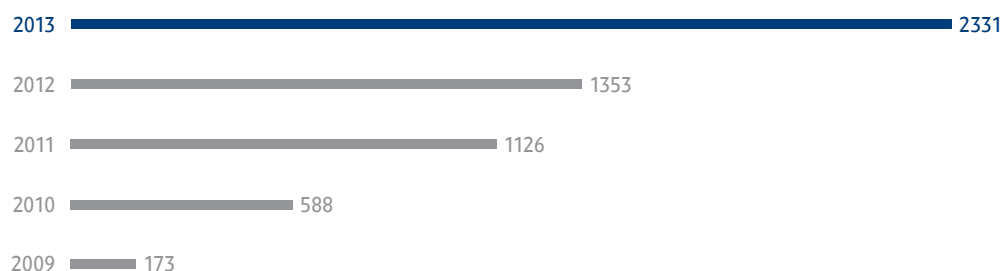
Prace geologiczne, geofizyczne oraz wiertnicze i serwisowe

Poszukiwanie złóż gazu ziemnego i ropy naftowej prowadzone jest zarówno w Polsce, jak i za granicą. Prace w tym zakresie dotyczą analizy danych historycznych, analizy danych geologicznych, badań sejsmicznych oraz wierceń.

- Usługi wiertnicze – wykonywane były przez PGNiG oraz spółki PNiG Jasło, PNiG Kraków oraz PNiG Nafta, a po połączeniu spółek serwisowych przez Exalo Drilling S.A.;
- usługi geologiczne – sejsmika polowa, przetwarzanie i interpretacja danych sejsmicznych oraz pomiary geofizyczne wykonywane były przez spółki Geofizyka Kraków oraz Geofizyka Toruń;
- usługi serwisowe – specjalistyczny serwis niezbędny do realizacji zadań poszukiwawczych i eksploatacyjnych, wykonywane były przez Poszukiwania Naftowe „Diament” oraz Zakład Robót Górniczych „Krosno”, a po połączeniu spółek serwisowych przez Exalo Drilling S.A.

Na koniec 2013 roku PGNiG posiadało 85 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu ziemnego i ropy naftowej o łącznej powierzchni około 58,8 tys. km², 227 koncesji na wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej w kraju, 9 koncesji na podziemne magazynowanie gazu (1 koncesja została wygaszona, 1 udzielona) a także 3 koncesje na składowanie odpadów. Koncesja na rozpoznawanie złoża soli kamiennej wygasła w dniu 16 września 2013 roku.

Wynik operacyjny segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie (mln zł)



Gaz ze złóż niekonwencjonalnych

W roku 2013 Ministerstwo Środowiska prowadziło procedury zmiany koncesji dla 38 obszarów koncesyjnych (na poszukiwanie i rozpoznawanie). PGNiG złożyło wnioski o rezygnację z poniższych koncesji: 1 dla koncesji na poszukiwanie, 1 na rozpoznawanie oraz 8 na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Ponadto 4 koncesje eksploatacyjne zostały zmienione, 3 nowe udzielone, 1 wygasła. Łącznie prowadzono 26 postępowań dla koncesji eksploatacyjnych, 11 postępowań zostało zakończonych (1 postępowanie zakończone podpisaniem umowy o ustanowieniu użytkowania górniczego bez wydania decyzji koncesyjnej).

Grupa PGNiG prowadziła, na terenie kraju, prace w 27 otworach na terenie Karpat, Przedgórze Karpat oraz na Niżu Polskim. Spośród 12 odwiertów o znanych wynikach złożowych, 7 odwiertów zakwalifikowano jako pozytywne, a pozostałe 5 odwiertów uzyskało ocenę negatywną. Ponadto w okresie sprawozdawczym wyniki złożowe uzyskano z dwóch odwiertów, których wiercenie zakończono w roku 2012, a próby złożowe wykonano w 2013. Jeden z nich zakwalifikowano jako pozytywny, drugi – negatywny.

W 2013 roku na obszarach koncesyjnych PGNiG na terenie Karpat, Przedgórze Karpat i na Niżu Polskim prowadzone były prace geofizyczne, w ramach których wykonano 535,1 km prac sejsmicznych 2D oraz sejsmikę 3D na powierzchni 969,0 km².

W Polsce obserwuje się znaczące zainteresowanie gazem z łupków, który według szacunków zalega na głębokościach od 3000 m do 4500 m w strefie ciągnącej się skośnym pasem od środkowego Pomorza po Lubelszczyznę, a także na obszarze leżącym na przedpolu Sudetów. W ostatnich latach Ministerstwo Środowiska wydało około 40 podmiotom ponad 100 koncesji na poszukiwanie gazu niekonwencjonalnego w Polsce, z czego 15 koncesji posiada PGNiG.

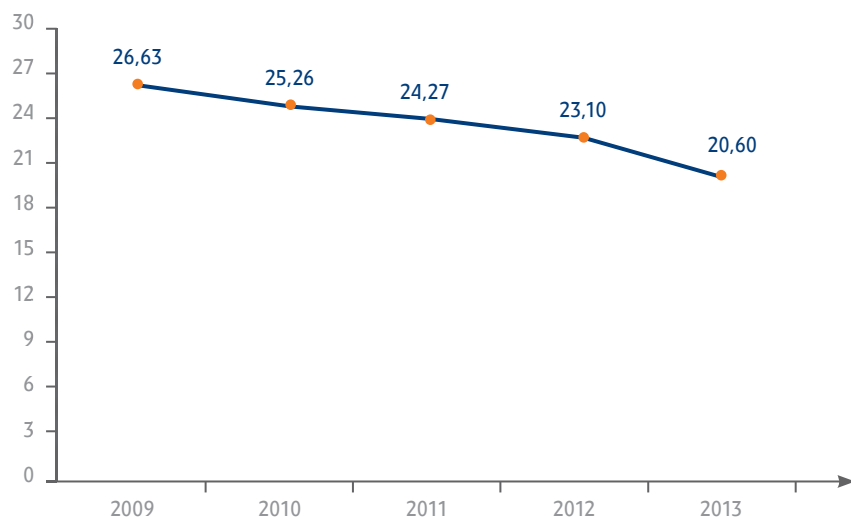
W roku 2011 wykonano odwiert Lubocino-1. Wstępne wyniki zabiegu szczelinowania oraz analiz prowadzonych w tym otworze, wskazały na występowanie gazu w łupkach na Pomorzu. W roku 2012 w tym samym otworze przeprowadzono zabieg szczelinowania utworów syluru. Również w 2012 roku wykonano otwór poziomy Lubocino 2-H, w którym w grudniu tego samego roku rozpoczęto zabiegi szczelinowania hydraulicznego utworów ordowiku, zakończone już w roku 2013. Na koncesji Tomaszów Lubelski w roku 2012 wykonano odwiert Lubycza Królewska-1, który był pierwszym otworem ukierunkowanym na rozpoznanie możliwości występowania gazu w łupkach na koncesjach posiadanych przez PGNiG na obszarze południowej Lubelszczyzny.

Również w 2012 roku, na koncesji Wejherowo, wykonano odwiert Opalino-2, z którym wiązały się dwa cele poszukiwawcze: zlokalizowanie gazu z łupków w utworach dolnego paleozoiku (sylur i ordowik) oraz gazu konwencjonalnego w piaskowcach górnego kambriu. Otworem tym odkryto złożę gazu w piaskowcach kambryjskich, a także pobrano materiał do badań dotyczących potencjału występowania gazu z łupków w wyżej zalegających skałach syluru i ordowiku.

W roku 2013 na koncesjach pomorskich przeprowadzono kolejne prace ukierunkowane na poszukiwanie węglowodorów w łupkach, wykonano odwierty: Opalino-3, Lubocino-3H, Borcz-1, Wysin-1, ponadto rozpoczęto otwór Opalino-4. Równolegle były prowadzone i projektowane badania sejsmiczne 3D (Opalino–Lubocino, Kochanowo–Tępcz–Częstkowo, Hopowo–Borcz, Wysin).

Na koncesjach lubelskich, w roku 2013, wykonano i rozpoczęto otwory: Wojcieszów-1 i Kościszyn-1. Dla koncesji warmińskich przeprowadzono kompleksowe analizy geologiczne, na podstawie których został zaprojektowany program prac poszukiwawczych, które zostaną przeprowadzone w latach następnych. Na koncesjach w centralnej Polsce rozpoczęto badania sejsmiczne 2D. Poza projektami prowadzonymi samodzielnie, w dniu 4 lipca 2012 roku PGNiG podpisało umowę ramową w zakresie poszukiwania i wydobycia gazu ziemnego oraz ropy naftowej z łupków na obszarze koncesji Wejherowo z czterema innymi polskimi spółkami: Tauron Polska Energia SA, KGHM Polska Miedź SA, PGE Polska Grupa Energetyczna SA i Enea SA. Zgodnie z umową wspólne prace będą prowadzone między innymi w rejonie Kochanowa, Częstkowa i Tępcza, na części należącej do PGNiG koncesji Wejherowo, na której wstępne badania potwierdziły występowanie niekonwencjonalnych złóż gazu. Współpraca spółek na koncesji Wejherowo obejmie obszar o powierzchni około 160 km². Szacowane nakłady na projekt Kochanowo–Częstkowo–Tępcz (KCT) wyniosą maksymalnie 1,7 mld zł. Na etapie prac poszukiwawczo-rozpoznawczych operatorem będzie PGNiG. Z końcem roku 2013 współpraca z firmami energetycznymi i KGHM SA została zaniechana. PGNiG samodzielnie kontynuuje prace objęte poprzednio projektem KCT.

Wartość współczynnika R/P (rezerwy/produkcja) w latach 2009–2013



Zasoby

Wielkość zasobów w Polsce jest oceniana przez Komisję Zasobów Kopalni i zatwierdzana przez Ministerstwo Środowiska. Całkowity stan zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej na koniec 2013 roku (stan zasobów wydobywalnych) wynosił łącznie 688 mln boe, z czego 548 mln boe (85 mld m³) to gaz ziemny, a 140 mln boe (19,2 mln ton) to ropa naftowa łącznie z kondensatem. Wskaźnik R/P obrazujący całkowite rezerwy do wielkości produkcji wyniósł w 2013 roku 20,6.

Wydobywanie

W 2013 roku GK PGNiG zanotowała istotny wzrost wydobywania węglowodorów w stosunku do lat poprzednich. Wzrost wydobywania gazu ziemnego do poziomu 4,6 mld m³ spowodowany został włączeniem do eksploatacji złoża na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. GK PGNiG odnotowała również znaczny wzrost wydobywania ropy naftowej (o około 124%). Wzrost ten nastąpił przede wszystkim w rezultacie włączenia do eksploatacji złóż Lubiatów, Międzychód i Grotów (LMG), a także złoża na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

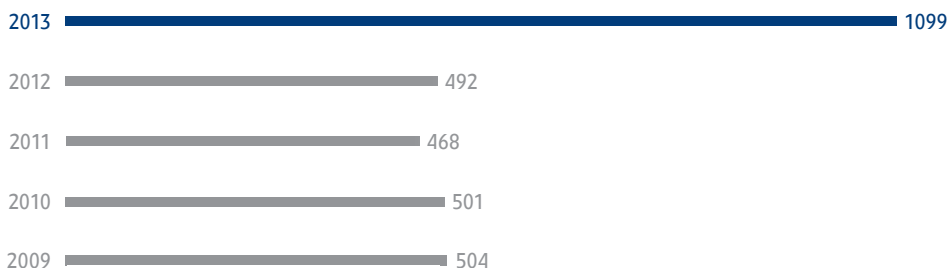
W 2013 roku łączne wydobywanie ze złóż krajowych gazu ziemnego oraz ropy naftowej wraz z kondensatem osiągnęło poziom 33,10 mln boe, z czego 82% stanowił gaz ziemny, a 18% ropa naftowa wraz z kondensatem. Wielkości produkcji wynoszą odpowiednio 4,21 mld m³ gazu ziemnego – 27,83 mln boe, w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³ oraz 815,42 tys. ton ropy naftowej wraz z kondensatem (5,95 mln boe). Krajowe wydobywanie węglowodorów odbywa się na terenie północno-zachodniej i południowo-wschodniej Polski w ramach dwóch oddziałów PGNiG – w Zielonej Górze i Sanoku.

PGNiG wydobywa, w kraju, dwa rodzaje gazu ziemnego, różniące się pomiędzy sobą kalorycznością – gaz wysokometanowy oraz gaz zaazotowany – w 60 kopalniach zlokalizowanych na terenie Polski. W 2013 roku Oddział w Sanoku pozyskiwał gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową w 38 kopalniach, w tym 20 kopalniach gazowych i 18 ropno-gazowych. Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 22 kopalniach, w tym 13 gazowych i 9 ropno-gazowych. Część gazu zaazotowanego podlega dalszej obróbce w odazotowaniach w Odolanowie oraz w Grodzisku Wielkopolskim. Po zakończeniu procesu odazotowania gaz ziemny przesyłany jest do systemu gazu wysokometanowego. W 2013 roku, w wyniku przetwarzania gazu ziemnego zaazotowanego otrzymano 1,2 mld m³ gazu ziemnego wysokometanowego. W wyniku powyższego procesu technologicznego otrzymuje się także produkty uboczne, tj.: skroplony gaz ziemny (LNG), ciekły i gazowy hel, a także ciekły azot.

Dla utrzymania poziomu wydobywania węglowodorów lub ograniczenia jego naturalnego spadku, w 2013 roku przeprowadzono łącznie remonty 22 odwiertów (w tym 4 przechodzące z 2012 roku), których stan techniczny nie pozwalał na dalszą eksploatację. Z 21 odwiertów uzyskano przemysłowy przyrwy węglowodorów, zaś w 1 odwiercie prace remontowe wykonano na potrzeby PMG. Ponadto w 2013 roku wykonano łącznie 68 obróbek odwiertów, których głównym celem było utrzymanie lub poprawa zdolności wydobywczych odwiertów eksploatacyjnych lub przywrócenie sprawności technicznej wgłębnych urządzeń wydobywczych. Obróbki wykonywano również w odwiertach na rzecz PMG oraz w odwiertach do zatłaczania wód złożowych.

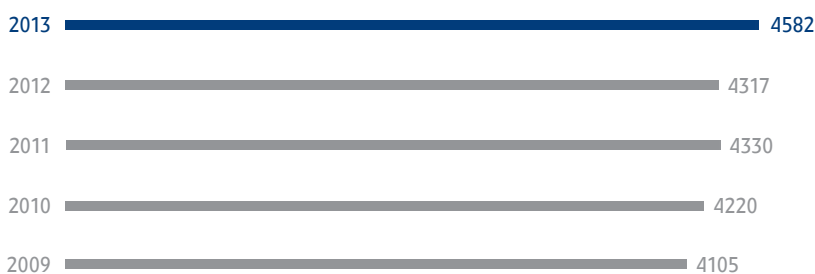
Ropa naftowa wydobywana jest głównie na terenie zachodniej Polski, w tym z 3 największych obecnie złóż: BMB (Barnówko-Mostno-Buszewo), Lubiatów i Grotów, w 2013 roku pochodziło 87% całkowitej produkcji krajowej tego surowca (676,7 tys. ton). W 2013 roku łączne wydobywanie ropy naftowej wraz z kondensatem ze złóż krajowych wyniosło 815,4 tys. ton. Oznacza to wzrost w stosunku do roku ubiegłego o 323,8 tys. ton (65%), kiedy to wydobywanie wyniosło 491,6 tys. ton.

Wydobycie GK PGNiG ropy naftowej i kondensatu (tys. ton)*



* wraz z kondensatem i testami produkcyjnymi

Wydobycie GK PGNiG gazu ziemnego (mln m³)*



* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

Od kilku lat jednym z głównych projektów realizowanych w Polsce, który miał na celu zwiększenie wydobycia ropy naftowej, było zagospodarowanie złóż Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG) w okolicach Gorzowa Wielkopolskiego, z których eksploatacja rozpoczęła się na przełomie 2012 i 2013 r. (oficjalne otwarcie kopalni LMG nastąpiło w połowie 2013 r.) W ramach tego projektu PGNiG prowadziło budowę Ośrodka Centralnego LMG, który jest miejscem zbioru, rozdziału i uzdatniania płynów złożowych, a także budowę terminalu ekspedycyjnego w miejscowości Wierzbno, który umożliwia odbiór i wysyłkę ropy naftowej. Surowiec ten jest transportowany cysternami kolejowymi oraz tłoczony do rurociągu „Przyjaźń”, którym płynie do Niemiec. Dodatkowo nadwyżki produkcji gazu ziemnego są przekazywane gazociągiem łączącym kopalnię z odazotownią w Grodzisku Wielkopolskim.

Poza Polską PGNiG prowadzi również eksploatację węglowodorów w Norwegii i Pakistanie.

Ekspansja zagraniczna Grupy PGNiG rozpoczęła się w 2007 roku wraz z zakupem udziałów w koncesji poszukiwawczo-wydobywczej Skarv/Snadd/Idun na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W grudniu 2012 roku rozpoczęto produkcję z tego złoża. W 2013 roku osiągnięto wydobycie na poziomie 340 mln m³ gazu ziemnego oraz 283 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami. Gaz ziemny będzie transportowany do Europy kontynentalnej, a ropa naftowa sprzedawana od razu „na głowicy”.

W roku 2013 PGNiG rozpoczęło produkcję (testową) ze złoża Rehman w Pakistanie. Na koniec roku 2013 w ramach testu ze złoża wyprodukowano 31,1 mln m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o cieple spalania 39,5MJ/m³). W roku 2014 planowane jest kontynuowanie testowego wydobycia gazu ze złoża Rehman na poziomie 50 mln m³ (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Gaz z testu jest sprzedawany do pakistańskiej sieci przesyłowej.

Sprzedaż

W ramach segmentu Poszukiwanie i Wydobycie, 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.

Bezpośrednia sprzedaż GK PGNiG, w 2013 roku, wyniosła łącznie 748,6 mln m³ gazu ziemnego (w tym 717,8 mln m³ dotyczyło rynku krajowego, natomiast 30,8 mln m³ Pakistanu). Sprzedaży bezpośrednio ze złóż podlega zarówno gaz wysokometanowy, jak i zaazotowany – w 2013 roku było to odpowiednio 72,1 mln m³ oraz 676,5 mln m³ (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy).

Sprzedaż gazu ziemnego odbywa się na zasadach wolnorynkowych, a warunki dostaw (w tym cena gazu) są indywidualnie negocjowane w zależności od charakterystyki danego projektu.

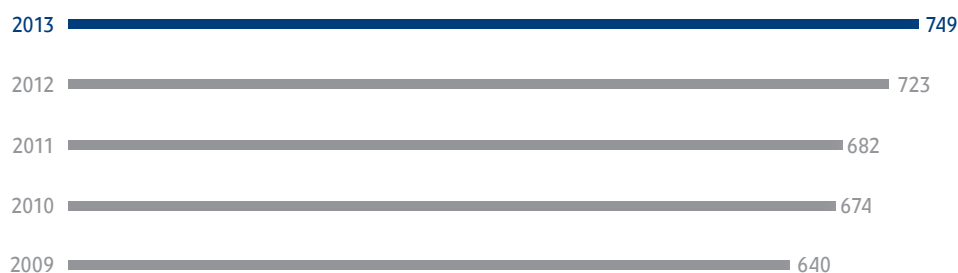
Głównymi odbiorcami gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż są przedsiębiorstwa przemysłowe (w tym między innymi: Elektrociepłownia Zielona Góra SA, PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA, Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach SA, Arctic Paper Kostrzyn SA), których udział w wolumenie sprzedaży w 2013

roku stanowił 80%. W większości zakupem gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż zainteresowani są klienci zlokalizowani w bliskiej odległości od kopalni 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.

W 2013 roku bezpośrednia sprzedaż gazu ziemnego przez PGNiG stanowiła około 5% całkowitego wolumenu sprzedaży i wyniosła 754,6 mln m³, czyli o 4,3% więcej niż w 2012 roku. Sprzedaży bezpośrednio ze złóż podlega zarówno gaz wysokometanowy, jak i zaazotowany – w 2013 roku było to odpowiednio 72,2 mln m³ oraz 682,4 mln m³ (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy).

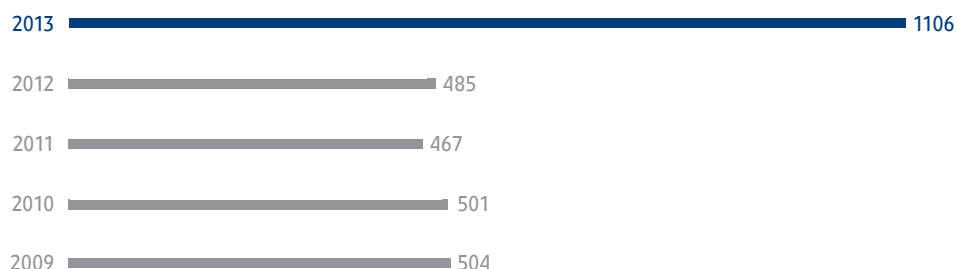
Sprzedaż ropy naftowej przez PGNiG odbywa się na warunkach wolnorynkowych, a cena jest ustalana w odniesieniu do aktualnych notowań tego surowca na rynkach międzynarodowych. PGNiG realizowała sprzedaż ropy naftowej w 2013 roku jako:

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

Sprzedaż przez GK PGNiG gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż (mln m³)*

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

Sprzedaż przez GK PGNiG ropy naftowej wraz z kondensatem (tys. ton)



W 2013 roku 49,7% wolumenu sprzedaży ropy naftowej trafiło poprzez ropociąg PERN „Przyjaźń” do niemieckich rafinerii.

Oprócz pozataryfowej sprzedaży gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż oraz ropy naftowej PGNiG realizuje także sprzedaż innych produktów, takich jak hel, azot, siarka, kondensat, mieszanina propan-butan.

Uruchomienie projektu Lubiatów – Międzychód – Grotów (LMG) pozwoliło na zwiększenie produkcji ropy naftowej w 2013 roku przez PGNiG o około 360 tys. ton.

Wzrost wydobycia ropy naftowej był przyczyną aneksowania obecnych umów sprzedaży oraz podpisania nowych. PGNiG w 2013 roku kontynuowało dostawy rurociągowo dla TOTSA TOTAL, do których włączono surowiec z nowej kopalni Lubiatów. Aneks w tej sprawie podpisano w listopadzie 2013 roku. Również od listopada 2013 roku, PGNiG rozpoczęło dostawy ropy poprzez Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych „Przyjaźń” S.A. dla BP Europa SE. Nowy kontrakt z BP będzie obowiązywał do końca 2014 roku. W grudniu 2013 roku została zawarta z Grupą LOTOS S.A umowa na sprzedaż ropy

naftowej, wydobywanej przez PGNiG. Surowiec będzie dostarczany do rafinerii LOTOSU w Gdańsku od 1 stycznia 2015 roku. Umowa będzie obowiązywać w latach 2015–2019 z możliwością jej przedłużenia na czas nieokreślony. Surowiec będzie odbierany przez kupującego koleją z terminali kolejowych PGNiG zlokalizowanych na terenie Oddziału PGNiG w Zielonej Górze. Za transport surowca odpowiedzialna będzie spółka LOTOS Kolej.

W 2013 roku spółka PGNiG Upstream International AS rozpoczęła sprzedaż ropy naftowej ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, bezpośrednio z platformy spółce Shell International Trading and Shipping Company Ltd. Wydobycy surowiec transportowany jest przez kontrahenta za pośrednictwem operującego wahadłowo zespołu tankowców.

W wyniku włączenia do eksploatacji w 2013 roku złóż Lubiatów, Międzychód i Grotów (LMG), a także złoża na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, sprzedaż ropy naftowej wzrosła o 128%.

Inwestycje

W 2013 roku w GK PGNiG w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie poniesiono nakłady inwestycyjne w wysokości 1,45 mld zł.

Nakłady inwestycyjne na terytorium Polski zostały poniesione głównie na prace geofizyczne oraz prace wiertnicze, w ramach których zakończono wiercenie 28 odwiertów oraz rozpoczęto wiercenie 5, których kontynuacja przewidziana jest w roku 2014. Poza granicami Polski GK PGNiG prowadziła działania w ramach posiadanych koncesji w Pakistanie, Libii, Egipcie i Norwegii.

Kluczową inwestycją w kraju był projekt LMG, którego założeniem było zagospodarowanie i włączenie do eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów, Międzychód i Grotów. Projekt LMG obejmuje:

- budowę Ośrodka Centralnego LMG, który będzie miejscem zbioru, rozdziału i uzdatniania płynów złożowych;
- budowę Terminalu Ekspedycyjnego w miejscowości Wierzбно (zadanie zakończone w latach poprzednich);
- budowę gazociągu do Odazotowni Grodzisk, który umożliwi przesyłanie nadwyżek gazu z Kopalni LMG do Odazotowni Grodzisk.

Koncesje zagraniczne

Egipt

Koncesja: Bahariya (wygaszona)

Udziały: PGNiG (100%)

PGNiG prowadziło prace poszukiwawcze w Egipcie na koncesji Bahariya (Blok nr 3) na podstawie umowy koncesyjnej z dnia 17 maja 2009 roku, podpisanej z rządem Egiptu. Spółka posiadała 100% udziałów w wymienionej wyżej koncesji.

W 2013 roku odwiercono dwa otwory poszukiwawcze. W związku z brakiem przemysłowego przyptywu węglowodorów otwory zlikwidowano. Na bazie nowych danych geologicznych wykonano rewaluację potencjału naftowego koncesji Bahariya. Rewaluacja wykazała brak uzasadnienia ekonomicznego do kontynuowania prac. Koncesję wygaszono, a oddział w Egipcie postawiono w stan likwidacji.

Pakistan

Koncesja: Kirthar

Udziały: PGNiG (70%)

Pakistan Petroleum Limited (30%)

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%.

Koncesje PGNiG poza Europą



W 2013 roku oddano do eksploatacji Ośrodek Centralny LMG oraz zakończono budowę gazociągów wysokiego ciśnienia relacji Terminal Ekspedycyjny Wierzbno – KGZ Paproć i tym samym zakończono realizację projektu.

Kluczowa inwestycja zagraniczna to projekt Skarv prowadzony przez spółkę PGNiG Upstream International. Inwestycja polega na zagospodarowaniu i eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym przy wykorzystaniu pływającej jednostki wydobywczej, magazynowania i załadunku (FPSO). W 2013 roku prowadzono prace związane z zakończeniem ostatniej fazy zagospodarowania złoża Skarv. Zakres prac obejmował głównie kontynuację programu wierceń oraz odbiór techniczny platformy FPSO (pływającej jednostki wydobywczej, magazynowania i załadunku). Włączenie złoża Skarv do eksploatacji nastąpiło na przełomie 2012 i 2013 roku.

Pozostałe inwestycje obejmują zadania związane z zagospodarowaniem udokumentowanych bądź eksploatowanych złóż gazu ziemnego, utrzymaniem i odtworzeniem wydajności produkcji węglowodorów oraz funkcjonowaniem obszaru wydobywania. Do najważniejszych projektów, prowadzonych w 2013 roku, należały:

- modernizacja i rozbudowa istniejących kopalni gazu ziemnego;
- rozpoczęcie modernizacji instalacji technologicznej KRNiGZ Zielin i zagospodarowania złoża Różańsko;
- zakończenie zagospodarowania odwiertów na złożu Wola Różaniecka;
- zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Lisewo;
- wiercenie i zagospodarowanie odwiertu na złożu Radlin;
- wiercenie i zagospodarowanie odwiertu na złożu Daszewo;
- zakończenie wiercenia i rozpoczęcie zagospodarowania odwiertu Książpol 19.

W dniu 6 lipca 2012 roku pakistański organ koncesyjny (Directorate General of Petroleum Concessions) zakwalifikował złożę 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 do lipca 2014 roku odwiercony zostanie nowy otwór poszukiwawczy. W 2013 roku zakończono budowę gazociągów i tymczasowych instalacji napowierzchniowych oraz rozpoczęto testowe wydobywanie otworów Rehman-1 i Hallel X-1. Wydobyty gaz sprzedawany jest do pakistańskiej sieci przesyłowej. Równocześnie trwały przygotowania do wiercenia otworu Rizq-1, którego wykonanie planowane jest na 2014 rok.

Libia

Koncesja: blok nr 113

Udziały: PGNiG (100%)

W lutym 2008 roku spółka Polish Oil and Gas Company - Libya B.V., 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. km². Koncesja zlokalizowana jest w basenie naftowym Murzuq w rejonie zachodniej Libii.

Koncesje PGNiG w Europie



Norwegia

W związku z wybuchem wojny domowej w Libii, w lutym 2011 roku podjęto decyzję o ewakuacji z terenu tego kraju wszystkich zagranicznych pracowników. W porozumieniu z National Oil Corporation realizacja umowy EPSA została zawieszona z uwagi na zaistnienie siły wyższej. W drugiej połowie 2012 roku stan siły wyższej został zniesiony, tym samym wznowione zostały prace poszukiwawcze.

W 2013 roku spółka zakończyła prace przygotowawcze i rozpoczęła pierwszą fazę wierceń obejmującą wykonanie czterech odwiertów poszukiwawczych. Pierwszy odwiert poszukiwawczy wykonany przez spółkę przyniósł odkrycie gazu ziemnego uznane przez libijskiego partnera National Oil Corporation. Wiercenie i testy produkcyjne drugiego odwiertu zostały zakończone w grudniu 2013 roku. Ponadto w 2013 roku spółka zakończyła prace przygotowawcze dla trzeciego odwiertu. Natomiast zaplanowane do realizacji w 2013 roku prace seismiczne drugiej fazy zdjęcia 3D zostały przesunięte na kolejne lata.

W wyniku przeprowadzonej analizy efektywności inwestycji, w której wzięto pod uwagę prognozowane zasoby węgłowodórów na koncesji libijskiej oraz wpływ niepewnej sytuacji politycznej, Zarząd PGNiG podjął decyzję o utworzeniu na dzień 31 grudnia 2013 roku odpisu na wartość udziałów i dopłat do kapitału POGC Libya BV oraz zawiązaniu rezerwy na pokrycie niezrealizowanych jeszcze zobowiązań koncesyjnych projektu Murzuq w Libii.

Decyzja o prowadzeniu dalszych prac zostanie podjęta w zależności od wyników kolejnych analiz geologicznych i ekonomicznych oraz od rozwoju sytuacji politycznej w Libii.

Koncesje: PL159, PL212, PL212B, PL262 – PROJEKT SKARV

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

Pod koniec 2012 roku spółka PGNiG Upstream International AS, wspólnie z partnerami, uruchomiła wydobycie ropy i gazu ze złóż wchodzących w skład Projektu Skarv. W ten sposób PGNiG stało się pierwszą polską spółką ze znaczącym wydobyciem ropy i gazu w ramach międzynarodowego projektu. To również pierwszy morski projekt wydobycy PGNiG.

Złoże Skarv położone jest na Morzu Norweskim, około 210 km na zachód od wybrzeża Norwegii, gdzie głębokość wody waha się pomiędzy 350 a 450 m. Złoże zostało odkryte w 1998 roku, a szacunkowe zasoby wydobywalne w złożu Skarv wynoszą (stan na 31.12.2013): 44,5 mld m³ gazu ziemnego, 13,6 mln m³ ropy naftowej i kondensatu oraz 5,4 mln ton NGL. PGNiG UI posiada prawa do wydobycia 11,9% tych zasobów.

Do października 2013 roku złoże znajdowało się w fazie rozruchu (tzw. ramp up phase), gdzie prowadzone były prace związane z oczyszczaniem, testowaniem i włączaniem kolejnych odwiertów do produkcji. Po zakończeniu tej fazy, złoże eksploatowane jest z wykorzystaniem 16 otworów.

Na koncesjach obejmujących projekt Skarv, w płycej zalegających utworach kredowych, odkryto dodatkowo dwa duże złoża gazu ziemnego i kondensatu: Snadd South i Snadd Outer. Istnieje duże prawdopodobieństwo, że złoża Snadd South, North i Outer stanowią jedną, ciągnącą się przez ponad 60 km pułapkę stratygraficzną. Jeżeli to założenie się potwierdzi, będzie to najdłuższe złoże węgłowodórów odkryte na szelfie norweskim.

Produkcja węgłodorów z projektu Skarv prowadzona jest z wykorzystaniem nowoczesnej, pływającej platformy produkcyjnej (FPSO – floating production, storage and offloading vessel), zacumowanej na morzu w rejonie złoża. Jednostka została od podstaw zbudowana w Korei Południowej i jest największą na świecie jednostką FPSO, operującą w trudnych warunkach pogodowych. Długość kadłuba wynosi 295 m, a jego szerokość to 51 m. Ładowność jednostki Skarv FPSO to 140 tys. m³ (880 tys. baryłek).

Koncesja: PL212E

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

Koncesja została nabyta przez PGNiG UI w roku 2007 wspólnie z projektem Skarv.

W roku 2012, na koncesji tej odwiercono otwór, w którym odkryto złoże gazu ziemnego i kondensatu Snadd Outer w formacji kredowej Lysing. Wstępnie oszacowane zasoby geologiczne złoża w wariancie wynoszą: gaz ziemny – 3,7 mld m³, kondensat – 0,23 mld m³.

Aktualnie planuje się udokumentowanie zasobów tego złoża wspólnie ze złożami Snadd South i Snadd North, zlokalizowanymi w rejonie Projektu Skarv i opracowanie planu jego zagospodarowania (PDO – Dokumentacji Geologicznej Złoża wraz z Planem Zagospodarowania).

Koncesja: PL558**Udziały:** PGNiG UI (30%)
E.ON Ruhrgas Norge (30%) – operator
Det norske oljeselskap (20%)
Petoro (20%)

Koncesja została pozyskana w ramach rozstrzygnięcia rundy licencyjnej APA 2009 na początku 2010 roku i jest zlokalizowana w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Skarv. Bliskość platformy Skarv FPSO, w przypadku odkrycia węglowodorów, może zapewnić rentowny eksport gazu ziemnego i ropy naftowej.

Od czasu przyznania koncesji do chwili obecnej wykonano reprocessing zdjęcia sejsmicznego 3D wraz z jego interpretacją oraz dodatkowe studia geologiczne, potwierdzające perspektywiczność obszaru. Teren objęty koncesją posiada duży potencjał poszukiwawczy z prawdopodobieństwem odkrycia ropy naftowej i gazu ziemnego. Na początku 2012 roku udziałowcy koncesji podjęli decyzję o wierceniu odwiertu poszukiwawczego, z wykorzystaniem platformy wiertniczej Borgland Dolphin, rozpoczęcie prac zaplanowano na połowę maja 2014 roku.

Koncesja: PL646**Udziały:** PGNiG UI (20%)
Wintershall Norge (40%) – operator
Lundin Norway (20%)
Norwegian Energy Company Noreco (20%)

Na początku 2012 roku PGNiG UI pozyskało udziały w koncesji PL646 na Morzu Norweskim. Obszar tej koncesji jest zlokalizowany w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Skarv, co jest zgodne ze strategią spółki.

Od czasu przyznania koncesji do chwili obecnej zakupiono i wykonano interpretacje zdjęcia sejsmicznego 3D oraz wykonano dodatkowe studia geologiczne, potwierdzające perspektywiczność obszaru. W oparciu o wykonane prace geologiczne zdecydowano się na przesunięcie decyzji o wierceniu otworu do lutego 2015 roku. W przypadku pozytywnej decyzji, odwiert powinien zostać wykonany w terminie dwóch lat od jej podjęcia.

Koncesja: PL648S**Udziały:** PGNiG UI (50%) – operator
OMV Norge (50%)

Koncesja PL648S ma szczególne znaczenie, ponieważ po raz pierwszy w historii PGNiG będzie pełniło niezwykle odpowiedzialną rolę operatora na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Przyznanie statusu operatora stanowi istotny krok dla Grupy PGNiG. To pierwsze operatorstwo w projekcie podmorskiego poszukiwania ropy i gazu, które podkreśla rolę PGNiG Norway jako centrum kompetencyjnego w pracach typu „offshore” w Grupie PGNiG.

Obszar tej koncesji jest zlokalizowany w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Skarv i posiada duży potencjał poszukiwawczy z prawdopodobieństwem odkrycia gazu ziemnego. W 2012 roku wykonane zostało nowe zdjęcie sejsmiczne 3D, a aktualnie trwa jego processing. Dodatkowo, partnerzy przeprowadzą analizy geologiczno-geofizyczne w celu określenia perspektywiczności tego obszaru.

Decyzja o wierceniu otworu została przesunięta na trzeci kwartał 2014 roku. W przypadku pozytywnej decyzji o rozpoczęciu wierceń, odwiert powinien zostać wykonany w terminie dwóch lat od daty podjęcia decyzji.

Koncesja: PL702**Udziały:** OMV Norge (60%) – operator
PGNiG UI (40%)

Koncesja ta została pozyskana w ramach 22. Rundy Koncesyjnej w czerwcu 2013 roku. Zlokalizowana jest w basenie Vøring, gdzie głębokość wody morskiej przekracza 1000 m. Szacuje się, że na obszarze tej koncesji istnieje możliwość odkrycia dużego złoża gazu ziemnego w osadach piaszczystych kredy.

W 2013 roku wykonane zostało zdjęcie sejsmiczne 3D, na bazie którego przeprowadzane są obecnie niezbędne analizy geologiczno-geofizyczne.

Końcowa ocena potencjału koncesji wraz z określeniem ryzyk poszukiwawczych zostanie wykonana w pierwszym kwartale 2015 roku, przed decyzją o rozpoczęciu wierceń, której podjęcie planuje się na drugi kwartał 2015 roku.

Koncesja: PL703**Udziały:** OMV Norge (60%) – operator
PGNiG UI (40%)

Koncesja ta została pozyskana w ramach 22. Rundy Koncesyjnej w czerwcu 2013 roku. Zlokalizowana jest w basenie Vøring, gdzie głębokość wody morskiej przekracza 1000 m. Szacuje się, że na obszarze tej koncesji istnieje możliwość, podobnie jak na licencji PL702, odkrycia złoża gazu ziemnego w osadach piaszczystych kredy.

W 2013 roku wykonane zostało zdjęcie sejsmiczne 3D, na bazie którego przeprowadzane są obecnie niezbędne analizy geologiczno-geofizyczne.

Końcowa ocena potencjału koncesji, wraz z określeniem ryzyk poszukiwawczych, zostanie wykonana w pierwszym kwartale 2015 roku, przed decyzją o rozpoczęciu wierceń, której podjęcie planuje się na drugi kwartał 2015 roku.

Koncesja: PL707**Udziały:** Edison (50%) – operator
PGNiG UI (30%)
North Energy (10%)
Lime Petroleum (10%)

Koncesja ta została pozyskana w ramach 22. Rundy Koncesyjnej w czerwcu 2013 roku. Zlokalizowana jest w basenie Morza Barentsa, gdzie głębokość wody morskiej wynosi około 400m. Szacuje się, że na obszarze tej koncesji istnieje możliwość odkrycia złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w utworach karbonu, permu i triasu.

W 2013 roku wykonane zostało zdjęcie sejsmiczne 3D, na bazie którego przeprowadzane są obecnie niezbędne analizy geologiczno-geofizyczne.

Planuje się, że decyzja o rozpoczęciu wierceń podjęta zostanie w drugim kwartale 2015 roku.

Koncesja: PL711**Udziały:** Repsol (40%) – operator
PGNiG UI (20%)
OMV (20%)
Idemitsu (20%)

Koncesja ta została pozyskana w ramach 22. Rundy Koncesyjnej w czerwcu 2013 roku. Zlokalizowana jest w zachodniej części basenu Morza Barentsa, gdzie głębokość wody morskiej wynosi około 400 m. Szacuje się, że na obszarze tej koncesji istnieje możliwość odkrycia dużego złoża gazu ziemnego w utworach trzeciorzędowych.

W 2013 roku wykonane zostało zdjęcie sejsmiczne 3D, na bazie którego przeprowadzane są obecnie niezbędne analizy geologiczno-geofizyczne.

Planuje się, że decyzja o rozpoczęciu wierceń podjęta zostanie w drugim kwartale 2015 roku.

Koncesja: PL756**Udziały:** PGNiG UI (50%) – operator
Rocksourc (25%)
Idemitsu (25%)

Koncesja PL756 jest drugą koncesją operatorską PGNiG UI na offshore. Została pozyskana w ramach rundy APA2013, w styczniu 2014 roku. Znajduje się w odległości kilkudziesięciu kilometrów na południe od złoża Skarv, gdzie głębokość wody morskiej wynosi około 400 m. Szacuje się, że na obszarze tej koncesji istnieje możliwość odkrycia ropy naftowej i gazu ziemnego w utworach jury i kredy.

Obecnie prowadzone są prace związane z kompletowaniem danych geologicznych, po czym wykonane zostaną szczegółowe analizy geologiczno-geofizyczne w celu podjęcia decyzji o rozpoczęciu wierceń. Planuje się, że decyzja podjęta zostanie w pierwszym kwartale 2016 roku.

Obrót i Magazynowanie

W 2013 roku sprzedaż gazu ziemnego osiągnęła poziom 16,2 mld m³, z czego 15,47 mld m³ (tj. 95,5%) odnosi się do segmentu Obrót i Magazynowanie. Prawie 1,4 mld m³ to udział w sprzedaży gazu spółki PST. W 2013 roku segment sprzedał również około 4 714 GWh energii elektrycznej, z czego 60% stanowiła sprzedaż na rynku krajowym.

W 2013 ROKU PGNIG SPROWADZIŁO DO POLSKI OKOŁO

10 850 mln m³

GAZU WYSOKOMETANOWEGO





Najważniejsze wydarzenia:

- Zawarcie w dniu 20 marca 2013 roku aneksu do Kontraktu nr 2102-14/RZ-1/25/96 z dnia 25 września 1996 roku kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej pomiędzy PGNiG i OAO Gazprom/OOO „Gazprom export”. Zgodnie z postanowieniami aneksu, strony uzgodniły możliwość zwiększenia dobowego odbioru gazu ziemnego w punkcie zdawczo-odbiorczym Wysokoje do 15 mln m³ (GOST) na dobę, przy zachowaniu dotychczasowego poziomu Rocznych Ilości Kontraktowych. Aneks przewidywał, iż możliwość odbioru zwiększonych ilości gazu ziemnego obowiązywała w ciągu pięciu kolejnych dni od momentu uzgodnienia przez strony kontraktu rozpoczęcia odbioru tych zwiększonych ilości.
- Zawarcie w dniu 25 października 2013 roku z ukraińską firmą DTEK Trading Sp. z o.o. Umowy Ramowej kupna-sprzedaży gazu ziemnego. W ramach Umowy Ramowej, strony zawarły trzy transakcje indywidualne na dostawy surowca, na podstawie których DTEK Trading zakupiło od PGNiG gaz ziemny w łącznej ilości 83 896 183 PN m³.
- Zawarcie w dniu 6 listopada 2013 roku Porozumienia o rozwiązaniu Umowy z dnia 26 października 2004 roku pomiędzy PGNiG oraz Narodową Spółką Akcyjną „Naftogaz Ukrainy” z siedzibą w Kijowie, Ukraina („Naftogaz Ukrainy”). W toku obopólnych uzgodnień, strony zdecydowały podjąć działania zmierzające do rozwiązania Umowy obowiązującej do 2020 roku. Decyzja o rozwiązaniu umowy nie zamyka drogi do wznowienia współpracy z partnerem ukraińskim w przyszłości, na nowych warunkach handlowych. Rozwiązanie Umowy z dnia 26 października 2004 roku pomiędzy Naftogaz Ukrainy oraz PGNiG nie ma wpływu na funkcjonowanie polskiej gospodarki. Odbiorcy gazu ziemnego w rejonie Hrubieszowa mają zapewnione dostawy surowca pochodzące z krajowego systemu przesyłowego poprzez gazociąg Lubaczów-Krasnystaw.

Wyniki finansowe w 2013 roku

W segmencie Obrót i Magazynowanie wynik operacyjny wyniósł -8 mln zł i był niższy o 340 mln zł w relacji do poprzedniego roku. Pogorszenie wyniku spowodowane było osłabieniem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, która w roku 2013 wyniosła -2%, co jest skutkiem braku pokrycia kosztów w cenie taryfowej sprzedawanego gazu.

Przychody segmentu Obrót i Magazynowanie wzrosły o 1.945 mln zł (8%) w porównaniu do 2012 roku, głównie z tytułu sprzedaży gazu oraz energii elektrycznej w Niemczech. Wzrost kosztów sprzedanego gazu w relacji do 2012 roku wynika z obniżonych w 2012 roku kosztów zakupu gazu, co było skutkiem ujęcia w czwartym kwartale efektu finansowego podpisanego aneksu do kontraktu jamalskiego, w którym zmianie uległy warunki cenowe na dostawy gazu.

Na wyniki finansowe GK PGNiG istotny wpływ miała sytuacja na rynkach walutowych. W relacji do 2012 roku nastąpił spadek średniego kursu dolara, głównej waluty, w której denominowane są zakupy gazu z importu. Wśród wszystkich czynników makroekonomicznych największy wpływ na wyniki finansowe PGNiG ma aprecjacja lub deprecjacja waluty, dlatego też Spółka prowadzi politykę zabezpieczeń minimalizującą wpływ tych czynników ryzyka.

Zmiany cen za paliwo gazowe dla odbiorców korzystających z sieci przesyłowej w grupach taryfowych E, Ls i Lw

	Taryfa nr 5/2012 (obow.31.03.2012–31.12.2012)	Zmiana Taryfy nr 5/2012 (obow.1.01.2013–31.12.2013)	Taryfa nr 6/2014 (obow.1.01.2014–31.07.2014)
	zł/m ³	zł/m ³	gr/m ³
E-1A			128,98
E-1B	1,2945	1,2516	127,18
E-1C			126,56
E-2A			128,86
E-2B	1,2942	1,2513	127,07
E-2C			126,48
Ls-1	0,8687	0,8399	86,55
Ls-2	0,8685	0,8397	86,47
Lw-1	1,0190	0,9851	101,52
Lw-2	1,0188	0,9849	101,43

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 ma decydujący 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 sieci przesyłowej;
- ceny paliwa gazowego oraz stawki opłat abonamentowych stosowane do rozliczeń z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe z sieci dystrybucyjnych;
- sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych, standardów jakościowych obsługi odbiorców.

W okresie od marca 2012 roku do grudnia 2013 roku obowiązywały następujące Taryfy dla Paliw Gazowych:

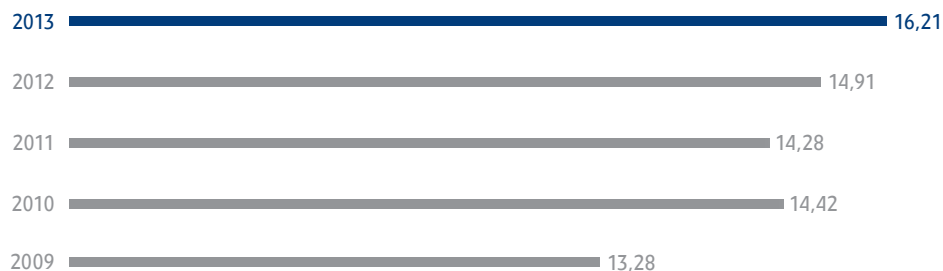
- Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 5/2012 zatwierdzona Decyzją Prezesa URE, znak: DTA-4212-53(29)/2012/652/V/AG z dnia 16 marca 2012 roku (obowiązywała od 31 marca 2012 roku do 31 grudnia 2012 roku);
- Zmiana Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 5/2012 zatwierdzona Decyzją Prezesa URE znak: DTA-4212-48(9)/2012/652/V/AG z dnia 17 grudnia 2012 roku (obowiązywała od 1 stycznia 2013 roku do 30 września 2013 roku);

- Zmiana Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 5/2012 zatwierdzona Decyzją Prezesa URE znak: DTA-4212-5(21)/2013/652/V/AG z dnia 25 stycznia 2013 roku;
- Zmiana Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 5/2012 zatwierdzona Decyzją Prezesa URE znak: DRG-4212-17(9)/2013/652/V/KS z dnia 16 września 2013 roku (przedłużenie obowiązywania taryfy, bez zmiany cen taryfowych);
- Zmiana Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 5/2012 zatwierdzona Decyzją Prezesa URE znak: DRG-4212-17(15)/2013/652/V/KS z dnia 17 października 2013 roku (bez zmiany cen taryfowych);
- Zmiana Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 5/2012 zatwierdzona Decyzją Prezesa URE znak: DRG-4212-17(18)/2013/652/V/KS z dnia 25 października 2013 roku (bez zmiany cen taryfowych).

Ponadto 17 grudnia 2013 roku, Decyzją Prezesa URE znak: DRG-4212-15(18)/2013/652/VI/AG zatwierdzona została Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 6/2014. Nowa taryfa obowiązuje od dnia 1 stycznia 2014 roku do 31 lipca 2014 roku.

W tabeli przedstawione zostały ceny za paliwo gazowe zgodne z w/w Decyzjami.

Sprzedaż gazu ziemnego przez GK PGNiG w latach 2009–2013 (mld m³)



* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

Rynek giełdowy

Wejście w życie, 11 września 2013 roku, ustawy z dnia 26 lipca 2013 roku o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (tzw. „mały trójpak” energetyczny), wprowadziło obowiązek realizacji sprzedaży za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii. Tym samym zniesiony został wymóg pośrednictwa domów maklerskich w handlu gazem w obrocie giełdowym.

PGNiG, z dniem 1 listopada 2013 roku, stało się pierwszym bezpośrednim członkiem rynku gazu na Towarowej Giełdzie Energii. Jednocześnie Spółka podjęła się pełnienia funkcji 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.

Sprzedaż

Sprzedaż gazu

PGNiG jest największym w kraju sprzedawcą gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego wprowadzanego do systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. Obrót gazem regulowany jest przez Ustawę Prawo Energetyczne, a ceny gazu są ustalane na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE. W 2013 roku GK PGNiG sprzedała poza Grupę 16,2 mld m³ gazu ziemnego, z czego 15,47 mld m³ (tj. 95,5%) w ramach segmentu Obrót i Magazynowanie.

Sprzedaż gazu ziemnego w Polsce opiera się na dwóch systemach:

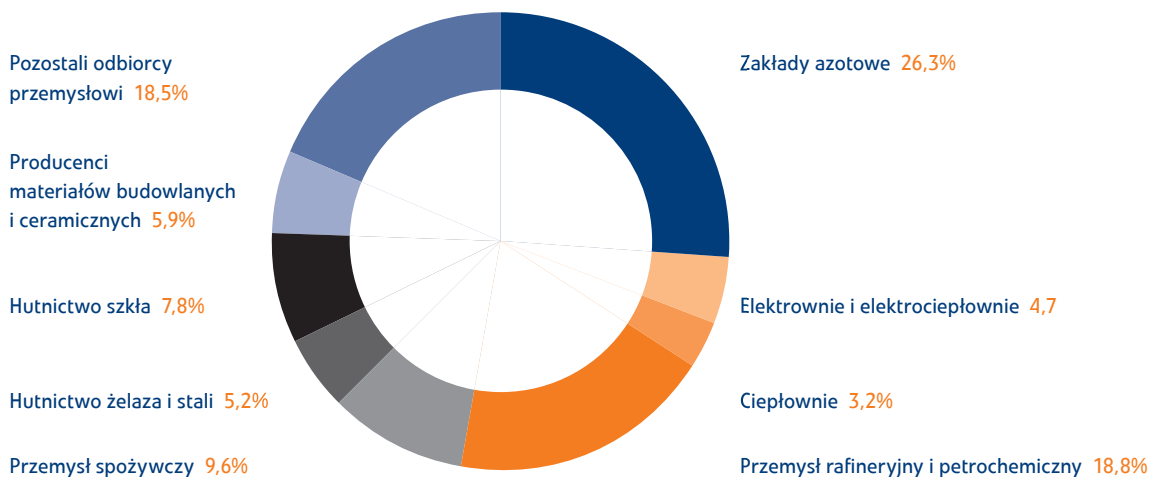
- systemie sieci gazu wysokometanowego, do którego trafia gaz z importu, ze źródeł znajdujących się w południowej Polsce oraz gaz uzyskany w odazotowniach gazu zaazotowanego pochodzący ze źródeł położonych na zachodzie kraju;
- systemie sieci gazu zaazotowanego, którym doprowadzany jest gaz z kopalń do odazotowni oraz do klientów ze źródeł zlokalizowanych na Niżu Polskim.

W 2013 roku największymi klientami PGNiG, pod względem wolumenu sprzedaży gazu, w segmencie Obrót i Magazynowanie byli odbiorcy przemysłowi (głównie przemysł chemiczny, rafineryjny i petrochemiczny oraz hutnictwo), a także odbiorcy domowi (stanowiący najliczniejszą grupę odbiorców gazu ziemnego – około 97% całkowitej liczby klientów PGNiG). Udział tej grupy odbiorców w wolumenie sprzedaży gazu, w segmencie Obrót i Magazynowanie, stanowił około 27,8%.

PGNiG Sales & Trading sprzedawało gaz ziemny odbiorcom końcowym, głównie na rynku niemieckim. Odbiorcami gazu na terenie Niemiec byli odbiorcy domowi, małe i średnie przedsiębiorstwa, odbiorcy instytucjonalni, odbiorcy przemysłowi oraz spółki obrotu. W Polsce spółka sprzedawała gaz odbiorcom przemysłowym, a dostawy realizowane były na zasadach DAF (*delivery at frontier*).

W 2013 roku PGNiG Sales & Trading sprzedała poza Grupę prawie 1,4 mld m³ gazu ziemnego.

Struktura sprzedaży gazu ziemnego przez GK PGNiG w 2013 roku do odbiorców przemysłowych w segmencie Obrót i Magazynowanie





Sprzedaż energii elektrycznej

W trzecim kwartale 2012 roku PGNiG uruchomiło sprzedaż energii elektrycznej do klientów biznesowych. Natomiast w pierwszym kwartale 2013 Spółka rozpoczęła również sprzedaż energii elektrycznej do klientów indywidualnych.

W 2013 roku Spółka 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 (European Federation of Energy Traders) i za pośrednictwem brokerów) oraz na Towarowej Giełdzie Energii. Na rynku niemieckim Spółka uczestniczyła w handlu kontraktami spotowymi na giełdzie EPEX Spot (European Power Exchange), a także w wymianie międzysystemowej na przekroju Polska – Niemcy (pomiędzy obszarami operatorów sieci przesyłowych PSE i 50 Hertz Transmission).

W zakresie sprzedaży energii elektrycznej PGNiG oferuje klientom gwarancję stałej ceny (nawet do roku 2016) oraz pełne bilansowanie klienta w ramach zużycia energii elektrycznej. W październiku 2013 roku PGNiG rozpoczęło akcję promocyjną „Energia w dwupaku”, która zakłada dopłaty do rachunku za energię elektryczną dla klientów. Oferta skierowana jest przede wszystkim do klientów z segmentu małych i średnich przedsiębiorstw, które korzystają już z usług Spółki w zakresie sprzedaży gazu ziemnego lub podpiszą taką umowę.

W 2013 roku segment Obrót i Magazynowanie GK PGNiG sprzedał 4714 GWh energii elektrycznej, z czego 60% stanowiła sprzedaż na rynku krajowym. Poniższy wykres przedstawia strukturę sprzedaży energii elektrycznej w części realizowanej przez PGNiG w podziale na grupy odbiorców.

PGNiG Sales & Trading GmbH prowadziła handel energią elektryczną na rynku niemieckim, w ramach transakcji giełdowych (EPEX Spot, EEX Power Derivatives) oraz na rynku pozagiełdowym (OTC). Odbiorcami były małe i średnie przedsiębiorstwa oraz gospodarstwa domowe.

Import

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 Głuchołazach oraz poprzez nowo wybudowany interkonektor w rejonie Cieszyna, łączący polski i czeski system gazowniczy.

Struktura sprzedaży energii elektrycznej przez PGNiG w 2013 roku



Giełda 63%

Odbiorcy zagraniczni 1%

Odbiorcy końcowi 2%

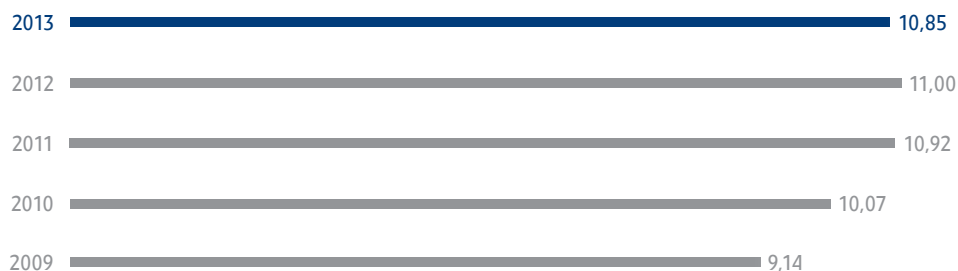
Rynek bilansujący 16%

Przedsiębiorstwa obrotu 18%

W 2013 roku PGNiG sprowadziło do Polski około 10 850,03 mln m³ gazu wysokometanowego, z czego:

- 8 733,31 mln m³ (80,49%) – od spółki OOO Gazprom Export;
- 353,58 mln m³ (3,26%) – od spółki Verbundnetz Gas AG (VNG);
- 552,64 mln m³ (5,09%) – od spółki Vitol SA;
- 1 210,26 mln m³ (11,16%) – od PGNiG Sales & Trading;
- 0,24 mln m³ (0,00%) – od spółki Severomoravska plynarenska.

Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w latach 2009–2013 (mld m³)



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

PGNiG złożyło do OGP Gaz-System SA wniosek o świadczenie usługi wirtualnego rewersu na Gazociągu Jamalskim w okresie od stycznia 2012 roku do grudnia 2015 roku. OGP Gaz-System SA, w wyniku przeprowadzenia procedury przydziału dostępnej zdolności polskiego odcinka Gazociągu Jamalskiego dla usług długoterminowego przesyłania zwrotnego, zawarł z PGNiG umowę o świadczenie tej usługi na warunkach przerywanych. Zamówione moce przesyłowe wykorzystywane są do przesyłu pozyskanego na rynku niemieckim (VTP Gaspool) relatywnie tańszego, w stosunku do tego pozyskiwanego na podstawie kontraktu jamalskiego, gazu ziemnego.

W wyniku zakończenia w 2011 roku działań modernizacyjnych istniejącego punktu zdawczo-odbiorczego Lasów na granicy z Niemcami (połączenie dwukierunkowe), nastąpiło zwiększenie przepustowości interkonektora, a tym samym zwiększenie możliwości importu gazu ziemnego z kierunku Niemiec o około 0,5 mld m³/rok do łącznej wielkości około 1,5 mld m³/rok. Zwiększona przepustowość w punkcie Lasów została udostępniona od stycznia 2012 roku.

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 terminalu LNG w Świnoujściu. W pierwszej fazie (do 2014 roku) terminal będzie miał przepustowość 5 mld m³ gazu. Zakontraktowane przez PGNiG dostawy w ilości 1 mln ton skroplonego gazu ziemnego rocznie (około 1,34 mld m³ gazu ziemnego) rozpoczną się z końcem 2014 roku.

Inwestycje

W 2013 roku nakłady inwestycyjne segmentu Obrót i Magazynowanie wyniosły 472 mln zł. Najważniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne związane były z budową i rozbudową podziemnych magazynów gazu i obejmowały:

- zakończenie budowy części napowierzchniowej PMG Wierzchowice oraz uruchomienie funkcji zatłaczania i odbioru gazu, a także dokonanie odbioru technicznego magazynu;
- zakończenie budowy części napowierzchniowej i instalacji ługowniczej wraz z rurociągiem do zrzutu solanki oraz zakończenie ługowania dwóch z pięciu pierwszych komór w KPMG Kosakowo, a także rozpoczęcie próbnej eksploatacji magazynu w celu ustalenia parametrów technicznych i charakterystyki jego pracy;
- kontynuacja prac ługowniczych w KPMG Mogilno (komory Z-15, Z-16 i Z-17) oraz hydrauliczna próba szczelności komory Z-13;
- rozbudowa PMG Husów do pojemności magazynowej 500 mln m³.

Ponadto w 2013 roku w KPMG Kosakowo zakończono budowę części napowierzchniowej, budowę instalacji ługowniczej wraz z rurociągiem do zrzutu solanki, ługowanie dwóch z pięciu pierwszych komór, a także rozpoczęto próbną eksploatację magazynu w celu ustalenia parametrów technicznych i charakterystyki jego pracy. W grudniu 2013 roku dokonano odbioru końcowego magazynu (składającego się z dwóch komór o pojemności około 61 mln m³). Nakłady poniesione w 2013 roku wyniosły około 139 mln zł. Projekt dofinansowany jest ze środków unijnych.



Magazyny

PGNiG jest właścicielem dziewięciu podziemnych magazynów gazu ziemnego (PMG), utworzonych w dwóch rodzajach struktur geologicznych – w złożach soli (tzw. kawernowe podziemne magazyny gazu „KPMG”) oraz w częściowo wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego lub ropy naftowej. Siedem z nich stanowią magazyny gazu wysokometanowego (PMG Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno, PMG Strachocina, PMG Swarzędz, PMG Brzeźnica oraz aktualnie testowane 2 kawerny w fazie odbioru gazu ziemnego na KPMG Kosakowo), a dwa służą do magazynowania gazu zaazotowanego (PMG Daszewo i PMG Bonikowo).

KPMG Mogilno – magazyn gazu wysokometanowego o pojemności czynnej 407,89 mln m³, zlokalizowany w województwie kujawsko – pomorskim, powiat mogileński, na terenie gmin Mogilno i Rogowo. Magazyn jest utworzony w kawernach solnych, co pozwala na uzyskanie dużych mocy załadczenia i odbioru gazu. Obecnie KPMG Mogilno jest w fazie rozbudowy do pojemności 800 mln m³.

PMG Husów – magazyn gazu wysokometanowego o pojemności czynnej 350 mln m³. Zlokalizowany jest w województwie podkarpackim, powiat łańcucki, gmina Łańcut i Markowa. Obecnie realizowana jest rozbudowa pojemności czynnej magazynu do 500 mln m³.

PMG Wierzchowice – magazyn gazu wysokometanowego. Jest utworzony w częściowo wyeksploatowanym złożu gazu zaazotowanego oraz zlokalizowany w województwie dolnośląskim, powiat Milicz, na terenie gmin Milicz i Krośnice. Jest to największy podziemny magazyn gazu w Polsce, o pojemności czynnej 1 200 mln m³.

PMG Strachocina – magazyn gazu wysokometanowego o pojemności czynnej 360 mln m³. Zlokalizowany jest w województwie podkarpackim, powiat sanocki, gmina Sanok i Brzozów.

PMG Brzeźnica – magazyn gazu wysokometanowego o pojemności czynnej 65 mln m³. Zlokalizowany jest w województwie podkarpackim, powiat dębicki, gmina Dębica. Obecnie trwa rozbudowa tego magazynu do 100 mln m³ pojemności czynnej.

PMG Swarzędz – magazyn gazu wysokometanowego o pojemności czynnej 90 mln m³. Zlokalizowany jest w województwie małopolskim, powiat dąbrowski, gmina Dąbrowa Tarnowska i Olesno. To jeden z najstarszych magazynów gazu w Polsce.

PMG Bonikowo – magazyn gazu zaazotowanego podgrupy Lw o pojemności czynnej 200 mln m³. Do eksploatacji został oddany w 2010 roku. Rolą PMG Bonikowo jest optymalizacja wydobycia gazu zaazotowanego podgrupy Lw w rejonie zachodniej Polski i z tego powodu ten PMG nie jest instalacją magazynową w rozumieniu „Ustawy Prawo Energetyczne”.

PMG Daszewo – magazyn gazu zaazotowanego z podgrupy Ls o pojemności czynnej 30 mln m³, który został utworzony w częściowo wyeksploatowanym złożu ropy naftowej i zaazotowanego gazu ziemnego. Ponieważ PMG Daszewo wykorzystywany jest na potrzeby optymalizacji wydobycia, ten PMG nie jest instalacją magazynową w rozumieniu „Ustawy Prawo Energetyczne”.

W trakcie budowy jest kolejny magazyn w kawernach solnych:

KPMG Kosakowo – magazyn gazu wysokometanowego, który powstaje w okolicy Trójmiasta. W grudniu 2013 roku dokonano odbioru końcowego dwóch pierwszych kawern magazynu o łącznej pojemności czynnej 51,2 mln m³, która zostanie udostępniona w roku magazynowym 2014/2015. Planowana do osiągnięcia całkowita pojemność czynna to 250 mln m³. Zakończenie inwestycji budowy KPMG Kosakowo planowane jest na 2021 rok.

Krótkookresowe zmiany zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny niwelowane są przy wykorzystaniu KPMG Mogilno – magazynu w kawernach solnych o szczytowym charakterze pracy. Przewiduje się, że KPMG Kosakowo będzie pełniło podobną funkcję jak KPMG Mogilno.

Kompensacja nierównomiernego 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”, prowadzona jest w oparciu o pojemności PMG Wierzchowice, PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzędz oraz PMG Brzeźnica.

Ponadto, PMG Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno oraz PMG Strachocina wykorzystywane są na potrzeby wywiązania się z obowiązku utrzymania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego przez przedsiębiorców zajmujących się obrotem paliwami gazowymi z zagranicą, 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.

Lokalizacja podziemnych magazynów gazu

Nazwa

pojemność czynna/docelowa (mln m³)

● — PMG istniejące

○ — PMG w budowie / rozbudowie



W celu realizacji prawnego obowiązku wydzielenia operatora systemu magazynowania PGNiG utworzyło spółkę celową – Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o., której podstawowym przedmiotem działalności jest wykonywanie zadań operatora systemu magazynowania w instalacjach magazynowych będących własnością PGNiG. Spółka udostępnia pojemności i moce instalacji magazynowych w sposób, który wychodzi naprzeciw zapotrzebowaniu uczestników rynku na usługi magazynowania gazu, a jednocześnie pozwala na optymalne wykorzystywanie instalacji magazynowych.

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 Swarzów.

W okresie od 1 stycznia 2013 roku do 31 grudnia 2013 roku, OSM udostępnił w ramach umów długoterminowych 380 mln m³ pojemności czynnych zwolnionych w wyniku wygasania zawartych kontraktów, z czego:

- na warunkach przerywanych – łącznie 115 mln m³ pojemności czynnych, w tym:
 - 5 mln m³ pojemności czynnej w instalacji magazynowej PMG Strachocina,
 - 60 mln m³ pojemności czynnej w instalacji magazynowej PMG Wierzchowice,
 - 50 mln m³ pojemności czynnej w instalacji magazynowej PMG Husów,
- na warunkach ciągłych – łącznie 265 mln m³ pojemności czynnych, w tym:
 - 115 mln m³ pojemności czynnej w instalacji magazynowej PMG Wierzchowice,
 - 100 mln m³ pojemności czynnej w instalacji magazynowej PMG Husów,
 - 50 mln m³ pojemności czynnej w instalacji magazynowej KPMG Mogilno.

W usłudze krótkoterminowej na warunkach przerywanych na potrzeby rynku został udostępniony wolumen wynoszący 21,5 mln m³ pojemności czynnej instalacji magazynowej KPMG Mogilno.

W procedurze zarządzania ograniczeniami kontraktowymi, którą objęte zostały zdolności magazynowe zakontraktowane w 2012 roku, w instalacji magazynowej KPMG Mogilno, udostępnionych zostało łącznie 41,5 mln m³ pojemności czynnej w ramach umów długoterminowych na warunkach ciągłych.

Całość pojemności czynnych oferowanych w okresie sprawozdawczym została rozdysponowana.

Pojemności czynne podziemnych magazynów gazu w 2013 roku (mln m³)

Gaz wysokometanowy	Pojemność czynna [mln m ³] 2013	Pojemność czynna [mln m ³] docelowo	termin zakończenia rozbudowy/budowy
Brzeźnica	65	100	2015
Husów	350	500	2014
Kosakowo*	51,2	250	2021
Mogilno	407,9	800	2027
Strachocina*	360	360	-
Swarzów	90	90	-
Wierzchowice*	1200	1200	-
Gaz zaazotowany			
Bonikowo	200	200	-
Daszewo	30	30	-

* obecnie prowadzone są testy i badania w celu określenia parametrów i charakterystyk pracy PMG w zakresie nowych zdolności magazynowych

Na dzień 31 grudnia 2013 roku, OSM dysponował instalacjami magazynowymi o łącznym wolumenie pojemności wynoszącym 1 817,9 mln m³, z czego 1 796 mln m³ zarezerwowano w ramach umów długoterminowych.

Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych w roku magazynowym 2012/2013

Gaz wysokometanowy	(mln m ³)
PMG Brzeźnica	65,0
PMG Husów	350,0
KPMG Mogilno	407,9 ⁽¹⁾
PMG Strachocina	330,0
PMG Swarzów	90,0
PMG Wierzchowice	575,0
Razem	1 817,9⁽²⁾

- 1) Uwzględnia pojemność czynną udostępnioną na potrzeby OGP Gaz-System SA oraz pojemność czynną udostępnianą w ramach usług krótkoterminowych.
- 2) Nowe, zwiększone w 2013 r. pojemności czynne magazynów KPMG Kosakowo, PMG Strachocina i PMG Wierzchowice planuje się udostępnić w roku magazynowym 2014/2015.


Programy unijne

W dniu 16 maja 2013 roku podpisana została między PGNiG i Instytutem Nafty i Gazu w Krakowie umowa o dofinansowanie projektu rozbudowy PMG Husów. Zgodnie z podpisaną umową maksymalna wysokość dofinansowania projektu wynosi **38 204 250,00 zł**, a okres kwalifikowania wydatków ustalony został na przedział **od 12 kwietnia 2012 roku do 31 maja 2015 roku**.

W dniu 16 września 2013 roku zawarto Aneks nr 1 do umowy o dofinansowanie projektu „Przezwyciężenie miejscowości Ełk i Olecko z gazu propan-butan na gaz E przy zastosowaniu technologii LNG”. Stosownie do Aneksu maksymalna wysokość dofinansowania wynosi **5 537 680,75 zł**, a okres kwalifikowania wydatków ustalony został na czas **od 1 września 2012 roku do 31 października 2014 roku**.

Poza wymienionymi wyżej projektami PGNiG realizowało w 2013 roku również następujące inwestycje, które są współfinansowane przez Unię Europejską:

- rozbudowa PMG Wierzchowice,
- budowa KPMG Kosakowo.

A photograph of an industrial gas processing facility. The scene features several tall, white cylindrical towers with metal walkways and railings. A network of yellow pipes connects these towers and other equipment. The ground is a mix of gravel and green grass. The sky is a pale, overcast blue. In the foreground, a circular graphic contains text.

WOLUMEN GAZU ZIEMNEGO (W PRZELICZENIU NA GAZ
WYSOKOMETANOWY) PRZESŁANEGO POPRZEZ SYSTEM
DYSTRYBUCYJNY W 2013 ROKU

10,1 mld m³

Dystrybucja

Za pośrednictwem Polskiej Spółki Gazownictwa gaz ziemny dostarczany jest do klientów indywidualnych, małych oraz średnich przedsiębiorstw. W 2013 roku, poprzez sieć dystrybucyjną, rozprowadzono 10,3 mld m³ gazu ziemnego.

Pewność i stabilność dostaw realizowanych z wykorzystaniem tej sieci potwierdza rosnąca liczba przyłączy, stale zwiększająca się długość sieci wraz z przyłączami oraz wzrost ilości odbiorców paliwa gazowego.





Najważniejsze wydarzenia

- W dniu 1 lipca 2013 roku nastąpiła rejestracja połączenia sześciu spółek dystrybucyjnych, tj.:
 - Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu,
 - Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Zabrze,
 - Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie,
 - Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie,
 - Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku,
 - Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu,
 poprzez przejęcie przez spółkę PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. (obecnie Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.) całego majątku i przekształcenie ich w jej oddziały regionalne.
- Polska Spółka Gazownictwa została wyznaczona na Operatora Systemu Dystrybucyjnego oraz na Operatora Systemu Skraplania Gazu Ziemnego do dnia 31 grudnia 2030 roku.
- Wolumen dystrybuowanego gazu wyniósł w 2013 roku 10,1 mld m³, o blisko 0,2 mld m³ więcej niż rok wcześniej.
- Skonsolidowany Operator Systemu Dystrybucyjnego posiada ujednoliconą:
 - „Taryfę nr 1 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego” (zatwierdzoną przez Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2013 r.),
 - „Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej” (zatwierdzoną przez Prezesa URE w dniu 23 grudnia 2013 r.),
 - Międzyoperatorскую Umowę Przesyłową (MUP).

Podstawową działalność segmentu stanowi dystrybucja gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu propan-butan i koksowniczego siecią dystrybucyjną. Polska Spółka Gazownictwa dostarcza gaz do odbiorców domowych, przemysłowych i hurtowych oraz dokonuje przyłączeń nowych klientów, zarówno do istniejącej sieci, jak i do rozbudowywanej. Ponadto segment prowadzi prace związane z eksploatacją, remontem oraz rozbudową sieci dystrybucyjnej.

Prezes URE udzielił Polskiej Spółce Gazownictwa koncesji na dystrybucję paliw gazowych oraz koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego do dnia 31 grudnia 2030 roku. Polska Spółka Gazownictwa została wyznaczona na Operatora Systemu Dystrybucyjnego oraz na Operatora Systemu Skraplania Gazu Ziemnego do dnia 31 grudnia 2030 roku.

Wyniki finansowe w 2013 roku

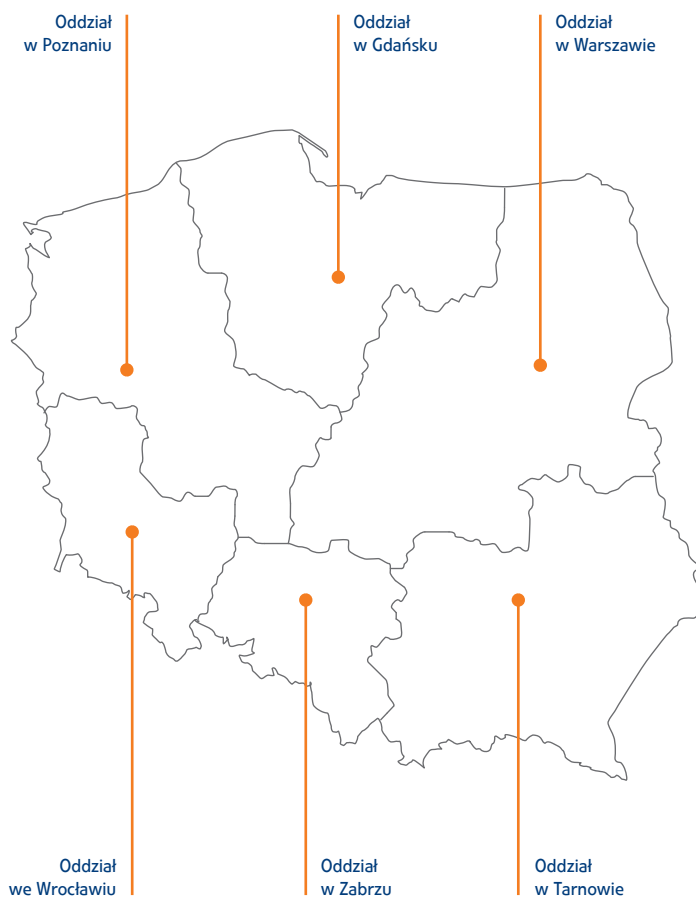
Segment Dystrybucja generuje przychody z tytułu dystrybucji paliw gazowych w systemie sieciowym. Taryfy dla działalności dystrybucyjnej są zatwierdzone przez Prezesa URE. Osiągane w ciągu roku przychody spółki dystrybucyjnej charakteryzują się sezonowością. Największe wolumeny transportowanego siecią dystrybucyjną paliwa gazowego odnotowywane są w okresie zimowym – w I i IV kwartale każdego roku.

Wynik finansowy netto na koniec 2013 roku ukształtował się na poziomie 556 mln zł.

W 2013 roku nastąpił wzrost przychodów ze sprzedaży w stosunku do poprzedniego roku o 668 mln zł. Wpływ na powyższe miało wprowadzenie nowej taryfy zawierającej koszty związane z przesyłaniem paliwa gazowego oraz wzrost wolumenu dystrybuowanego gazu.

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej w 2013 roku były wyższe w stosunku do roku 2012 o 347 mln zł.

Oddziały Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.



Polityka taryfowa

Działalność dystrybucyjna jest koncesjonowana. Oznacza to, że Spółka wnioskuję do Prezesa URE o zatwierdzenie stawek opłat za dystrybucję paliw gazowych.

W dniu 17 grudnia 2013 roku zatwierdzona została przez Prezesa URE ujednolicona dla Operatora Systemu Dystrybucyjnego „Taryfa nr 1 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego”, obowiązująca w okresie od 1 stycznia 2014 roku do 31 lipca 2014 roku. Taryfa zawiera jednolity tekst dla całej spółki, natomiast stawki opłat za usługę dystrybucji i regazyfikacji są różne dla obszarów poszczególnych oddziałów.

W dniu 23 grudnia 2013 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził przedłożoną Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, wprowadzającą jednolite zasady świadczenia usług dystrybucyjnych dla różnych rodzajów paliw gazowych transportowanych przez Spółkę. Instrukcja weszła w życie z dniem 1 stycznia 2014 roku. Dokument ten zastąpił regulacje w tym zakresie dla sześciu spółek gazownictwa.

Decyzją z dnia 26 sierpnia 2013 roku (zmienioną 14 października 2013 roku), Prezes URE zatwierdził „Program Zgodności – program zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego”.

Dystrybucja paliwa gazowego

W 2013 roku operator przesłał poprzez system dystrybucyjny 10,1 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Wielkość ta jest wyższa w porównaniu do poziomu z poprzedniego roku o 0,2 mld m³, w którym to przesłano 9,9 mld m³, co oznacza wzrost o 2%. Na koniec 2013 roku długość sieci dystrybucyjnej razem z przyłączami wyniosła 170,9 tys. km. W 2013 roku zanotowano 97% udział w rynku pod względem ilości dystrybuowanego gazu. Natomiast liczba klientów wyniosła 6,77 mln osób.

Inwestycje

W 2013 roku łączne wydatki na realizację inwestycji ukształtowały się na poziomie 1,14 mld zł. Najistotniejsze kierunki inwestowania, a jednocześnie kierunki o największym udziale w wydatkowanych środkach, to:

- inwestycje związane ze wzrostem sprzedaży paliwa gazowego, poprzez rozbudowę sieci i budowę przyłączy; łącznie wyniosły 761,4 mln zł;
- inwestycje związane z modernizacją sieci gazowej; na realizację tych zadań wydatkowano w roku 2013 środki finansowe w kwocie 229,3 mln zł;
- zakup nowych urządzeń pomiarowych (gazomierzy); na ten cel w trakcie 2013 roku wydatkowano kwotę 141,5 mln zł.

Na rozbudowę sieci gazowej i przyłączanie odbiorców przeznaczana była blisko połowa środków finansowych, wydatkowanych wskutek realizacji planu inwestycyjnego spółki. Drugą najważniejszą pozycję w planie inwestycyjnym, stanowiły środki przeznaczone na modernizację sieci gazowej. Uwzględniając wyżej wskazane nakłady, jak również wysokość nakładów poniesionych na zakup gazomierzy, ponad 89% środków finansowych przeznaczonych na inwestycje dotyczyło inwestycji o charakterze sieciowym.



Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła

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

PGNiG TERMIKA POSIADA
W POLSCE OKOŁO
30%
UDZIAŁU W PRODUKCJI
CIEPŁA W KOGENERACJI



PGNiG TERMIKA SA

Grupa PGNiG, w ramach segmentu Wytwarzanie, prowadzi działalność polegającą na wytwarzaniu oraz sprzedaży energii elektrycznej i ciepła. Działalność ta dotyczy spółki PGNiG TERMIKA, która jest także centrum kompetencyjnym Grupy w dziedzinach wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz realizacji projektów z zakresu elektroenergetyki i ciepłownictwa.

PGNiG TERMIKA dysponuje łączną zainstalowaną mocą elektryczną źródeł wytwarzania w wysokości 1,0 GWe i mocą cieplną 4,8 GWt. Głównymi źródłami przychodów spółki są sprzedaż ciepła, energii elektrycznej i usług systemowych oraz certyfikatów pochodzenia energii. Średnioroczna sprzedaż ciepła wynosi 40,2 PJ, a energii elektrycznej 3,7 TWh. Wytworzone ciepło zaspokaja 70% potrzeb cieplnych rynku warszawskiego. Spółka posiada około 3% udział w rynku wytwarzania energii elektrycznej w Polsce oraz około 30% udział w produkcji ciepła w kogeneracji.

Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli wraz z Grupą Tauron (PGNiG przypada połowa z 450 MW) oraz realizacja szeregu nowych projektów budowy mocy opartych na gazie ziemnym umożliwi realizację strategii GK PGNiG w segmencie energetyki. Inwestycje w energetyce wpiszą się w misję Grupy PGNiG, którą jest rozwój oraz wzrost wartości firmy w zgodzie z zasadami zrównoważonego rozwoju i poszanowaniem środowiska naturalnego.

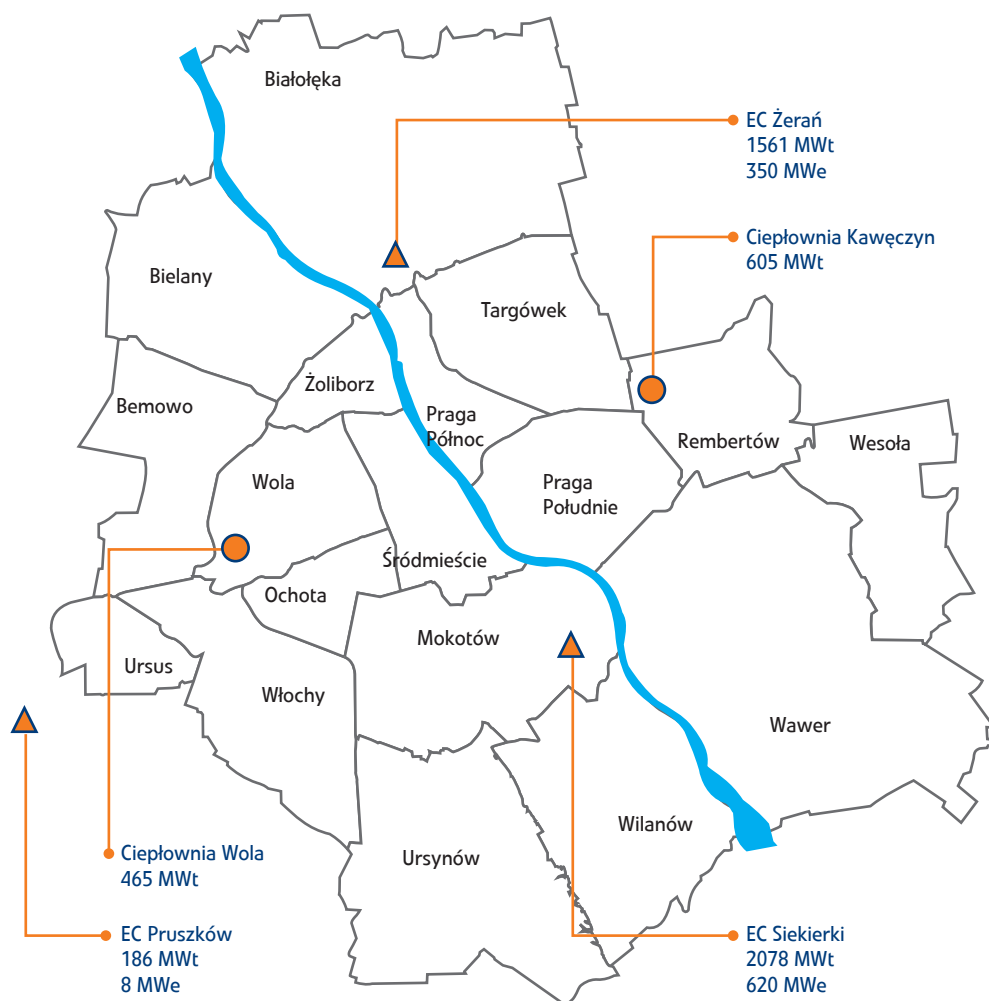
Najważniejsze wydarzenia

- 11 października 2013 roku została podpisana umowa z wykonawcą przebudowy jednostki wytwórczej kotła OP-230 nr 1 w celu dostosowania do spalania biomasy wraz z budową instalacji rozładunku, magazynowania i podawania biomasy w Elektrociepłowni Siekierki.
- 30 października 2013 roku PGNiG TERMIKA przejęła 50% akcji Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A.

Wyniki finansowe w 2013 roku

Przychody segmentu Wytwarzanie ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej wyniosły 2 063 mln zł i były wyższe o 106 mln zł w relacji do poprzedniego roku. Wskutek ograniczenia kosztów operacyjnych o 1%, wynik operacyjny segmentu wyniósł 144 mln zł i był wyższy o 129 mln zł w porównaniu do poprzedniego roku. Dobry wynik segmentu był efektem dziewięcioprocentowego wzrostu ceny taryfowej ciepła od lipca 2013 roku oraz zredukowania kosztów paliw do produkcji ciepła i energii, w tym na skutek ograniczenia współspalania biomasy oraz zmniejszenia kosztów amortyzacji praw do emisji CO₂ zidentyfikowanych w momencie nabycia PGNiG TERMIKA.

Lokalizacja zakładów PGNiG TERMIKA w Warszawie



Inwestycje

W 2013 roku segment Wytwarzanie poniósł nakłady inwestycyjne w kwocie 257 mln PLN. Do najważniejszych realizowanych inwestycji należą projekty wchodzące w skład programów środowiskowych, rozwojowych i związanych z dywersyfikacją paliw. W roku 2013 ukończona została realizacja projektu zabudowy instalacji katalitycznego odzotowania spalin czterech kotłów blokowych w EC Siekierki.

W celu realizacji strategii dalszego rozwoju GK PGNiG w obszarze energetyki, PGNiG TERMIKA w 2013 roku prowadziła poszukiwania projektów kogeneracyjnych różnej skali na terenie całego kraju. W ramach realizowanych prac zidentyfikowano szereg potencjalnych projektów, nawiązano współpracę z kilkoma zakładami przemysłowymi z branży spożywczej i chemicznej, zainteresowanymi realizacją gazowego układu kogeneracyjnego i outsourcingiem energetycznym, a także z komunalnymi przedsiębiorstwami energetycznymi zainteresowanymi budową układów kogeneracyjnych na potrzeby zasilania miejskiej sieci ciepłowniczej. Obecnie trwają zaawansowane analizy techniczno-ekonomiczne projektów oraz negocjacje biznesowe warunków współpracy.

W ramach działań rozwojowych PGNiG TERMIKA zawarła umowy kontraktacji produkcji i dostaw biomasy z plantacji wierzby energetycznej oraz zrealizowała nasadzenia plantacji na areale 386 ha. Działania mają na celu ciągłe uzupełnianie portfela dostaw biomasy rolnej dla instalacji spalania biomasy w PGNiG TERMIKA.

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 użytku, 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.

W 2013 roku podpisano umowę o przyłączenie do sieci przesyłowej OGP GAZ SYSTEM S.A. Ponadto, opracowano projekty rozbiórki oraz przeniesień i modernizacji obiektów. W trakcie realizacji są projekty niezbędne do uzyskania pozwoleń na budowę rurociągu zrzutowego wody chłodzącej, modernizacji układu wody chłodzącej i infrastruktury gazowej. Trwają prace nad rozstrzygnięciem przetargu publicznego na projekt budowlany bloku. W 2013 roku uzyskano również warunki przyłączenia do sieci przesyłowej PSE Operator S.A. Trwają kompleksowe prace nad opracowaniem dokumentacji i uzyskaniem niezbędnych pozwoleń na budowę gazociągu wysokiego ciśnienia. Prowadzone są prace nad przygotowaniem dokumentacji przetargowej na budowę bloku. Planowany termin oddania bloku do eksploatacji to 2018 rok.



Przebudowa kotła OP-230 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 OP-230 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 odsiarczania i odazotowania celem dostosowania do wymogów Dyrektywy o Emisjach Przemysłowych (IED). Zakończenie inwestycji planowane jest na trzeci kwartał 2015 roku.

Nowa elektrociepłownia 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, zastrzonych wymagań środowiskowych. W 2013 roku podpisano umowę o przyłączenie do sieci gazowej z Polską Spółką Gazownictwa,

zapewniającą dostawy gazu, jak również złożono wnioski o uzyskanie warunków przyłączenia do sieci PGE Dystrybucja niezbędnych do odbioru wyprodukowanej w silnikach energii elektrycznej. Ponadto, w grudniu 2013 roku ogłoszono przetarg na przebudowę kotłów wodnych. Materiały przetargowe na budowę układu kogeneracji są w trakcie opracowywania. Zakończenie realizacji całego projektu przewidziano na rok 2016.

Blok gazowo-parowy w Stalowej Woli

30 października 2013 roku PGNiG TERMIKA przejęła od PGNiG 50% akcji Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A.

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, używając około

600 mln m³ gazu. Inwestycja charakteryzuje się niską emisją dwutlenku węgla, związków siarki i azotu, co wpisuje się w unijną politykę energetyczno-klimatyczną.

W 2013 roku w ramach projektu „Budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli”, podpisano umowy związane z zamknięciem finansowania budowy bloku oraz realizowano prace budowlane. W ramach prac budowlanych prowadzono między innymi: budowę budynku rozdzielni elektrycznych z nastawnią i budowę fundamentów pod podstawowe urządzenia bloku. Budowa fundamentów dla kotła odzyskowego i turbiny gazowej została zakończona, natomiast dla turbiny parowej jest w fazie końcowej. Ponadto, zakończono budowę konstrukcji nośnej hali turbiny gazowej i rozpoczęto wznoszenie konstrukcji hali turbiny parowej. Zakończono również I etap prac przy progu spiętrzającym na rzece San. Zakończenie inwestycji planowane jest na przełomie 2014 i 2015 roku. Elektrociepłownia zostanie oddana do komercyjnej eksploatacji pod koniec II kwartału 2015 roku.

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 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 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 ekonomiczną działalności Spółki, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Skarb Państwa jest także uprawniony do żądania zwołania Walnego Zgromadzenia oraz do żądania umieszczenia poszczególnych spraw w porządku obrad bez względu na wielkość swojego udziału w kapitale zakładowym Emitenta.

Ograniczenia prawa głosu

W dniu 31 grudnia 2012 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 przygotowany 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 przeprowadzenia 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 Kodeksu Spółek Handlowych, pełnomocnictwo do uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu spółki publicznej i wykonywania prawa głosu wymaga udzielenia na piśmie. Pełnomocnictwo powinno być udzielone na piśmie lub w postaci elektronicznej. Pełnomocnictwo winno być sporządzone w języku polskim i może być przesłane do Spółki przed Walnym zgromadzeniem w wersji elektronicznej w formacie PDF (skan) na adres e-mail: wz@pgnig.pl. Akcjonariusze i pełnomocnicy powinni posiadać przy sobie dowód tożsamości.

W związku z tym, iż Spółka nie przewiduje możliwości uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej (w tym wypowiedzania się w trakcie Walnego Zgromadzenia przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej), wykonywania prawa głosu drogą korespondencyjną lub przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej, formularze do głosowania przez pełnomocników nie będą publikowane.

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

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

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

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

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

Ryzyka

Otoczenie regulacyjne

W 2013 roku nadal prowadzone były prace nad projektem pakietu trzech ustaw regulujących sektor energetyczny, tzn. ustawą – Prawo gazowe, ustawą – Prawo energetyczne i ustawą o odnawialnych źródłach energii (tzw. „duży trójpak energetyczny”). W dniu 11 września 2013 roku weszła w życie ustawa o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (tzw. „mały trójpak energetyczny”). Zmiana ustawy wprowadziła szereg zmian otoczenia regulacyjnego rynku gazu ziemnego, związanych między innymi z potrzebą dostosowania polskich przepisów do postanowień III pakietu energetycznego oraz liberalizacją rynku gazu, w szczególności poprzez mechanizm tzw. obliża giełdowego.

Celem nałożonego na spółkę obliża giełdowego jest liberalizacja rynku gazu w Polsce, a co za tym idzie, rozwój konkurencji. Mechanizm ten wiąże się z wysoką transparentnością rynku i umożliwiał uczestnikom rynku nabywanie produktów na równych warunkach. Rozwiązanie to może oznaczać dla PGNiG ryzyko stopniowej utraty rynku. Dynamika ewentualnej utraty udziałów rynkowych przez PGNiG zależna jednak będzie od liczby i wielkości podmiotów wchodzących na rynek gazu oraz relacji cenowych pomiędzy rynkiem pozagiełdowym (OTC) a kontraktami giełdowymi. PGNiG jest od strony podażowej w pełni przygotowana do wypełnienia obliża giełdowego. Jednakże z powodu braku odpowiedniego popytu na gaz na rynku giełdowym istnieje istotne ryzyko niewywiązania się z ustawowego poziomu obliża giełdowego. Grupa PGNiG czyni starania zmierzające do zwiększenia popytu na Towarowej Giełdzie Energii.

Ponadto w świetle zmian Prawa energetycznego odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza mu paliwa gazowe, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy. Uwzględniając koszty związane z zakupem gazu (koszty przesyłu z zagranicy i koszty transakcyjne) oraz bezpieczeństwo dostaw, klienci będą optymalizować swoje portfele zakupowe, pozyskując gaz na giełdzie i rynku pozagiełdowym.

W sierpniu 2011 roku weszła w życie Ustawa o efektywności energetycznej, która stanowi wypełnienie postanowień „Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 roku w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych 2006/32/WE”. Ustawa określa krajowy cel w zakresie oszczędności gospodarowania energią, zgodnie z którym do 2016 roku oszczędności energii finalnej powinny być nie mniejsze niż 9% krajowego zużycia tej energii w ciągu roku. Od 1 stycznia 2013 roku PGNiG, jako przedsiębiorstwo obrotu, ma obowiązek zakupu świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia tzw. opłaty zastępczej. Obowiązek ten spowoduje wzrost kosztów prowadzenia działalności regulowanej, a w konsekwencji także cen dla odbiorców gazu.

W 2013 roku prowadzone były prace legislacyjne nad zasadniczą zmianą otoczenia regulacyjnego segmentu Poszukiwanie i Wydobycie, które obejmowały dwa projekty ustaw: ustawa o zmianie ustawy Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw oraz ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym, zmianie ustawy o podatku od wydobycia niektórych kopalin oraz niektórych innych ustaw. Projekty ustaw zakładają między innymi zwiększenie obciążeń fiskalnych związanych z działalnością wydobywczą oraz zmianę dotychczasowego systemu koncesyjnego. W przyszłości zmiany te niekorzystnie wpłyną na rentowność PGNiG.

Kalkulacja taryf

Zatwierdzany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki poziom cen i stawek opłat decyduje o możliwości pokrycia kosztów podstawowej działalności spółek Grupy PGNiG. Prezes URE, ustalając taryfy na dany okres, bierze pod uwagę inne, niezależne od spółek Grupy PGNiG, czynniki zewnętrzne. Jednocześnie Prezes URE nie zawsze akceptuje przyjmowane przez spółki założenia w zakresie głównych czynników kształtujących zmianę kosztów i zakładanego poziomu zysku uwzględnianego ryzyko prowadzonej działalności. Zaniżanie cen i stawek opłat taryfowych może przełożyć się na obniżenie rentowności PGNiG. Nie bez znaczenia dla dochodowości PGNiG jest okres obowiązywania taryfy, który niejednokrotnie był przez Prezesa URE wydłużany, oraz przedłużające się postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryf.

Ceny 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 błędu. 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.

Klauzule „take or pay” w kontraktach importowych

PGNiG jest stroną 4 kontraktów długoterminowych na dostawę paliwa gazowego do Polski posiadających tzw. klauzulę „take or pay”. Najważniejsze z nich to kontrakty z OOO Gazprom Eksport oraz z Qatargas Operating Company Ltd. Przy założeniu utrzymania portfela klientów PGNiG na dotychczasowym poziomie, realizacja tychże kontraktów w ilościach określonych w odpowiednich klauzulach „take or pay” oznaczać będzie minimalizowanie zakupów gazu spotowego, aktualnie najbardziej atrakcyjnego cenowo. W przypadku utraty rynku przez PGNiG istnieje ryzyko, iż PGNiG zmuszone będzie do poszukiwania nowych możliwości zagospodarowania nadwyżek gazu w portfelu. Wiązać się to będzie z potrzebą uniknięcia zapłaty za nieodebrany gaz (wynikającą z klauzuli „take or pay”) lub też realizacji sprzedaży nadwyżek z tzw. ujemną marżą. Istnieje też ryzyko, że w przypadku opóźnienia w oddaniu przez Polskie LNG SA terminalu LNG do użytkowania wykarczającego poza 31 grudnia 2014 roku, PGNiG zobowiązane będzie do zapłaty za nieodebrane ilości LNG. Obowiązek ten wynika z klauzuli „take or pay” zawartej w umowie z Qatargas Operating Company Ltd. Równolegle występuje ryzyko, że przy obecnych warunkach kontraktowych oraz rynkowych taryfy ustalone przez Prezesa URE nie pokryją średnioważonych kosztów pozyskania gazu przez PGNiG.

Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy

Poziomy maksymalnego udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku określone są w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. W 2012 roku Prezes URE wszczął postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG za nieprzestrzeżenie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy w latach 2010 i 2011, odpowiednio w dniu 11 maja oraz 5 grudnia. Analogiczne postępowania administracyjne zostały wszczęte przez Prezesa URE za nieprzestrzeżenie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach 2007, 2008 i 2009. Postępowania odnośnie lat 2009, 2010 i 2011 zostały zawieszono z urzędu do czasu zakończenia postępowania właściwego dla roku 2007 i 2008, toczącego się przed Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W 2011 roku PGNiG zwróciło się do Trybunału Konstytucyjnego z pytaniem prawnym co do zgodności z konstytucją rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy.

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 Spółkę kary pieniężne za nieprzestrzeżenie obowiązku dywersyfikacji.

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 wydobycia są obciążone błędami wynikającymi z niedoskonałości sprzętu oraz technologii, które wpływają na jakość uzyskiwanych informacji geologiczno-złożowych. Niezależnie od stosowanych metod, dane w zakresie ilości i jakości ekonomicznie opłacalnych do eksploatacji zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej mają zawsze charakter szacunkowy. Rzeczywista produkcja, przychody i koszty w odniesieniu do złóż mogą różnić się w poważnym stopniu od dokonanych szacunków. Powyższe ryzyko ma szczególne znaczenie z tego względu, że w cyklu produkcji ze złoża okres od rozpoczęcia poszukiwania do udostępnienia złoża do eksploatacji trwa 6–8 lat, a wydobycie 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 wydobycia może prowadzić do zmniejszenia przychodów, a przez to wpłynąć negatywnie na wyniki ekonomiczne Grupy PGNiG.

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

Konkurencja w obszarze poszukiwania złóż

Zarówno w kraju, jak i za granicą istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż. Niektórzy konkurenci Grupy PGNiG, zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową. W rezultacie istnieje prawdopodobieństwo, że firmy te przystąpią do przetargów i będą w stanie nabyć koncesje o dobrych perspektywach poszukiwawczych.

Opóźnienia prac w obszarze Poszukiwanie i Wydobycie

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 wygranym przetargu na koncesję może trwać nawet dwa lata. Ponadto przed rozpoczęciem prac terenowych Spółka jest zobowiązana między innymi do uzyskania podstaw formalno-prawnych na wejście w teren, spełnienia wymogów w dziedzinie ochrony środowiska i niekiedy ochrony stanowisk archeologicznych oraz przeprowadzania przetargów na wykonawcę prac, co powoduje, że do momentu podpisania umowy z wykonawcą upływa kilka kolejnych miesięcy. Nierzadkie są również przypadki długiego oczekiwania na odprawy celne importowanego sprzętu. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych.



Koszty prac poszukiwawczych

Na kapitałochłonność prac poszukiwawczych mają wpływ ceny nośników energii oraz materiałów. Koszty prac poszukiwawczych są szczególnie wrażliwe na poziom cen stali, które przekładają się na ceny rur okładzinowych i wydobywczych, stosowanych w pracach wiertniczych. Wzrost cen energii i materiałów powoduje wzrost kosztów prac poszukiwawczych. Istotny wpływ na rentowność zagranicznych projektów poszukiwawczych mają ceny produktów ropopochodnych oraz wahania kursów walutowych. W celu obniżenia kosztów prac wiertniczych w 2011 roku PGNiG wprowadziło system daily rate przy wyborze wykonawców tych prac.

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

Dostosowanie do regulacji ochrony środowiska w Polsce i za granicą może znacząco zwiększyć koszty działalności Grupy PGNiG. Aktualnie Grupa PGNiG ponosi znaczne wydatki w celu spełnienia wymagań regulacji odnoszących się do ochrony zdrowia i bezpieczeństwa oraz ochrony środowiska naturalnego.

Sytuacja polityczno-gospodarcza

W państwach, w których Grupa PGNiG prowadzi działalność poszukiwawczą, istnieje ryzyko konfliktów zbrojnych, destabilizacji społecznej i politycznej oraz ataków terrorystycznych.

W lutym 2011 roku w związku z wystąpieniem siły wyższej PGNiG wycofało z Libii wszystkich, poza miejscowymi, pracowników POGC-Libya B.V. Wznowienie prac nastąpiło w drugiej połowie 2012 roku. Podobna sytuacja miała miejsce w styczniu 2014 roku, kiedy PGNiG wycofało do Polski wszystkich Polaków pracujących na koncesji Murzug 113. Sprzęt został zabezpieczony i pozostał pod ochroną libijskich sił rządowych oraz nadzorem libijskich podwykonawców.

Brak odpowiedniej infrastruktury w niektórych krajach stwarza potencjalne problemy z dostarczeniem sprzętu, ludzi i materiałów w rejon działalności poszukiwawczej. Mogą również wystąpić problemy z transportem zaopatrzenia oraz trudności z zapewnieniem odpowiednich standardów opieki medycznej. Występowanie powyższych czynników ryzyka może wpłynąć na ograniczenie, zawieszenie lub zaprzestanie działalności poszukiwawczo-wydobywczej.

Konkurencja w obszarze sprzedaży gazu ziemnego

PGNiG jest 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 rynek gazu ziemnego na Towarowej Giełdzie Energii. Na podstawie decyzji Prezesa URE obrót gazem ziemnym prowadzony przez PGNiG na giełdowym rynku gazu ziemnego zwolniony jest z obowiązku taryfowania. Ponadto w 2012 roku PGNiG rozpoczęło prace nad uwolnieniem cen gazu dla odbiorców. Uwolnienie cen będzie przebiegać stopniowo, przy czym w pierwszej kolejności ma nastąpić uwolnienie cen gazu dla dużych odbiorców przemysłowych.

W konsekwencji wprowadzenia powyższych zmian udział Spółki w wolumenie sprzedawanego gazu ziemnego może się zmniejszyć na rzecz obecnych na rynku, jak również nowych podmiotów zajmujących się obrotem gazem.

Zwiększenie wielkości zapasu obowiązkowego

Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego nakłada obowiązek utrzymywania zapasu obowiązkowego na poziomie 30 dni średniorocznego importu oraz przechowywania go w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne zapewniają możliwość dostarczenia całkowitej ilości zapasu do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni. Spełnienie wymagań ustawowych związanych z utrzymywaniem zapasu obowiązkowego powoduje dla PGNiG ryzyko bilansowe, technologiczne oraz stwarza zagrożenie w realizacji zobowiązań kontraktowych.

Wymagane ustawowo parametry techniczne dostarczenia zapasu obowiązkowego do systemu gazowego powodują, że znaczna część zapasu została umieszczona w szczytowym magazynie gazu KPMG Mogilno. W rezultacie zapas istotnie ogranicza handlowe korzystanie z pojemności i dużych mocy dostaw gazu do systemu przesyłowego z tego magazynu. Biorąc pod uwagę tryb uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, który wymaga uzyskania zgody ministra właściwego ds. gospodarki, poprzedzonej wprowadzeniem ograniczeń handlowych w dostawach gazu do odbiorców, powstaje ryzyko niezapewnienia ciągłości dostaw gazu do odbiorców końcowych.

Konsekwencją utrzymywania zapasu obowiązkowego jest pozostawienie częściowo wypełnionych pojemności magazynów po zakończeniu sezonu zimowego, a co za tym idzie mniejsze możliwości zatłaczania gazu w okresie letnim. Zatłaczanie magazynów w sezonie letnim, charakteryzującym się niskim zapotrzebowaniem odbiorców na gaz, istotnie ułatwia realizację minimum letniego w ramach kontraktu jamalskiego – zwiększa bowiem łączną wielkość zapotrzebowania na gaz ziemny. Istnieje zatem zagrożenie, że wysoki stan zatłoczenia PMG na początku sezonu letniego może przyczynić się do braku możliwości zrealizowania zobowiązań kontraktowych na dostawę gazu z importu.

Konkurencja w obszarze dystrybucji

Liberalizacja rynku gazu powoduje, że spółka dystrybucyjna narażona jest na zwiększenie aktywności firm konkurencyjnych. Firmy zajmujące się dystrybucją gazu ziemnego systematycznie rozbudowują swoje sieci gazowe i pozyskują nowych odbiorców. Ponadto pojawili się na rynku przedsiębiorcy, którzy 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.

Na pozycję konkurencyjną Spółki Gazownictwa wpływa również polityka taryfowa Urzędu Regulacji Energetyki, utrudniająca prowadzenie elastycznej polityki cenowej wobec niektórych grup odbiorców. Brak elastyczności cenowej powoduje, że oferta firm konkurencyjnych może stanowić atrakcyjną alternatywę dla obecnych odbiorców spółki dystrybucyjnej.

Źródła zasilania systemu dystrybucyjnego

Sieć gazowa Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. połączona jest z systemem przesyłowym OGP GAZ-SYSTEM SA i głównie z niego zasilana. Ograniczenia parametrów przepustowości i ciśnienia dostaw paliwa gazowego w systemie przesyłowym utrudniają lub uniemożliwiają dalszy rozwój systemu gazowego na znacznym obszarze działania spółki.

Służebność przesyłu

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 właścicieli nieruchomości generują dodatkowe, często wysokie koszty i mogą negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe Spółki Gazownictwa.

Działalność elektroenergetyczna

Istotnym czynnikiem ryzyka wpływającym na działalność sektora elektrociepłowniczego w Polsce jest wygaśnięcie systemów wsparcia dla kogeneracji gazowej i węglowej. Brak jest także przejrzystej i stabilnej w dłuższym okresie polityki wspierania inwestycji w odnawialne i kogeneracyjne źródła wytwórcze. Powyższe czynniki w sposób zasadniczy wpływają na decyzje w zakresie planów rozwoju PGNiG TERMIKA i stwarzają istotne ryzyko pogorszenia się sytuacji finansowej spółki.

Ponadto przy obecnym poziomie cen wygaśnięcie funkcjonowania systemu wsparcia dla energii elektrycznej i ciepła, wytwarzanych w wysokosprawnej kogeneracji w postaci tzw. żółtych certyfikatów powoduje, że prowadzenie działalności polegającej na wytwarzaniu ciepła i energii elektrycznej w oparciu o gaz ziemny jest nieopłacalne, a to z kolei skutkuje ograniczeniem odbioru gazu przez niektóre elektrociepłownie.

Zaostrzenie norm emisji gazów i pyłów w roku 2016 wymusza obecnie procesy 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 wyposażać w drogie instalacje oczyszczania spalin. Aby sprostać zaostrzonym standardom emisyjnym PGNiG TERMIKA sukcesywnie modernizuje swoje jednostki wytwórcze.

Utrzymanie udziału w rynku ciepła sieciowego

Rozbudowa miejskiej spalarni odpadów komunalnych spowoduje dostarczenie większej ilości ciepła do miejskiej sieci ciepłowniczej. Powyższe wpłynie na zmianę udziału PGNiG Termika w produkcji ciepła do miejskiej sieci ciepłowniczej miasta stołecznego Warszawy z obecnego poziomu 98% do poziomu 95% w 2019 roku.

Współpraca z Dalkia Warszawa SA w zakresie pozyskiwania nowych odbiorców ciepła, a także przyłączanie nowych obszarów zachodniej Warszawy do miejskiej sieci ciepłowniczej powinny w znaczny sposób zredukować potencjalne przyszłe spadki produkcji zakładów wytwórczych PGNiG Termika. Ponadto w celu utrzymania udziału w rynku ciepła sieciowego spółka oferuje sprzedaż „zielonego” ciepła pochodzącego z jednostek spalających biomasę, utrzymuje konkurencyjność cenową oraz wykorzystuje zasady TPA (Third Party Access) w celu pozyskania klienta końcowego.



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.

ZATRUDNIENIE NA KONIEC
2013 ROKU WYNIOSŁO

30 930 osób

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 2013 roku w Grupie PGNiG zatrudnionych było 30 930 osób. Oznacza to redukcję zatrudnienia w stosunku do roku ubiegłego o 1 108 osób, kiedy to w Grupie pracowało 32 038 osób.

Rozwój

Inwestycje w zasoby ludzkie sprzyjają realizacji planów przedsiębiorstwa, pozwalają także urzeczywistniać 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 i korzystając z nowej formy samokształcenia, jaką jest e-learning.

W zależności od zakresu obowiązków na zajmowanym stanowisku oraz indywidualnych potrzeb, pracownicy mogą brać udział w szkoleniach dotyczących wszelkich aspektów szeroko rozumianego nowoczesnego funkcjonowania przedsiębiorstwa, np.: ryzyka, analizy otoczenia prawnego, zagadnień związanych z obsługą klienta. Ważnym elementem procesu kształcenia jest udział pracowników w szkoleniach dotyczących tzw. miękkich aspektów funkcjonowania w organizacji i zarządzania, takich jak np. komunikacja, współpraca w grupie, zarządzanie zespołem czy zarządzanie zadaniami.

Prowadzone są także projekty rozwojowe, mające na celu nabycie kompetencji oraz wzmocnienie praktycznych umiejętności pracowników w zakresie zarządzania projektami oraz zarządzania zasobami ludzkimi. W roku 2013 realizowane były 2 duże projekty: Akademia Menadżera oraz Akademia Zarządzania Projektami.

- Projekt Akademia Menadżera dedykowany był wszystkim menadżerom zatrudnionym w spółce. Głównymi założeniami projektu było przygotowanie menadżerów (kierowników, zastępców kierowników oraz zastępców dyrektorów) PGNiG do świadomego sięgania i korzystania z narzędzi zarządzania ludźmi, omówienie roli nowoczesnego lidera oraz przygotowanie do zarządzania procesem zmiany. W projekcie wzięło udział 650 menadżerów.
- Akademia Zarządzania Projektami w pierwszym etapie funkcjonowania była projektem polegającym na przeszkoleniu określonej ilości pracowników PGNiG z ogólnych zasad zarządzania projektami. Celem projektu było zwiększenie świadomości projektowej wśród pracowników PGNiG. W ramach realizacji AZP w 2013 roku przeszkolonych zostało ok 200 osób.

Rozwój działalności poszukiwawczo-wydobyczej 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 podniesienie kwalifikacji zawodowych, a firmie przynosi wymierne korzyści w postaci zwiększonej efektywności pracy. Rozwój zasobów ludzkich przekłada się na wzrost wartości Grupy PGNiG, pozytywnie ocenianej przede wszystkim przez inwestorów oraz klientów, a także będącej pożądanym pracodawcą wśród przyszłych pracowników.

Największy pracodawca

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

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

Staże i praktyki

PGNiG jest organizatorem programu staży, z którego mogą skorzystać wszyscy zainteresowani, biorąc udział w corocznym konkursie „Gras o staż” oraz projekcie „Akademia Energii”. W 2012 roku PGNiG uruchomiło również program edukacyjny, który został stworzony z myślą o studentach uczelni technicznych, zainteresowanych branżą Oil&Gas. W ramach tego programu PGNiG między innymi organizuje praktyki absolwenckie w obszarze poszukiwań i wydobycia. 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 absolwenckich studentom wyższych uczelni z całej Polski.

Zatrudnienie GK PGNiG na koniec 2013 roku według segmentów (w osobach)

	2013	2012	2011	2010
Centrala PGNiG	606	617	838	840
Poszukiwanie i wydobycie	10 754	10 990	12 054	11 592
Obrót i magazynowanie	3 464	3 780	3 841	3 809
Dystrybucja	13 050	13 255	13 865	13 881
Wytwarzanie	1 066	1 069	-	-
Pozostała działalność	1 990	2 327	2 185	2 296
Razem	30 930	32 038	32 783	32 418



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. Sprawdzian wiedzy i umiejętności – wybrani w procesie selekcji kandydaci, których profil zawodowy jest zgodny ze stanowiskiem, na które prowadzona jest rekrutacja zostają zaproszeni 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 analityczne- go 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 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 menedżerem 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.

Komunikacja wewnętrzna

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, co drugi miesiąc – wewnętrzny „MaGAZyn” poświęcony najważniejszym wydarzeniom z działalności Grupy. Uruchomiony został system oparty na tzw. komunikatorach – osobach odpowiedzialnych za przekazywanie informacji innym osobom zatrudnionym w Grupie PGNiG.

Stalym i najbardziej aktualnym źródłem informacji dla pracowników jest 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 – Lotus Sametime. Oprogramowanie to daje możliwość komunikacji z innymi użytkownikami w naszej sieci, możliwa jest rozmowa tekstowa w czasie rzeczywistym. Podstawowe zastosowania Sametime 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 Lotus, służbowego kalendarza Lotus i komunikatora firmowego Sametime. Na tablicy ogłoszeń można zamieścić ogłoszenia w rodzaju – sprzedam, kupię, zamienię. System komunikacji wewnętrznej, a w tym Portal Intranetowy PGNiG jest stale doskonały.



Kodeks Etyki i powołanie Pełnomocnika ds. Etyki

Wiarygodność, odpowiedzialność, partnerstwo i jakość to wartości, które wybraliśmy jako najważniejsze dla naszej firmy w procesie tworzenia Kodeksu Etyki Pracowników PGNiG. Jednak te wartości, na których zbudowany jest kodeks, zawsze były bliskie pracownikom PGNiG. Są bowiem integralną częścią etosu górniczego, definiującego naszą tradycję i wciąż istotnego we współczesnej działalności PGNiG. Dlatego wprowadzenie Systemu Zarządzania Programem Etycznym było niezbędnym krokiem na drodze do budowania zrównoważonej i konkurencyjnej firmy, przynoszącej zarówno sukces rynkowy, jak i zapewniającej rozwój osobisty i satysfakcję zatrudnionym w niej pracownikom.

Powołanie Pełnomocnika ds. Etyki oraz wprowadzenie Systemu Zarządzania Programem Etycznym w PGNiG było jednym z zaplanowanych działań w Strategii Zrównoważonego Rozwoju i Odpowiedzialnego Biznesu. Przeprowadzono konsultacje wewnętrzne w zakresie niezbędnych zmian we wstępnym tekście kodeksu z przedstawicielami kadry menedżerskiej PGNiG oraz z przedstawicielami środowiska naukowego, organizacji pozarządowych i administracji publicznej. Następnie, przygotowano finalną wersję Kodeksu Etyki PGNiG uwzględniającą zgłoszone uwagi podczas konsultacji. Uruchomiono „linię etyki” – umożliwiającą zgłaszanie pytań i wątpliwości w zakresie zasad etyki przez pracowników PGNiG w postaci numeru telefonicznego dostępnego przez całą dobę i siedem dni w tygodniu oraz skrzynkę mailową, dostępne dla wszystkich pracowników.

W efekcie prac przyjęto ostatecznie Kodeks Etyki PGNiG, System Zarządzania Programem Etycznym PGNiG, jak również powołano w strukturze Centrali PGNiG Pełnomocnika ds. Etyki PGNiG oraz Komitet ds. Etyki składający się z dyrektorów kluczowych obszarów dla etyki (Kadry, Pełnomocnik ds. Strategii Zrównoważonego Rozwoju i Odpowiedzialnego Biznesu, itp.). Kodeks oraz System Zarządzania Programem Etycznym został przekazany Spółkom Grupy PGNiG.

Racjonalizacja zatrudnienia

Od stycznia 2009 roku w Grupie Kapitałowej PGNiG funkcjonuje „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2009–2011 (III etap)”. Jeżeli żadna ze stron Programu (Spółka PGNiG lub Strona społeczna) nie wypowie Programu wcześniej to będzie on obowiązywać do dnia 31.12.2015 roku. Funkcjonowanie Programu zostało oparte na formule „na gotowość”. Może on być wdrażany w sytuacjach szczególnych i wymaga stosowania przez poszczególne spółki jednolitej dla całej Grupy Kapitałowej procedury.

Źródłem finansowania świadczeń osłonowych wynikających z Programu są środki finansowe zgromadzone na kapitale rezerwowym PGNiG pn. „Centralny Fundusz Restrukturyzacji” lub inne fundusze tworzone przez spółki Grupy Kapitałowej PGNiG.

W 2013 roku Program był wdrożony w trzech spółkach Grupy Kapitałowej PGNiG, tj. w:

- PGNiG Technologie S.A. – dla 138 pracowników,
- Geofizyka Kraków S.A. – dla 46 pracowników,
- Exalo Drilling S.A. – dla 22 pracowników.

Łącznie, programem zostało objętych 206 byłych pracowników powyższych spółek. Koszty jednorazowych świadczeń osłonowych, przysługujących zwalnianym pracownikom w powyższych spółkach zostały pokryte ze środków finansowych zgromadzonych na kapitale rezerwowym PGNiG pn. „Centralny Fundusz Restrukturyzacji”.

Działalność sportowa

Towarzystwo Sportowo-Turystyczne Nafty i Gazu SportGas od ponad 10 lat aktywnie angażuje się i promuje ważne inicjatywy, które służą rozwojowi kultury fizycznej i sportu. W ramach prężnie funkcjonujących sekcji sportowych (tenisowej, piłkarskiej, badmintonowej, strzeleckiej, siatkarskiej, brydżowej, koszykarskiej, wędkarskiej, squasha, narciarskiej i biegowej) 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.

Bezpieczeństwo pracy

W 2013 roku ponad trzystu członków SportGas miało okazję rozwinąć swoje sportowe pasje i umiejętności w wielu przedsięwzięciach propagujących aktywny tryb życia i zdrową rywalizację między innymi w rozgrywkach lig biznesowych, turniejach międzybranżowych i międzynarodowych czy zagranicznym wyjeździe sportowym. Szczegółowe informacje na www.sportgas.pl.

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 szczególny nacisk, są indywidualne cele wyznaczane 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. Taka organizacja procesu umożliwi 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.

W roku 2013 System Oceny Pracy został zmodyfikowany. Zmieniono częstotliwość 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 TOP 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 wzmocnienie poczucia odpowiedzialności pracowników za wyniki Grupy PGNiG.

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

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

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

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

Na podstawie tej oceny podejmowane są działania ochronne i zapobiegawcze, min. 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.

Ponadto w celu spełnienia najwyższych światowych wymagań pozyskiwania nowych kontraktów i kontrahentów oraz doskonalenia i współpracy z podmiotami zagranicznymi, w grudniu 2011 roku został wdrożony przez Zarząd PGNiG, poprzez przyjęcie Polityki HSE (z ang. Health, Safety and Environment), Operatorski System Bezpieczeństwa HSE. System Bezpieczeństwa HSE polega na ochronie zdrowia pracowników, zapewnieniu bezpiecznych warunków pracy oraz trosce o środowisko. Wdrożenie Systemu Bezpieczeństwa HSE jest niewymuszonym prawnie, dobrowolnym działaniem firmy, wyprzedzającym zobowiązania i regulacje prawne. Dla PGNiG bardzo ważne jest zapewnienie najwyższego poziomu bezpieczeństwa pracowników, społeczności lokalnych oraz ochrony środowiska poprzez prowadzenie operacji w bezpieczny sposób oraz zminimalizowanie ryzyka. System HSE opiera się na dobrych praktykach branży naftowej – wytycznych OGP (International Association of Oil & Gas Producers) oraz E&P Forum (Exploration & Production Forum). Głównym celem Operatorskiego Systemu Bezpieczeństwa HSE jest budowanie kultury bezpieczeństwa pracy oraz podnoszenie świadomości pracowników.

Ochrona środowiska

Wpływ spółek Grupy PGNiG na środowisko jest naturalnie wpisany w specyfikę ich działalności, dlatego ich proekologiczne działania opierają się przede wszystkim na zarządzaniu procesami pracy w sposób skuteczny, efektywny oraz przyjazny dla środowiska.

W 2013 ROKU PRZEPROWADZONO PRACE
REKULTYWACYJNE O ŁĄCZNEJ POWIERZCHNI

665 m²





Wpływ na środowisko

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 wykozystanie 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.

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.

Likwidacja odwiertów

Zgodnie z ustawą Prawo geologiczne i górnicze, PGNiG zobowiązane jest do likwidacji wyeksploatowanych wyrobisk górniczych, usunięcia zagrożenia i szkód wyrządzonych działalnością górniczą oraz do przywrócenia terenu do stanu sprzed rozpoczęcia działalności górniczej.

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 2013 roku zlikwidowano 25 odwiertów i 18 kopanek.

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 (między innymi gazownictwa klasycznego) w celu przywrócenia nieruchomości do stanu określonego standardami jakości środowiska.

W 2013 roku przeprowadzono prace rekultywacyjne na nieruchomościach w Kargowej, Radkowie i Łabiszynie o łącznej powierzchni 665 m² oraz rozpoczęto prace rekultywacyjne na nieruchomości położonej w Warszawie. Prace te obejmują likwidację dołów smołowych i lokalnie występujących zanieczyszczeń gruntu (najczęściej w pobliżu zbiorników) przez ich wybranie i unieszkodliwienie w instalacjach firm działających na zlecenie Spółki.

W 2013 roku przeprowadzono również badania stanu środowiska gruntowego na nieruchomości w Działdowie.

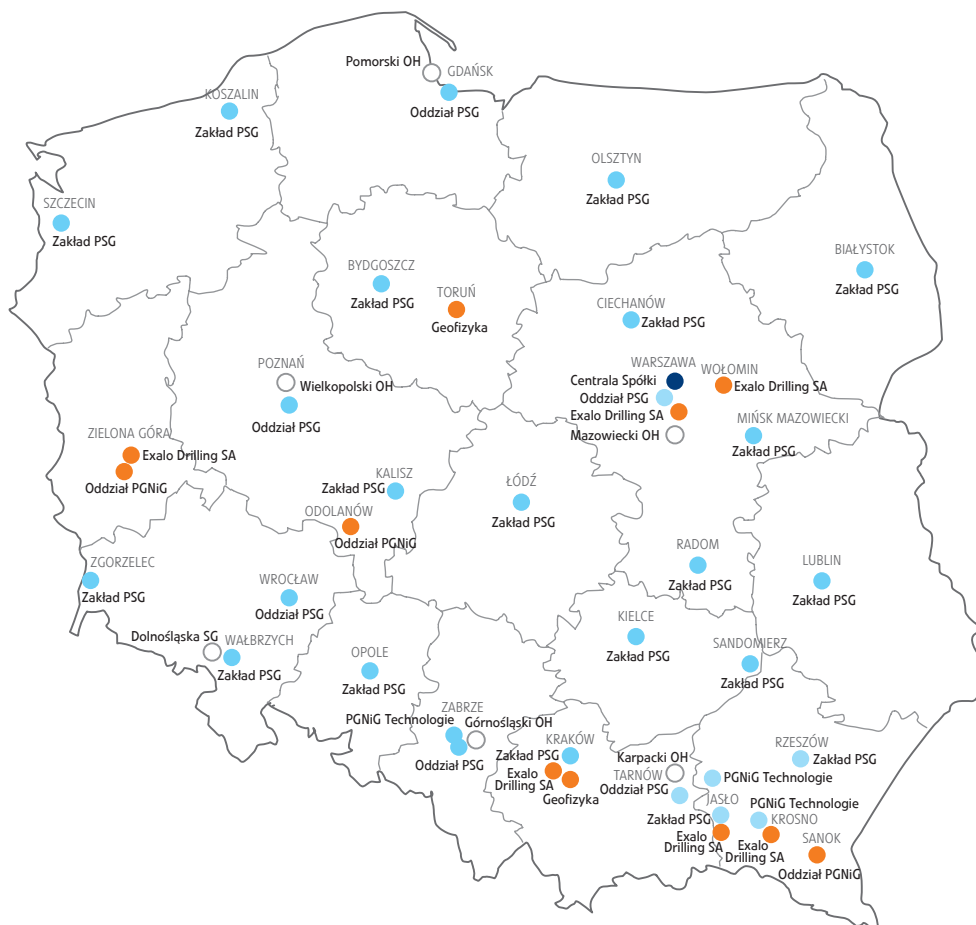
Ponadto PGNiG prowadziło badania monitoringowe stanu środowiska gruntowo-wodnego zrehabilitowanego składowiska odpadów w Zabrze-Biskupicach i nieruchomości w Zabrze.

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W 2013 roku emisja CO₂ z instalacji uczestniczących w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (SHUE) GK PGNiG wyniosła 6 082 799 Mg.

W powyższym okresie rozliczeniowym w systemie uczestniczyły instalacje PGNiG TERMIKA SA (elektrociepłownie Siekierki, Żerań i Pruszków oraz ciepłownie Kawęczyn i Wola), a także oddziałów PGNiG w Odolanowie i Zielonej Górze oraz instalacja gazu KPMG Mogilno i KRNiG LMG.

Systemy Zarządzania Środowiskowego w Grupie PGNiG



Jednostki GK PGNiG, w których wdrożono:

- ZSZ ISO 14001 oraz HSE
- ZSZ ISO oraz HSE
- ZSZ ISO
- Pozostałe jednostki, bez systemów



Stosowanie substancji chemicznych a wymagania UE

W 2013 roku PGNiG, zgodnie z Rozporządzeniami Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) dotyczącymi bezpiecznego stosowania chemikaliów (REACH) oraz klasyfikacji, oznakowania i pakowania substancji i mieszanin chemicznych (CLP), prowadziło nadzór w zakresie spełniania przez podwykonawców, stosujących substancje chemiczne w przeprowadzanych w otworach wiertniczych procesach.

Ponadto opracowane zostały zapisy do umów na serwis szczelinowania hydraulicznego w zakresie stosowania substancji i mieszanin chemicznych, które umożliwią kontrolę zagrożeń oraz będą ujmowały wszystkie obowiązki wynikające z prawa unijnego i krajowego.

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.

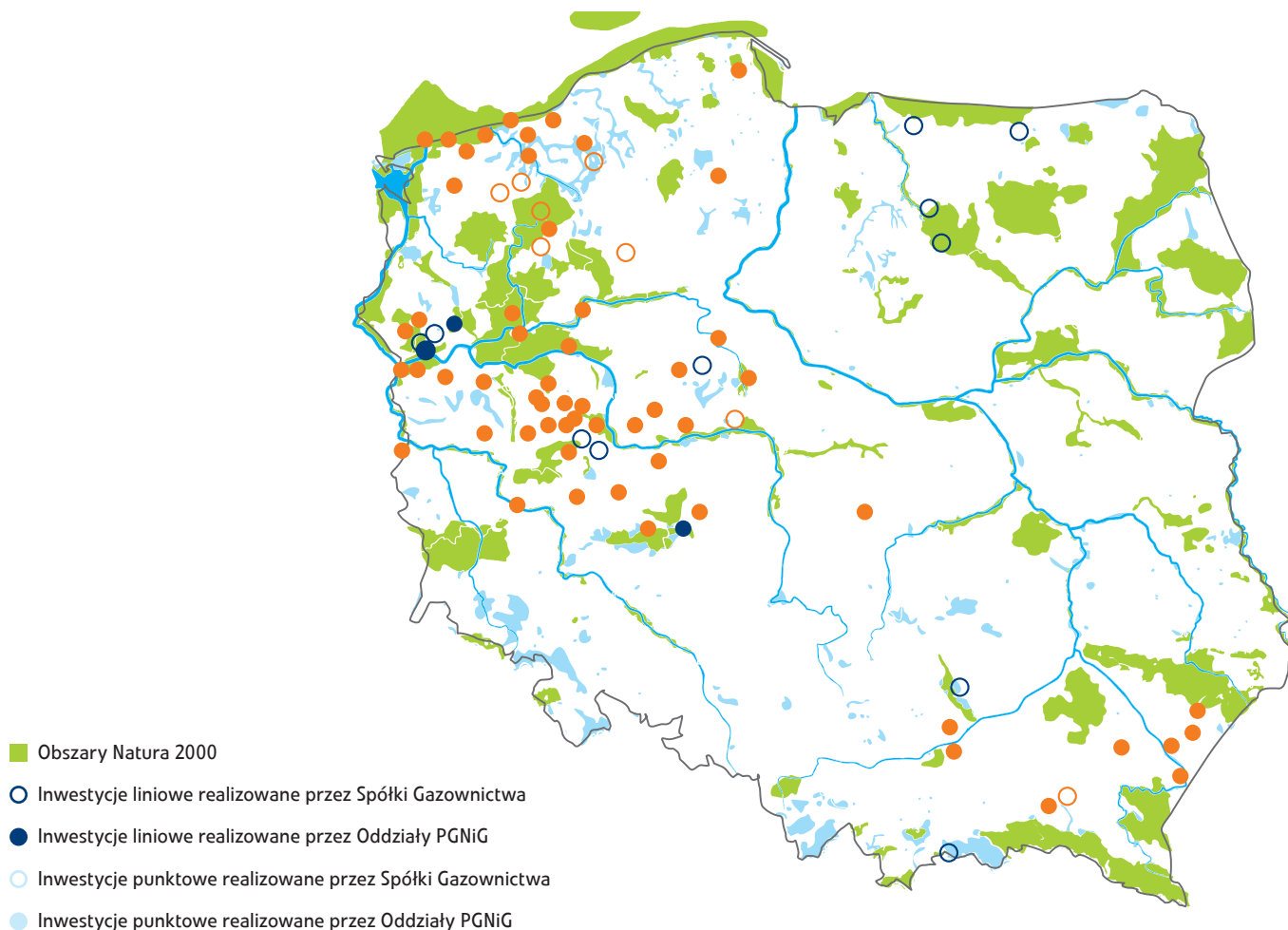
W większości jednostek GK PGNiG wdrożono, certyfikowano i utrzymuje się system zarządzania środowiskowego (SZŚ) oparty na normie PN-EN ISO 14001, często zintegrowany z innymi systemami między innymi zarządzania jakością, bezpieczeństwem i higieną pracy oraz bezpieczeństwem informacji. Pozostałe jednostki rozpoczęły proces przygotowujący do wdrożenia systemowego modelu zarządzania.

W bieżącym roku PGNiG zakończyło I etap wdrażania systemu zarządzania środowiskowego w oddziałach handlowych Spółki. W ramach powyższego etapu został przeprowadzony przegląd środowiskowy.

Zestawienie emisji CO₂ [Mg] z instalacji PGNiG w 2013 roku

Nazwa instalacji	Numer KPRU	Przydział emisji [Mg]	Emisja w 2013 r. [Mg]	Pozostało [Mg]
KPMG Mogilno	PL- 898-08	8 532	5 354	3 178
PGNiG Oddział w Odolanowie	PL-562-05	8 589	11 607	-3 018
PGNiG Oddział w Odolanowie	PL-950-08	21 760	25 885	-4 125
KRNiGZ LMG	PL-1070-13	0	14 381	-14 381
PGNiG, Oddział w Zielonej Górze, Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziarnego Dębno	PL-563-05	22 244	27 734	-5 490
Razem		61 125	84 961	-23 836

Inwestycje środowiskowe Grupy PGNiG na tle obszarów chronionych



Natura 2000

W odniesieniu do warunków lokalizacyjnych analizie podlega występowanie obszarów chronionych, obszarów Natura 2000 lub innych cennych przyrodniczo terenów, które z jednej strony wymagają specjalnych procedur postępowania w trakcie realizacji inwestycji lub przeprowadzenia kompensacji przyrodniczej, z drugiej strony, ograniczają realizację planowanych zadań.

Podjmując przedsięwzięcia inwestycyjne, jednostki Grupy PGNiG postępują zgodnie z obowiązującymi w tym zakresie przepisami oraz stosują rozwiązania minimalizujące wpływ przedsięwzięcia na środowisko oraz gatunki i siedliska chronione w ramach obszarów Natura 2000. Przed realizacją przedsięwzięcia, w przypadku gdy taki obowiązek wynika bezpośrednio z przepisów lub

wymaga tego organ właściwy do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, przygotowany jest raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko lub na obszar Natura 2000.

Dzięki zastosowaniu nowoczesnych rozwiązań technologicznych oraz działań minimalizujących, możliwa jest realizacja przedsięwzięć na obszarach Natura 2000 oraz w ich pobliżu bez znaczącego negatywnego oddziaływania na gatunki i siedliska chronione w tych obszarach.

Dostawy biomasy

PGNiG TERMIKA, w ramach wypełniania 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), pozyskuje paliwo poprzez zawieranie wieloletnich kontraktów na dostawy biomasy z plantacji wierzby energetycznej. Łączny areał plantacji, którym obecnie spółka dysponuje wynosi około 386 ha. Zastosowanie biomasy jako paliwa do produkcji energii pozwoliło na redukcję CO₂ w 2013 roku o 104834 Mg.

Grupa PGNiG

Struktura Grupy PGNiG

Na koniec 2013 roku w skład Grupy PGNiG wchodziło PGNiG jako podmiot dominujący oraz 30 spółek o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

- 22 spółki bezpośrednio zależne,
- 8 spółek pośrednio zależnych.

Zmiany w strukturze Grupy PGNiG

- W dniu 2 stycznia 2013 roku NZW BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie rozwiązania spółki i rozpoczęcia procesu jej likwidacji.
- W dniu 1 lutego 2013 roku nastąpiło połączenie PGNiG Poszukiwania SA (obecnie Exalo Drilling SA) ze spółkami: PNiG Kraków SA, PNiG NAFTA SA, PNiG Jasło SA, PN Diament Sp. z o.o. oraz ZRG Krosno Sp. z o.o.. Rejestracja w KRS połączenia spółek miała miejsce 1 lutego 2013 roku, a 6 lutego 2013 roku została zarejestrowana w KRS zmiana firmy spółki PGNiG Poszukiwania SA na Exalo Drilling SA.
- W dniu 23 maja 2013 roku została zarejestrowana w KRS zmiana umowy PGNiG Norway AS polegająca między innymi na zmianie firmy spółki na PGNiG Upstream International AS.
- W dniu 15 kwietnia 2013 roku INVESTGAS SA nabyła 307 udziałów spółki Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.; udział INVESTGAS SA w kapitale zakładowym spółki wzrósł z 85% do poziomu 85,51%.
- W dniu 14 maja 2013 roku ZW Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie rozwiązania spółki i rozpoczęcia procesu jej likwidacji.
- W dniu 1 lipca 2013 roku nastąpiło połączenie, w trybie art. 492 §1 pkt 1 KSH, spółki PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. jako spółki przejmującej z sześcioma spółkami gazownictwa jako spółkami przejmowanymi tj. Mazowiecką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Wielkopolską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Karpacką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Pomorską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o., Dolnośląską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. i Górnośląską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.. W związku z powyższym kapitał zakładowy PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. został podwyższony o kwotę 10 453 211 550 zł do poziomu 10 454 206 550 zł. Rejestracja w KRS połączenia spółek oraz podwyższenia kapitału PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. miała miejsce 1 lipca 2013 roku. 12 września 2013 roku zarejestrowana została w KRS zmiana firmy spółki na Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Konsolidowane spółki Grupy Kapitałowej PGNiG

PGNiG SA

Poszukiwanie i Wydobywanie	Obrót i Magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostała działalność
GK Exalo Drilling 100%	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. 100%	GK Polska Spółka Gazownictwa 100%	PGNiG Termika SA 99,99%	Geovita SA 100%
Oil Tech International F.Z.E. 100%				PGNiG Technologie SA 100%
Poltava Services LLC 99%	GK PGNiG Sales&Trading 100%	„GAZ” Sp. z o.o. 100%	80%	PGNiG Serwis Sp. z o.o. 100%
Geofizyka Kraków SA 100%				BSiPG „Gazoprojekt” SA* 75%
Geofizyka Toruń SA 100%	XOOL GmbH 100%			
PGNiG Upstream International AS 100%	PGNiG Finance AB 100%			
POGC Libya B.V. 100%				

* PGNiG ma prawo do powoływania większości członków Rady Nadzorczej spółki. Bezpośredni udział PGNiG w kapitale zakładowym BSiPG „Gazoprojekt” SA wynosi 22,5%. PGNiG posiada także 52,5% udziałów w spółce w sposób pośredni przez PGNiG Technologie SA.

- W dniu 1 lipca 2013 roku nastąpiło połączenie, w trybie art. 492 §1 pkt 1, spółki Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. jako spółki przejmującej ze spółką INVESTGAS SA jako spółką przejmowaną. W związku z powyższym kapitał zakładowy spółki Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. został podwyższony o kwotę 10 290 000 zł do poziomu 15 290 000 zł. Rejestracja w KRS połączenia spółek oraz podwyższenia kapitału OSM Sp. z o.o. miała miejsce 1 lipca 2013 roku.
- W dniu 23 lipca 2013 roku nastąpiło połączenie, w trybie art. 492 §1 pkt 1, spółki PGNiG SA jako spółki przejmującej ze spółką PGNiG Energia SA jako spółką przejmowaną, bez podwyższenia kapitału zakładowego spółki przejmującej; rejestracja w KRS połączenia spółek miała miejsce 23 lipca 2013 roku.
- W dniu 22 sierpnia 2013 roku NZW spółki Polskie Elektroenergetyka Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie rozwiązania spółki i rozpoczęcia procesu jej likwidacji.

- 31 października 2013 roku została zawiązana spółka PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.; kapitał zakładowy Spółki wynosi 1 000 000,00 zł i dzieli się na 10.000 udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy; udział PGNiG w kapitale zakładowym PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. wynosi 100%; rejestracja spółki w KRS miała miejsce 3 grudnia 2013 roku.
- W dniu 21 listopada 2013 roku została zawiązana spółka PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.; 100% udziałów w kapitale zakładowym (250 000 zł; 2 500 udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy) należy do PGNiG; rejestracja spółki w KRS miała miejsce 13 grudnia 2013 roku.
- W dniu 21 listopada 2013 roku została zawiązana spółka PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.; 100% udziałów w kapitale zakładowym (250 000 zł; 2 500 udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy) należy do PGNiG; rejestracja spółki w KRS miała miejsce 11 grudnia 2013 roku.
- W dniu 21 listopada 2013 roku została zawiązana spółka PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.; 100% udziałów w kapitale zakładowym (250 000 zł; 2 500 udziałów o wartości nominalnej 100 zł każdy) należy do PGNiG; rejestracja spółki w KRS miała miejsce 9 grudnia 2013 roku.

Istotne zmiany w strukturze Grupy PGNiG w I kwartale 2014 roku

W dniu 20 stycznia 2014 roku GEOFIZYKA Toruń S.A. podała do wiadomości informację o wykreśleniu swojej jednostki zależnej PT Geofizyka Toruń Indonezja LLC w likwidacji z rejestru, w związku z zakończeniem procesu likwidacji spółki.

Segment Poszukiwanie i Wydobywanie

Geofizyka Kraków

Geofizyka Kraków SA świadczy usługi geofizyczne z zakresu prac sejsmiki polowej z użyciem źródeł wzbudzenia wibratorowego i dynamitowego metodą 2D i 3D, mikrosejsmiki, przetwarzania oraz interpretacji danych sejsmicznych z pomiarów geofizycznych, wykonywania pomiarów, zabiegów i prac specjalnych w otworach wiertniczych, interpretacji, perforacji oraz usług sejsmometrii wiertniczej.

W 2013 roku Geofizyka Kraków osiągnęła 153 mln zł przychodów ze sprzedaży, z czego 76% stanowiły przychody z usług wykonywanych dla kontrahentów w Polsce. Głównymi odbiorcami prac prowadzonych w kraju były podmioty powiązane z Grupy Kapitałowej PGNiG. Zakres świadczonych usług obejmował sejsmikę polową 2D i 3D, przetwarzanie i interpretację danych sejsmicznych oraz geofizykę wiertniczą. Ponadto Spółka realizowała projekty sejsmiczne 2D dla Orlen Upstream Sp. z o.o. i Linc Energy Poland Sp. z o.o. oraz kontrakt z zakresu mikrosejsmiki dla Akademii Górniczo-Hutniczej. Na rynkach zagranicznych Spółka wykonywała usługi sejsmiczne 2D i 3D wyłącznie na rzecz podmiotów zewnętrznych tj. OMV Exploration & Production GmbH w Austrii, Hillerod Varme A/S w Danii, VP Georgia LLC w Gruzji, PROROGO s.r.o. na Słowacji, MOL Oman Ltd w Omanie oraz mikrosejsmikę dla francuskiego klienta CGG Veritas Services SA. Sprzedaż usług dla odbiorców zewnętrznych za granicą stanowiła 24% całkowitych przychodów Spółki.

W 2014 roku na rynku krajowym Geofizyka Kraków będzie świadczyć usługi sejsmiczne 2D i 3D, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych oraz geofizyki wiertniczej na rzecz Grupy PGNiG oraz innych kontrahentów krajowych. Za granicą Geofizyka Kraków będzie kontynuować prace sejsmiczne dla MOL Oman Ltd w Omanie oraz prace z zakresu przetwarzania danych sejsmicznych między innymi dla The Earth and Marine Research Administration i CDP Consulting we Francji.

	2013 rok	Jednostka
Przychody ze sprzedaży	153	mln zł
Zysk/strata netto	-9	mln zł
Kapitał własny	78	mln zł
Aktywa ogółem	218	mln zł
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	766	osoby

Geofizyka Toruń

Geofizyka Toruń SA świadczy szeroki zakres zintegrowanych usług geofizycznych na potrzeby poszukiwań konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Główne obszary działalności stanowi akwizycja, przetwarzanie i interpretacja danych sejsmicznych oraz geofizyka otworowa wraz z interpretacją. Ponadto spółka świadczy kompleksowe usługi z zakresu geologii, hydrogeologii i ochrony środowiska: inżynierskie badania geofizyczne oraz usługi geologiczno-wiertnicze.

W 2013 roku Geofizyka Toruń osiągnęła 339 mln zł przychodów ze sprzedaży. Przychody z usług wykonanych dla klientów spoza Grupy PGNiG stanowiły 58% całkowitej sprzedaży.

Na rynkach zagranicznych spółka świadczyła usługi dla podmiotów zewnętrznych. Prace obejmowały przede wszystkim akwizycję danych sejsmicznych 2D i 3D i prowadzone były głównie na rynku indyjskim, niemieckim i węgierskim dla takich firm, jak: Oil India Limited, CEP Central European Petroleum GmbH, GDF Suez E & P Deutschland GmbH, MOL Hungarian Oil and Gas Public Limited Company.

Na rynku krajowym spółka świadczyła usługi geofizyczne dla Grupy PGNiG oraz FX Energy Poland Sp. z o.o., Orlen Upstream Sp. z o.o., Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. Usługi wykonane dla Grupy PGNiG obejmowały akwizycję, przetwarzanie i interpretację danych sejsmicznych oraz prace geofizyki otworowej.

W 2014 roku Geofizyka Toruń kontynuować będzie prace w zakresie akwizycji, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych 2D i 3D oraz pomiarów geofizycznych w otworach wraz z ich interpretacją. Na rynku krajowym świadczy usługi dla podmiotów zewnętrznych, tj. FX Energy Poland Sp. z o.o., Orlen Upstream Sp. z o.o., Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. oraz dla PGNiG. Za granicą natomiast kontynuowane będą usługi akwizycji danych sejsmicznych w Niemczech i na Węgrzech. Ponadto spółka planuje realizację projektu obejmującego prace polowe w Tunezji.

	2013 rok	Jednostka
Przychody ze sprzedaży	339	mln zł
Zysk/strata netto	21	mln zł
Kapitał własny	204	mln zł
Aktywa ogółem	280	mln zł
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	1 732	osoby

GK Exalo Drilling

GK Exalo Drilling obejmuje Exalo Drilling S.A. oraz jej spółki zależne: Oil Tech International F.Z.E. i Poltava Services LLC.

Exalo Drilling SA, powstała jako spółka celowa pod firmą PGNiG Poszukiwania S.A., która następnie połączyła się z pięcioma spółkami działającymi w sektorze poszukiwawczo-wydobywczym w ramach Grupy PGNiG. Obecnie jest jedną z największych firm wiertniczo-serwisowych na rynku wierceń lądowych w Europie Środkowo-Wschodniej.

W 2013 roku spółka prowadziła wiercenia otworów poszukiwawczych, rozpoznawczych, badawczych, eksploatacyjnych i wentylacyjnych, świadczyła usługi z zakresu specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego oraz usługi geofizyczne. Głównymi odbiorcami wspomnianych usług byli kontrahenci zewnętrzni.

Wiercenia poszukiwawczo-rozpoznawcze i badawcze realizowano w poszukiwaniu węglowodorów, miedzi i wód geotermalnych. Prace wiertnicze wykonywane były zarówno dla GK PGNiG, jak i dla odbiorców zewnętrznych w kraju i za granicą. Na rynku krajowym realizowano między innymi kontrakty dla: PGNiG, FX Energy Poland Sp. z o.o., Orlen Upstream Sp. z o.o., Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. i Wisent Oil & Gas Sp. z o.o., KGHM Polska Miedź SA, Zielona Góra Copper Sp. z o.o., Mózów Copper Sp. z o.o., PEC Geotermia Podhalańska SA.

Natomiast na rynkach zagranicznych wykonywano wiercenia w poszukiwaniu konwencjonalnych złóż węglowodorów dla odbiorców zewnętrznych w Gruzji, Egipcie, na Ukrainie, Litwie oraz dla GK PGNiG w Libii i Egipcie. Ponadto spółka realizowała kontrakty na wiercenia eksploatacyjne. Wiercenia te prowadzone były przede wszystkim za granicą i dla kontrahentów zewnętrznych, głównie w Afryce (Uganda, Etiopia, Egipt), Azji (Kazachstan, Gruzji, Pakistan) oraz w Europie (Ukraina).

Exalo Drilling świadczyło również usługi specjalistycznych serwisów górnictwa otworowego, między innymi pomiary parametrów złożowych, zabiegi intensyfikacji wydobywania, serwisy płuczkowe, cementacyjne i datawell oraz wykonywało remonty, rekonstrukcje i likwidację odwiertów. Głównym odbiorcą usług serwisowych była GK PGNiG. W kraju dla inwestorów spoza GK PGNiG świadczono głównie usługi serwisu cementacyjnego dla PEC Geotermia Podhalańska S.A. Za granicą spółka wykonywała między innymi zabiegi intensyfikacyjne w Rosji oraz remonty i obróbki odwiertów w Czechach.

	2013 rok	Jednostka
Przychody ze sprzedaży	1 107	mln zł
Zysk/strata netto	-11	mln zł
Kapitał własny	532	mln zł
Aktywa ogółem	1 330	mln zł
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	3 952	osoby

PGNiG Upstream International

PGNiG Upstream International AS (dawniej PGNiG Norway AS) została powołana 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 Upstream International jest poszukiwanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Spółka posiada prekwalfikację norweskich władz do pełnienia roli operatora.

PGNiG Upstream International, wspólnie z partnerami, prowadzi na Norweskim Szelfie Kontynentalnym projekt zagospodarowania złóż Skarv, Snadd i Idun. Udziały w złożach wynoszą: PGNiG Upstream International – 12%, British Petroleum Norge AS – 24% (operator), Statoil Petroleum AS – 36% oraz E.ON Ruhrgas Norge AS – 28%.

W dniu 31 grudnia 2012 roku spółka wspólnie ze swoimi partnerami uruchomiła wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż Skarv i Idun (projekt Skarv) na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W okresie od stycznia 2013 roku do października 2013 roku wykonywane były prace związane z fazą rozruchu złoża, takie jak oczyszczanie, testowanie i włączanie kolejnych odwiertów do eksploatacji. Po zakończeniu tej fazy złoża eksploatowane są z wykorzystaniem 16 otworów. Wydobycie węglowodorów prowadzone jest przy użyciu nowej pływającej platformy produkcyjnej FPSO zacumowanej na morzu w rejonie złoża.

Ponadto w 2013 roku spółka kontynuowała prace przy projekcie zagospodarowania złoża Snadd oraz na pozostałych koncesjach poszukiwawczych. Prowadzono między innymi ocenę perspektywiczności koncesji PL599, PL600, PL646 oraz PL648S.

	2013 rok	Jednostka
Przychody ze sprzedaży	1 124	mln zł
Zysk/strata netto	-25	mln zł
Kapitał własny	306	mln zł
Aktywa ogółem	4 252	mln zł
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	28	osoby

POGC Libya

Podstawowym przedmiotem działalności Polish Oil and Gas Company – Libya BV (POGC Libya) jest poszukiwanie i eksploatacja złóż węgłowodorów w Libii. Spółka prowadzi prace poszukiwawcze na koncesji numer 113 zlokalizowanej w basenie naftowym Murzuq na podstawie umowy EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement) z dnia 25 lutego 2008 roku zawartej z rządem Libii.

W 2013 roku spółka zakończyła prace przygotowawcze i rozpoczęła pierwszą fazę wierceń obejmującą wykonanie czterech odwiertów poszukiwawczych. Pierwszy odwiert poszukiwawczy wykonany przez spółkę przyniósł odkrycie gazu ziemnego uznane przez libijskiego partnera National Oil Corporation. Wiercenie i testy produkcyjne drugiego odwiertu zostały zakończone w grudniu 2013 roku. Ponadto w 2013 roku spółka zakończyła prace przygotowawcze dla trzeciego odwiertu. Natomiast zaplanowane do realizacji w 2013 roku prace sejsmiczne drugiej fazy zdjęć 3D zostały przesunięte na kolejne lata.

W wyniku przeprowadzonej analizy efektywności, a w szczególności:

- ponownej weryfikacji prognozowanych zasobów węgłowodorów na koncesji libijskiej
- oceny poziomu przyszłych nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych dalszych prac poszukiwawczych
- przesunięć w harmonogramie inwestycji
- wpływu sytuacji politycznej w Libii i niepewności co do przedłużenia koncesji, której termin upływa we wrześniu 2014 roku

PGNiG podjęło decyzję o utworzeniu na dzień 31 grudnia 2013 roku jednorazowego odpisu aktualizującego wartość udziałów i dopłat do kapitału w POGC Libya oraz zawiązaniu rezerwy na pokrycie pozostałych do realizacji zobowiązań koncesyjnych projektu Murzuq w Libii.

	2013 rok	Jednostka
Przychody ze sprzedaży	0	mln zł
Zysk/strata netto	-9	mln zł
Kapitał własny	353	mln zł
Aktywa ogółem	376	mln zł
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	69	osoby



Segment Obrót i Magazynowanie

Operator Systemu Magazynowania

Spółka Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. (OSM) została powołana 16 listopada 2010 roku w celu spełnienia wymogów Dyrektywy 2009/73/WE w zakresie prawnego rozdzielenia działalności magazynowania paliw gazowych od innych rodzajów działalności realizowanych przez przedsiębiorstwo gazownicze zintegrowane pionowo, a w maju 2012 roku OSM została na wniosek PGNiG wyznaczony przez Prezesa URE na Operatora Systemu Magazynowania paliw gazowych oraz otrzymał koncesję na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych na okres od 1 czerwca 2012 roku do 31 maja 2022 roku.

W celu zapewnienia przestrzegania zasady równoprawnego traktowania zlecających usług magazynowania, usługi magazynowania świadczone są w oparciu o „Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania” oraz „Taryfę w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego”.

W lipcu 2013 roku nastąpiło połączenie spółki OSM ze spółką INVESTGAS. Reorganizacja działalności magazynowej ma na celu koncentrację majątku magazynowego oraz kompetencji technicznych i zarządczych w OSM co wpłynie na poprawę efektywności segmentu magazynowania.

	2013 rok	Jednostka
Przychody ze sprzedaży	754	mln zł
Zysk/strata netto	16	mln zł
Kapitał własny	75	mln zł
Aktywa ogółem	133	mln zł
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	116	osoby



GK PGNiG Sales & Trading

Grupa Kapitałowa PGNiG Sales & Trading obejmuje PGNiG Sales & Trading GmbH oraz jej spółkę zależną XOOOL GmbH. PGNiG Sales & Trading powołana została w celu prowadzenia działalności handlowej na międzynarodowych rynkach gazu ziemnego i energii elektrycznej.

PGNiG Sales & Trading GmbH sprzedawała gaz ziemny odbiorcom końcowym, głównie na rynku niemieckim. Odbiorcami gazu na terenie Niemiec byli odbiorcy domowi, małe i średnie przedsiębiorstwa, odbiorcy instytucjonalni, odbiorcy przemysłowi oraz spółki obrotu. W Polsce spółka sprzedawała gaz odbiorcom przemysłowym, a dostawy realizowane były na zasadach DAF (delivery at frontier).

PGNiG Sales & Trading GmbH prowadziła również handel energią elektryczną na rynku niemieckim, w ramach transakcji giełdowych (EPEX Spot, EEX Power Derivatives) oraz na rynku pozagiełdowym (OTC). Spółka sprzedawała również energię elektryczną odbiorcom końcowym na rynku niemieckim. Odbiorcami energii elektrycznej były małe i średnie przedsiębiorstwa oraz gospodarstwa domowe.

	2013 rok	Jednostka
Przychody ze sprzedaży	3 693	mln zł
Zysk/strata netto	-3	mln zł
Kapitał własny	36	mln zł
Aktywa ogółem	524	mln zł
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	50	osoby

Segment Dystrybucja

Polska Spółka Gazownictwa (PSG)

Do dnia 30 czerwca 2013 roku dystrybucją gazu ziemnego zajmowało się sześć spółek gazownictwa. W ramach procesu konsolidacji segmentu dystrybucja, 1 lipca 2013 roku PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. przejęła cały majątek 6 spółek gazownictwa, które przekształcone zostały w oddziały regionalne. Nazwa spółki została zmieniona na Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

PSG została wyznaczona na Operatora Systemu Dystrybucyjnego oraz na Operatora Systemu Skraplania Gazu Ziemnego do dnia 31 grudnia 2030 roku. Ponadto Prezes URE udzielił spółce koncesji na dystrybucję paliw gazowych oraz koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego do dnia 31 grudnia 2030 roku.

W 2013 roku PSG kontynuowała realizację 18 projektów w zakresie budowy, rozbudowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych, dla których umowy o dofinansowanie z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko zostały zawarte w poprzednich latach przez spółki gazownictwa, a także realizowała przedsięwzięcia inwestycyjne we własnym zakresie.

W 2013 roku PSG przesłała poprzez system dystrybucyjny 9,8 mld m³ gazu. Spółka obsługuje około 6,8 mln odbiorców, a w 2013 roku przyłączyła do sieci około 70,6 tys. nowych odbiorców.

W najbliższych latach Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. koncentrować się będzie na utrzymaniu dotychczasowej pozycji na rynku oraz dalszym zwiększaniu ilości przesyłanego gazu przez:

- rozbudowę infrastruktury gazociągów dla nowych odbiorców;
- zapewnienie niezbędnych zdolności transportowych i źródeł zasilania systemu gazowego;
- modernizację sieci wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia;
- zastosowanie nowych systemów dystrybucji gazu przy wykorzystaniu technologii LNG;
- poprawę jakości obsługi klienta;
- wykorzystanie funduszy unijnych do współfinansowania rozbudowy systemów dystrybucyjnych.

	2013 rok	Jednostka
Przychody ze sprzedaży	4 250	mln zł
Zysk netto	557	mln zł
Kapitał własny	11 001	mln zł
Aktywa ogółem	14 402	mln zł
Długość sieci bez przyłączy	122 691,0	km
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	13 050	osoby

Segment Wytwarzanie

PGNiG Termika

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 osiąganych w źródłach wytwórczych spółki i zaspokaja 70% potrzeb ciepłych rynku warszawskiego. PGNiG Termika jest także wytwórcą i dostawcą ciepła oraz jednocześnie właścicielem źródła i sieci cieplnej na terenie Pruszkowa, Komorowa i Piastowa.

W 2013 roku PGNiG Termika osiągnęła przychody ze sprzedaży ogółem w wysokości 2.062 mln zł, na co składały się głównie przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła do odbiorców spoza Grupy PGNiG. Sprzedaż ciepła stanowiła 52%, a sprzedaż energii elektrycznej 44% całkowitej sprzedaży spółki.

W 2013 roku PGNiG Termika sprzedała 40.174,6 TJ energii cieplnej. Głównym odbiorcą ciepła sprzedawanego przez PGNiG Termika była spółka Dalkia Warszawa SA (dawniej Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA), która kupiła 97,3% ciepła. Moc zamówiona przez Dalkia Warszawa SA na 2013 rok wynosiła 3,6 GW. Pozostała sprzedaż ciepła realizowana była do odbiorców lokalnych głównie w rejonie Pruszkowa i okolic.

W 2013 PGNiG Termika sprzedała 3.772,2 GWh energii elektrycznej. Głównymi odbiorcami energii elektrycznej wyprodukowanej w zakładach PGNiG Termika w 2013 roku były spółki PGNiG oraz Alpiq Energy SE, których udział w wolumenie sprzedaży energii elektrycznej spółki w 2013 roku wyniósł 99%. Ponadto spółka realizowała sprzedaż energii elektrycznej do mniejszych odbiorców.

Prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej z produkcji w 2013 roku tj. z kogeneracji (czerwone certyfikaty) oraz z produkcji z odnawialnych źródeł energii (zielone certyfikaty) sprzedawane były na rynkach o charakterze *forward* i *spot*. Sprzedaż świadectw pochodzenia energii prowadzona była do spółek PGNiG, RWE Polska SA, Obrót Axpo Trading, TAURON Polska Energia SA, a także na sesjach Towarowej Giełdy Energii.

W 2014 roku w zakresie działalności prowadzonej na dotychczasowych rynkach PGNiG Termika będzie dążyć do rozwoju systemu ciepłowniczego we współpracy z Dalkią Warszawa SA oraz samodzielnie, zawierając umowy sprzedaży ciepła bezpośrednio z odbiorcami końcowymi, z wykorzystaniem zasady TPA.

W związku z wygaśnięciem umów handlowych zawartych z Alpiq Energy SE, głównym odbiorcą energii elektrycznej wyprodukowanej w zakładach PGNiG Termika w 2014 roku będzie PGNiG. Udział PGNiG w wolumenie sprzedaży energii elektrycznej PGNiG Termika wyniesie około 99%.

	2013 rok	Jednostka
Przychody ze sprzedaży	2 062	mln zł
Zysk netto	17	mln zł
Kapitał własny	1 601	mln zł
Aktywa ogółem	4 144	mln zł
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	1 066	osoby

Segment Pozostała działalność

PGNiG Technologie

PGNiG Technologie SA specjalizuje się w usługach budowlano-montażowych z zakresu między innymi budowy gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych, zagospodarowania złóż i budowy kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego, budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu ziemnego. Spółka zajmuje się również między innymi produkcją urządzeń i aparatów do wyposażenia złóż węglowodorów, części do platform wiertniczych oraz produkcją i remontami wyrobów dla górnictwa węglowego.

W 2013 roku PGNiG Technologie osiągnęło przychody ze sprzedaży w wysokości 352 mln zł, z czego 37% stanowiły przychody uzyskane ze sprzedaży do spółek powiązanych z Grupy PGNiG. PGNiG Technologie w roku 2013 realizowało dla OGP GAZ-System SA oraz PGNiG usługi budowlano-montażowe z zakresu budowy gazociągów wysokiego ciśnienia, przebudowy magazynów gazu ziemnego oraz zagospodarowania złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. Głównym odbiorcą usług świadczonych przez spółkę był OGP GAZ-System SA a przychody z usług wykonanych na rzecz tego odbiorcy stanowiły 44% przychodów ze sprzedaży.

Dla spółek z Grupy PGNiG, PGNiG Technologie produkowało również urządzenia wiertnicze, w tym między innymi ciśnieniowe urządzenia do powierzchniowego zagospodarowania odwiertów, głowice, wieżby i części zamienne do urządzeń eksploatacyjnych. Natomiast na rzecz odbiorców zewnętrznych spółka realizowała kontrakty związane z budową gazociągów wysokiego i średniego ciśnienia, produkcją urządzeń i części zamiennych do platform i statków wiertniczych oraz remontami urządzeń dla górnictwa węglowego.

Spółka w roku 2014 oraz kolejnych latach będzie kłaść szczególny nacisk na dalszy rozwój w dotychczasowych segmentach prowadzonej działalności.

Największym rynkiem dla segmentu budowlano-montażowego w dalszym ciągu pozostanie rynek polski, ale w najbliższym okresie spółka planuje zwiększyć aktywność w poszukiwaniu partnera handlowego na rynkach ościennych, co pozwoli aktywnie i skutecznie pozyskiwać kontrakty wykorzystując szanse rynkowe wynikające z planowanych inwestycji w magazyny gazu (Ukraina, Białoruś, Litwa, Łotwa, Czechy) oraz inwestycje gazociągowe w Europie Środkowo-Wschodniej (Czechy, Słowacja, Węgry, Chorwacja, Litwa).

Głównym obszarem działalności segmentu produkcyjnego pozostanie produkcja urządzeń dla przemysłu naftowo-gazowniczego. Spółka planuje zwiększenie mocy produkcyjnych segmentu umożliwiających zwiększenie bieżącej produkcji, jak również rozpoczęcia produkcji nowych urządzeń, przy jednoczesnym znaczącym podniesieniu efektywności procesów produkcyjnych. W ramach segmentu produkcyjnego planowana jest również dywersyfikacja oferty produktowej poprzez wejście w segment usług utrzymania sieci gazociągowych oraz elektroenergetycznych.

Największymi zadaniami realizowanymi w 2014 roku będzie kontynuacja budowy gazociągów wysokiego ciśnienia DN700 relacji: Rembelszczyzna–Gustorzyn o długości 175,2 km oraz Szczecin–Gdańsk: Etap I – gazociąg Płoty–Karlino o długości 58 km, a także budowa tłoczni – Jeleniów II dla OGP Gaz-System SA.

Ponadto Spółka zamierza utrzymać swoją pozycję w zakresie produkcji urządzeń wiertniczych, w tym elementów wyposażenia powierzchniowego odwiertów dla złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych oraz platform wiertniczych, aparatów wyposażenia kopalni ropy i gazu.

	2013 rok	Jednostka
Przychody ze sprzedaży	352	mln zł
Zysk/strata netto	-21	mln zł
Kapitał własny	141	mln zł
Aktywa ogółem	346	mln zł
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	1 334	osoby



Gazoprojekt

Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa „Gazoprojekt” SA specjalizuje się w kompleksowym projektowaniu instalacji do produkcji, magazynowania, przesyłu i rozdziału gazu oraz systemowych stacji gazowych i stacji rozdzielczych. Udziałowcami spółki są PGNiG Technologie z 52,5% udziałem w kapitale zakładowym i PGNiG z 22,5% udziałem. 25% udziałów jest w posiadaniu osób fizycznych – pracowników Gazoprojektu.

W 2013 roku Gazoprojekt osiągnął przychody ze sprzedaży w wysokości 61 mln zł. Przychody z usług wykonanych na rzecz spółek powiązanych z Grupą PGNiG stanowiły blisko 55% przychodów ze sprzedaży ogółem, które polegały na pełnieniu funkcji generalnego realizatora inwestycji przy budowie obiektów systemu gazociągowego, sporządzaniu dokumentacji przedprojektowej i projektowej takich obiektów.

W 2014 roku spółka planuje realizację kontraktów, z których największymi są kontynuacja prac w zakresie między innymi opracowania dokumentacji projektowej dla budowy gazociągu Zdzieszowice–Wrocław, dokumentacji projektowej dla budowy Terminala naftowego w Gdańsku, oraz dokumentacji projektowej w zakresie budowy innych gazociągów i przyłączy. W zakresie prac związanych z Generalną Realizacją Inwestycji planowana jest kontynuacja, między innymi budowy gazociągu Rembelszczyzna–Gustorzyn, budowy stacji pomiarowej Sękocin Nowy oraz remontu przejścia gazociągu pod Wisłą w Białoleścu.

	2013 rok	Jednostka
Przychody ze sprzedaży	61	mln zł
Zysk/strata netto	0	mln zł
Kapitał własny	35	mln zł
Aktywa ogółem	61	mln zł
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	219	osoby

Geovita

Geovita SA prowadzi działalność hotelarsko-gastronomiczną na terenie kraju w 11 własnych ośrodkach i w 3 zarządzanych hotelach. Ośrodki spółki stanowią sieć obiektów o charakterze wypoczynkowo-rekreacyjnym, szkoleniowo-konferencyjnym i odnowy biologicznej. Ośrodki są zlokalizowane nad morzem, w górach i w centrum Polski. Spółka oferuje swoje usługi klientom krajowym i zagranicznym.

W 2013 roku Geovita osiągnęła przychody ze sprzedaży ogółem w wysokości 40 mln zł. Odbiorcami usług byli głównie odbiorcy zewnętrzni. Przychody z usług świadczonych na rzecz tej grupy klientów stanowiły 86% przychodów ze sprzedaży.

W 2013 roku Zarząd rozpoczął proces sprzedaży spółki Geovita.

	2013 rok	Jednostka
Przychody ze sprzedaży	40	mln zł
Zysk/strata netto	-11	mln zł
Kapitał własny	68	mln zł
Aktywa ogółem	87	mln zł
Zatrudnienie na dzień 31 grudnia	328	osoby

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe za rok obrotowy 2013

Kompletne sprawozdanie finansowe zostało
zamieszczone na www.pgnig.pl

Opinia niezależnego biegłego rewidenta

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

Przeprowadziliśmy badanie załączonego skonsolidowanego sprawozdania finansowego grupy Kapitałowej PGNiG, dla której Spółka Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie przy ul. M. Kasprzaka 25 jest jednostką dominującą, na które składa się skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej sporządzone na dzień 31 grudnia 2013 r., skonsolidowany rachunek zysków i strat oraz skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów, skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym oraz skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych za rok obrotowy kończący się tego dnia oraz informacje dodatkowe o przyjętych zasadach rachunkowości oraz inne informacje objaśniające.

Odpowiedzialność Zarządu oraz Rady Nadzorczej

Zarząd Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. 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 sporządzane sprawozdania finansowe były wolne od nieprawidłowości powstałych wskutek celowych działań lub błędów.

Zgodnie z ustawą z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2013 r. Nr 330 z późniejszymi zmianami) („ustawa o rachunkowości”), Zarząd jednostki dominującej oraz członkowie Rady Nadzorczej są zobowiązani do zapewnienia, aby skonsolidowane sprawozdanie finansowe 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. 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 2013 r., 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 r. w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz. U. z 2009 r., nr 33, poz. 259) i są one zgodne z informacjami zawartymi w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.

Mariusz Kuciński
Biegły rewident nr 9802
kluczowy biegły rewident 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 2014 r.

Raport uzupełniający opinię z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG w Warszawie za okres od 01.01.2013 r. do 31.12.2013 r.

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 31.12.2013r. 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 Udział w kapitale	
			nominalna akcji zł '000	zakładowym (w %)
Skarb Państwa	4 271 740 477	72,4%	4 271 740,5	72,4%
Pozostali < 5%	1 628 259 523	27,6%	1 628 259,5	27,6%
	5 900 000 000	100,0%	5 900 000,0	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 2013 r. następujące jednostki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej zostały objęte konsolidacją:

Jednostka dominująca:

- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Jednostki bezpośrednio zależne objęte konsolidacją metodą pełną:

- Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa Gazoprojekt S.A.,
- Exalo Drilling S.A.,
- GEOFIZYKA Kraków S.A.,
- GEOFIZYKA Toruń S.A.,
- Geovita S.A.,
- Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.,
- PGNiG Serwis Sp. z o.o.,
- PGNiG Technologie S.A.,
- PGNiG Termika S.A.,
- 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 S.A.);
- Poltava Services LLC (Spółka zależna od Exalo Drilling S.A.);
- XOOOL GmbH, (Spółka zależna od PGNiG Sales&Trading GmbH).

Jednostki współzależne i stowarzyszone wyceniane metodą praw własności:

- GAS – TRADING S.A.
- SGT EUROPOL GAZ S.A.

1.1.5.2. Jednostki nieobjęte skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym

Według stanu na dzień 31 grudnia 2013r. następujące jednostki zależne wchodzące w skład Grupy Kapitałowej nie zostały objęte konsolidacją:

- Spółki bezpośrednio zależne:
 - PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.,
 - PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.,
 - PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.,
 - PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.,
 - BUD-GAZ P.P.U.H. Sp. z o.o. w likwidacji,
 - Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.,
 - NYSAGAZ Sp. z o.o.,
 - Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. w likwidacji,
- Spółki pośrednio zależne:
 - CHEMKOP Sp. z o.o. Kraków
 - Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.,
 - PT Geofizyka Toruń Indonezja LLC w likwidacji,

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,
- Jerzy Kurella – Wiceprezes Zarządu,
- Andrzej Parafianowicz – Wiceprezes Zarządu,
- Zbigniew Skrzypkiewicz – 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 nocie numer 1.7.

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 r., zawartą na podstawie uchwały Rady Nadzorczej PGNiG S.A. z dnia 23 stycznia 2013 r. odnośnie wyboru podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego.

Badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego zostało przeprowadzone w siedzibie jednostki dominującej w okresie od 7 stycznia 2014 r. do 19 lutego 2014 r.

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).

1.3. Informacje o skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za poprzedni rok obrotowy

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe sporządzone na dzień 31 grudnia 2012 r. i za okres kończący się tego dnia zostało zbadane przez Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k. i uzyskało opinię biegłego rewidenta bez zastrzeżeń.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało zatwierdzone w dniu 22.05.2013r. przez Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy PGNiG S.A.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało złożone w Sądzie Rejestrowym w dniu 04.06.2013r.

1.4. Zakres prac i odpowiedzialności

Niniejszy raport został przygotowany dla Walnego Zgromadzenia i Rady Nadzorczej Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. 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 2013 r., skonsolidowany rachunek zysków i strat oraz skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów, skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym oraz skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych za rok obrotowy kończący się tego dnia oraz informacje dodatkowe o przyjętych zasadach rachunkowości oraz inne informacje objaśniające.

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 15.12.2006 r.

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 niuregulowanych w krajowych standardach rewizji finansowej, przy ustalaniu 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 niezaistnieniu 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 2013 r., które zostały zbadane i uzyskały opinię:

Nazwa jednostki	Podmiot uprawniony do badania	Rodzaj opinii biegłego rewidenta	Metoda konsolidacji/wyceny
BSiPG Gazoprojekt S.A.	PKF Consult Sp. z o.o.	Bez zastrzeżeń	pełna
GK Exalo Drilling S.A.	PKF Consult Sp. z o.o.	Bez zastrzeżeń	pełna
GEOFIZYKA Kraków S.A.	PKF Consult Sp. z o.o.	Bez zastrzeżeń	pełna
GEOFIZYKA Toruń S.A.	PKF Consult Sp. z o.o.	Bez zastrzeżeń	pełna
Geovita S.A.	PKF Consult Sp. z o.o.	Bez zastrzeżeń	pełna
Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	PKF Consult Sp. z o.o.	brak opinii (*)	pełna
PGNiG Serwis Sp. z o.o.	PKF Consult Sp. z o.o.	Bez zastrzeżeń	pełna
PGNiG Technologie S.A.	PKF Consult Sp. z o.o.	Bez zastrzeżeń	pełna
PGNiG Termika S.A.	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 S.A.	MS Rewident	brak opinii	praw własności
SGT EUROPOL GAZ S.A		brak opinii	praw własności

(*) dane finansowe spółek zależnych zostały zbadane i potwierdzone na potrzeby skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

(**) 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	2013-12-31 mln zł	% sumy bilansowej	2012-12-31 mln zł	% sumy bilansowej	Zmiana (BZ-BO)/BO
AKTYWA TRWAŁE					
Rzeczowe aktywa trwałe	33 033	70,07%	33 784	70,49%	-2,22%
Nieruchomości inwestycyjne	9	0,02%	11	0,02%	-18,18%
Wartości niematerialne	1 164	2,47%	1 146	2,39%	1,57%
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	727	1,54%	771	1,61%	-5,71%
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	51	0,11%	48	0,10%	6,25%
Inne aktywa finansowe	191	0,41%	124	0,26%	54,03%
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	993	2,11%	1 136	2,37%	-12,59%
Pozostałe aktywa trwałe	71	0,15%	76	0,16%	-6,58%
	36 239	76,87%	37 096	77,40%	-2,31%
AKTYWA OBROTOWE					
Zapasy	3 378	7,17%	3 064	6,39%	10,25%
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	4 086	8,67%	5 374	11,21%	-23,97%
Należności z tytułu bieżącego podatku	48	0,10%	150	0,31%	-68,00%
Pozostałe aktywa	171	0,36%	84	0,18%	103,57%
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	307	0,65%	105	0,22%	192,38%
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 827	6,00%	1 948	4,06%	45,12%
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	88	0,19%	108	0,23%	-18,52%
	10 905	23,13%	10 833	22,60%	0,66%
AKTYWA RAZEM	47 144	100,00%	47 929	100,00%	-1,64%

Misja	Grupa PGNiG w liczbach	Kalendarz wydarzeń	List Prezesa Zarządu	Zarząd	List Przewodniczącego Rady Nadzorczej	Rada Nadzorcza	PGNiG na giełdzie	Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG	Poszukiwanie i Wydobycie
					2013-12-31 mln zł	% sumy bilansowej	2012-12-31 mln zł	% sumy bilansowej	Zmiana w % (BZ-BO)/BO
PASYWA									
KAPITAŁY WŁASNE									
Kapitał podstawowy					5 900	12,51%	5 900	12,31%	0,00%
Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej					1 740	3,69%	1 740	3,63%	0,00%
Skumulowane inne całkowite dochody					-49	-0,10%	-152	-0,32%	-67,76%
Zyski (straty) zatrzymane					20 856	44,24%	19 705	41,11%	5,84%
Kapitał własny, przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej					28 447	60,34%	27 193	56,74%	4,61%
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym					6	0,01%	4	0,01%	50,00%
					28 453	60,35%	27 197	56,74%	4,62%
ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE									
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne					5 385	11,42%	5 509	11,49%	-2,25%
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych					502	1,06%	381	0,79%	31,76%
Rezerwy					1 405	2,98%	1 792	3,74%	-21,60%
Przychody przyszłych okresów					1 533	3,25%	1 448	3,02%	5,87%
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego					1 970	4,18%	1 936	4,04%	1,76%
Inne zobowiązania długoterminowe					58	0,12%	53	0,11%	9,43%
					10 853	23,02%	11 119	23,20%	-2,39%
ZOBOWIĄZANIA KRÓTKOTERMINOWE									
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania					4 033	8,55%	3 667	7,65%	9,98%
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne					2 276	4,83%	4 702	9,81%	-51,60%
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych					124	0,26%	393	0,82%	-68,45%
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego					184	0,39%	24	0,05%	666,67%
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych					375	0,80%	356	0,74%	5,34%
Rezerwy					645	1,37%	350	0,73%	84,29%
Przychody przyszłych okresów					186	0,39%	101	0,21%	84,16%
Zobowiązania dotyczące aktywów przeznaczonych do sprzedaży					15	0,03%	20	0,04%	-25,00%
					7 838	16,63%	9 613	20,06%	-18,46%
PASYWA RAZEM					47 144	100,00%	47 929	100,00%	-1,64%

2.2. Skonsolidowany rachunek zysków i strat oraz skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

	2013 mln zł	% przychodów ze sprzedaży	2012 mln zł	% przychodów ze sprzedaży	Zmiana w % (BO-BZ)/BO
Przychody ze sprzedaży	32 120	100,00%	28 730	100,00%	11,80%
Zużycie surowców i materiałów	-19 512	-60,75%	-17 603	-61,27%	10,84%
Świadczenia pracownicze	-3 214	-10,01%	-3 047	-10,61%	5,48%
Amortyzacja	-2 463	-7,67%	-2 069	-7,20%	19,04%
Usługi obce	-3 245	-10,10%	-3 060	-10,65%	6,05%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	983	3,06%	1 006	3,50%	-2,29%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	-1 520	-4,73%	-1 417	-4,93%	7,27%
Koszty operacyjne razem	-28 971	-90,20%	-26 190	-91,16%	10,62%
Zysk (strata) na działalności operacyjnej	3 149	9,80%	2 540	8,84%	23,98%
Przychody finansowe	69	0,21%	216	0,75%	-68,06%
Koszty finansowe	-465	-1,45%	-380	-1,32%	22,37%
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-44	-0,14%	173	0,60%	-125,43%
Zysk (strata) przed opodatkowaniem	2 709	8,43%	2 549	8,87%	6,28%
Podatek dochodowy	-789	-2,46%	-309	-1,08%	155,34%
Zysk (strata) netto	1 920	5,98%	2 240	7,80%	-14,29%

	2013 mln zł	% przychodów ze sprzedaży	2012 mln zł	% przychodów ze sprzedaży	Zmiana w % (BO-BZ)/BO
Zysk (strata) netto	1 920	5,98%	2 240	7,80%	-14,29%
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-53	-0,17%	-2	-0,01%	2550,00%
Stosowanie rachunkowości zabezpieczeń	72	0,22%	-250	-0,87%	-128,80%
Podatek odroczony	-14	-0,04%	48	0,17%	-129,17%
Inne całkowite dochody, które zostaną przekwalifikowane na zyski lub straty po spełnieniu określonych warunków	5	0,02%	-204	-0,71%	-102,45%
Zyski (straty) aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych	117	0,36%	14	0,05%	735,71%
Podatek odroczony	-19	-0,06%	-3	-0,01%	533,33%
Inne całkowite dochody, które nie zostaną przekwalifikowane na zyski lub straty	98	0,31%	11	0,04%	790,91%
Inne całkowite dochody netto	103	0,32%	-193	-0,67%	-153,37%
Suma dochodów całkowitych	2 023	6,30%	2 047	7,12%	-1,17%

2.3. Wybrane wskaźniki finansowe

Wyszczególnienie	j.m.	2013	2012	2011
1. Rentowność sprzedaży netto (wynik netto / przychody ze sprzedaży)×100	%	6,0%	7,8%	7,6%
2. Rentowność kapitałów własnych (ROE) (wynik netto / stan kapitałów własnych na koniec okresu)×100	%	6,7%	8,2%	7,0%
3. Szybkość obrotu należności z tyt. dostaw i usług (stan należności z tyt. dostaw, robót i usług na koniec okresu×365) / przychody ze sprzedaży	ilość dni	41	60	46
4. Wskaźnik ogólnego zadłużenia (zobowiązania ogółem / aktywa ogółem)×100	%	39,6%	43,3%	35,0%
5. Wskaźnik płynności I (aktywa obrotowe (bez pozostałych aktywów) / zobowiązania krótkoterminowe)		1,4	1,1	0,9

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 r. 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 r. w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz. U. z 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.

Wyliczenia 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.

Wyliczenia 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. Wyłączenia konsolidacyjne

Podczas konsolidacji dokonano włączeń konsolidacyjnych dotyczących wewnątrzgrupowych rozrachunków, wyłączeń 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 S.A. 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 2013 r. i za okres kończący się tego dnia wydaliśmy opinię bez zastrzeżeń.

Mariusz Kuciński
Biegły rewident nr 9802
kluczowy biegły rewident 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 2014 r.

Wybrane dane finansowe

za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku

	w mln PLN		w mln EUR	
	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
Przychody ze sprzedaży	32 120	28 730	7 628	6 884
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej	3 149	2 540	748	609
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem	2 709	2 549	643	611
Zysk/(Strata) netto akcjonariuszy jednostki dominującej	1 918	2 242	455	537
Zysk/(Strata) netto	1 920	2 240	456	537
Całkowite dochody przypisane akcjonariuszom jednostki dominującej	2 021	2 049	480	491
Całkowite dochody razem	2 023	2 047	480	490
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	7 813	2 552	1 855	611
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 060)	(6 149)	(727)	(1 473)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(3 874)	4 040	(920)	968
Zmiana stanu środków pieniężnych	879	443	209	106
Zysk/(Strata) netto i rozwodniony zysk/(strata) netto na jedną akcję przypisaną/(a) akcjonariuszom jednostki dominującej (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,33	0,38	0,08	0,09

	w mln PLN		w mln EUR	
	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Aktywa razem	47 144	47 929	11 368	11 724
Zobowiązania razem	18 691	20 732	4 507	5 071
Zobowiązania długoterminowe razem	10 853	11 119	2 617	2 720
Zobowiązania krótkoterminowe razem	7 838	9 613	1 890	2 351
Kapitał własny razem	28 453	27 197	6 861	6 653
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900	5 900	1 423	1 443
Liczba akcji (średnia ważona w mln szt.)	5 900	5 900	5 900	5 900
Wartość księgową i rozwodnioną wartość księgową na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	4,82	4,61	1,16	1,13
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,13	–	0,03	–

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

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do euro ustalane przez NBP

	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012
Średni kurs w okresie	4,2110	4,1736
Kurs na koniec okresu	4,1472	4,0882

Skonsolidowany rachunek zysków i strat

za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku

(w milionach PLN)	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
	zbadane	przekształcone
Przychody ze sprzedaży	32 120	28 730
Zużycie surowców i materiałów	(19 512)	(17 603)
Świadczenia pracownicze	(3 214)	(3 047)
Amortyzacja	(2 463)	(2 069)
Usługi obce	(3 245)	(3 060)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	983	1 006
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(1 520)	(1 417)
Koszty operacyjne razem	(28 971)	(26 190)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej	3 149	2 540
Przychody finansowe	69	216
Koszty finansowe	(465)	(380)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	(44)	173
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem	2 709	2 549
Podatek dochodowy	(789)	(309)
Zysk/(Strata) netto	1 920	2 240
Przypisany/(a):		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	1 918	2 242
Udziałom niekontrolującym	2	(2)
Zysk/(Strata) netto i rozwodniony zysk/(strata) netto na jedną akcję, przypisany/(a) zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej (w PLN)	0,33	0,38

Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku

(w milionach PLN)	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
	zbadane	przekształcone
Zysk/(Strata) netto	1 920	2 240
Inne całkowite dochody, które zostaną przeklasyfikowane na zyski lub straty po spełnieniu określonych warunków, dotyczące pozycji:	5	(204)
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(53)	(2)
Stosowanie rachunkowości zabezpieczeń	72	(250)
Podatek odroczoney	(14)	48
Inne całkowite dochody, które nie zostaną przeklasyfikowane na zyski lub straty, dotyczące pozycji:	98	11
Zyski/(Straty) aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych	117	14
Podatek odroczoney	(19)	(3)
Inne całkowite dochody netto	103	(193)
Całkowite dochody razem	2 023	2 047
Przypisane:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	2 021	2 049
Udziałom niekontrolującym	2	(2)

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

na dzień 31 grudnia 2013 roku

(w milionach PLN)	31 grudnia 2013 zbadane	31 grudnia 2012 przekształcone	1 stycznia 2012 przekształcone
AKTYWA			
Aktywa trwałe (długoterminowe)			
Rzeczowe aktywa trwałe	33 033	33 784	29 319
Nieruchomości inwestycyjne	9	11	7
Wartości niematerialne	1 164	1 146	343
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	727	771	598
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	51	48	56
Inne aktywa finansowe	191	124	10
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	993	1 136	936
Pozostałe aktywa trwałe	71	76	48
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem	36 239	37 096	31 317
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)			
Zapasy	3 378	3 064	2 082
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	4 086	5 374	3 378
Należności z tytułu podatku bieżącego	48	150	164
Pozostałe aktywa	171	84	78
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	-	-	22
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	307	105	285
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 827	1 948	1 505
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	88	108	9
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem	10 905	10 833	7 523
Aktywa razem	47 144	47 929	38 840

(w milionach PLN)	31 grudnia 2013	31 grudnia 2012	1 stycznia 2012
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY	zbadane	przekształcone	przekształcone
Kapitał własny			
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	(49)	(152)	41
Zyski/(Straty) zatrzymane	20 856	19 705	17 463
Kapitał własny, przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	28 447	27 193	25 144
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym	6	4	7
Kapitał własny razem	28 453	27 197	25 151
Zobowiązania długoterminowe			
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	5 385	5 509	1 382
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	502	381	351
Rezerwy	1 405	1 792	1 358
Przychody przyszłych okresów	1 533	1 448	1 160
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	1 970	1 936	1 572
Inne zobowiązania długoterminowe	58	53	20
Zobowiązania długoterminowe razem	10 853	11 119	5 843
Zobowiązania krótkoterminowe			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	4 033	3 667	3 236
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	2 276	4 702	3 617
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	124	393	417
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	184	24	58
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	375	356	238
Rezerwy	645	350	185
Przychody przyszłych okresów	186	101	95
Zobowiązania dotyczące aktywów przeznaczonych do sprzedaży	15	20	-
Zobowiązania krótkoterminowe razem	7 838	9 613	7 846
Zobowiązania razem	18 691	20 732	13 689
Zobowiązania i kapitał własny razem	47 144	47 929	38 840

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

za okres zakończony 31 grudnia 2013 roku

(w milionach PLN)	Okres od 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2013	Okres od 1 stycznia 2012 do 31 grudnia 2012
	zbadane	przekształcone
Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
Zysk/(Strata) netto	1 920	2 240
Korekty o pozycje:		
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	44	(173)
Amortyzacja	2 463	2 069
Zysk/(Strata) z tytułu różnic kursowych netto	169	(142)
Odsetki i dywidendy netto	207	234
Zysk/(Strata) z działalności inwestycyjnej	568	138
Podatek dochodowy bieżącego okresu	789	309
Pozostałe pozycje netto	430	470
Podatek dochodowy zapłacony	(495)	(591)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego	6 095	4 554
Zmiana stanu kapitału obrotowego:		
Zmiana stanu należności	1 310	(1 734)
Zmiana stanu zapasów	(321)	(620)
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych	140	52
Zmiana stanu rezerw	299	140
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	394	248
Zmiana stanu pozostałych aktywów	(89)	(22)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	(15)	(66)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	7 813	2 552
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
Wpływy ze sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych oraz wartości niematerialnych	130	208
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach nieobjętych konsolidacją	1	5
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych	-	21
Nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	(3 290)	(3 788)
Nabycie udziałów w jednostkach nieobjętych konsolidacją	(2)	-
Otrzymane odsetki	1	3
Otrzymane dywidendy	3	4
Wydatki na nabycie akcji spółki PGNiG TERMIKA S.A.	-	(3 021)
Pozostałe pozycje netto	97	419
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 060)	(6 149)
Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
Wpływy z tytułu zaciągnięcia kredytów i pożyczek	763	193
Wpływy z tytułu emisji papierów dłużnych	1 475	8 649
Spłata kredytów i pożyczek	(700)	(972)
Wykup papierów dłużnych	(4 322)	(3 354)
Spłata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	(57)	(44)
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	83	-
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	(116)	(111)
Wypłacone dywidendy	(767)	(1)
Zapłacone odsetki	(208)	(317)
Pozostałe pozycje netto	(25)	(3)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(3 874)	4 040
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	879	443
Różnice kursowe netto	-	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	1 947	1 504
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	2 826	1 947

Skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym

za okres zakończony 31 grudnia 2013 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 inne całkowite dochody z tytułu:						
			różnic kursowych z przeliczenia jednostek zagranicznych	stosowania rachunkowości zabezpieczeń	zysków/(strat) aktuarialnych dotyczących świadczeń pracowniczych				
(w milionach PLN)									
Stan na 1 stycznia 2013 (przekształcone)	5 900	1 740	(31)	(59)	(62)	19 705	27 193	4	27 197
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	-	(767)	(767)	-	(767)
Całkowite dochody razem	-	-	(53)	58	98	1 918	2 021	2	2 023
Zysk/(Strata) netto za 2013 rok	-	-	-	-	-	1 918	1 918	2	1 920
Inne całkowite dochody netto za 2013 rok	-	-	(53)	58	98	-	103	-	103
Stan na 31 grudnia 2013 (zbadane)	5 900	1 740	(84)	(1)	36	20 856	28 447	6	28 453
<hr/>									
Stan na 1 stycznia 2012 (przekształcone)	5 900	1 740	(29)	143	(73)	17 463	25 144	7	25 151
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Całkowite dochody razem	-	-	(2)	(202)	11	2 242	2 049	(2)	2 047
Zysk/(Strata) netto za 2012 rok	-	-	-	-	-	2 242	2 242	(2)	2 240
Inne całkowite dochody netto za 2012 rok	-	-	(2)	(202)	11	-	(193)	-	(193)
Stan na 31 grudnia 2012 (przekształcone)	5 900	1 740	(31)	(59)	(62)	19 705	27 193	4	27 197

Segmenty operacyjne

W poniższych tabelach przedstawione zostały dane dotyczące przychodów, kosztów, zysków i strat oraz aktywów i pasywów poszczególnych segmentów sprawozdawczych Grupy za okresy zakończone 31 grudnia 2013 roku i 31 grudnia 2012 roku.

Okres zakończony 31 grudnia 2013 roku (w milionach PLN)	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat							
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	4 656	25 341	165	1 658	300	-	32 120
Sprzedaż między segmentami	1 605	318	4 085	405	124	(6 537)	-
Przychody segmentu razem	6 261	25 659	4 250	2 063	424	(6 537)	32 120
Amortyzacja	(1 050)	(177)	(857)	(359)	(20)	-	(2 463)
Pozostałe koszty	(2 880)	(25 490)	(2 654)	(1 560)	(469)	6 545	(26 508)
Koszty segmentu razem	(3 930)	(25 667)	(3 511)	(1 919)	(489)	6 545	(28 971)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej segmentu	2 331	(8)	739	144	(65)	8	3 149
Koszty finansowe netto							(396)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		(44)					(44)
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem							2 709
Podatek dochodowy							(789)
Zysk/(Strata) netto							1 920
Sprawozdanie z sytuacji finansowej							
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							993
Aktywa razem							47 144
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							1 970
Zobowiązania i kapitał własny razem							47 144
Pozostałe informacje dotyczące segmentu							
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)

Okres zakończony 31 grudnia 2012 roku (w milionach PLN)	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat							
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	3 121	23 354	153	1 893	209	-	28 730
Sprzedaż między segmentami	1 204	360	3 430	64	237	(5 295)	-
Przychody segmentu razem	4 325	23 714	3 583	1 957	446	(5 295)	28 730
Amortyzacja	(613)	(163)	(819)	(456)	(18)	-	(2 069)
Pozostałe koszty	(2 358)	(23 219)	(1 884)	(1 486)	(456)	5 282	(24 121)
Koszty segmentu razem	(2 971)	(23 382)	(2 703)	(1 942)	(474)	5 282	(26 190)
Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej segmentu	1 354	332	880	15	(28)	(13)	2 540
Koszty finansowe netto							(164)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		173					173
Zysk/(Strata) przed opodatkowaniem							2 549
Podatek dochodowy							(309)
Zysk/(Strata) netto							2 240
Sprawozdanie z sytuacji finansowej							
Aktywa segmentu	16 580	18 711	13 089	4 345	413	(7 269)	45 869
Investycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		771					771
Aktywa nieprzypisane							153
Aktywa z tytułu podatku odroczonego							1 136
Aktywa razem							47 929
Kapitał własny ogółem							27 197
Zobowiązania segmentu	5 840	3 970	2 279	2 870	129	(6 934)	8 154
Zobowiązania nieprzypisane							10 642
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego							1 936
Zobowiązania i kapitał własny razem							47 929
Pozostałe informacje dotyczące segmentu							
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(1 676)	(720)	(1 141)	(196)	(28)	(27)	(3 788)
Odpisy aktualizujące aktywa	(1 132)	(1 686)	(97)	(33)	(9)	1	(2 956)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane							(41)

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

Departament Marketingu
tel. 22 691 79 55
faks 22 691 81 03
e-mail: dy@pgnig.pl

Pełnomocnik ds. Etyki
tel. 22 691 82 05
faks 22 691 81 03
e-mail: boleslaw.rok@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
i Sprawozdawczości**
tel. 22 691 82 56, 22 589 46 71
faks 22 589 46 02
e-mail: ri@pgnig.pl
www.ri.pgnig.pl

**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 Geologii i Eksploatacji w Warszawie
ul. M. Kasprzaka 25A
01-224 Warszawa
tel. 22 589 45 75
faks 22 589 43 78

Oddział KPMG Mogilno w Pałędziu Dolnym
88-314 Pałędzie Dolne
tel. 22 860 05 75
faks 22 860 05 33

Oddział Obrotu Hurtowego w Warszawie
ul. M. Kasprzaka 25A
01-224 Warszawa
tel. 22 691 79 56
faks 22 691 84 52

Oddział PMG Wierchowice w Czarnogózdnicach
Czarnogózdzice 28
56-320 Krośnice
adres do korespondencji:
ul. Bohaterów Westerplatte 15
65-034 Zielona Góra
tel. 68 329 14 05
faks 68 329 13 69
e-mail: pmgw.sekretariat@zgora.pgnig.pl

Dolnośląski Oddział Handlowy we Wrocławiu

ul. Gazowa 3
50-513 Wrocław
tel. 71 364 94 05
faks 71 364 94 06
e-mail: sekretariat.doh@pgnig.pl

Górnośląski Oddział Handlowy w Zabrzu

ul. Mikulczycka 5
41-800 Zabrze
tel. 32 373 50 05
faks 32 373 53 02
e-mail: sekretariat.zabrze@pgnig.pl

Karpacki Oddział Handlowy w Tarnowie

ul. Wita Stwosza 7
33-100 Tarnów
tel. 14 632 38 00
faks 14 632 38 11
e-mail: sekretariat.koh@pgnig.pl

Mazowiecki Oddział Handlowy w Warszawie

Al. Jerozolimskie 146 B
02-305 Warszawa
tel. 22 325 14 44
faks 22 325 14 66
e-mail: sekretariat.warszawa@pgnig.pl

Pomorski Oddział Handlowy w Gdańsku

ul. Wałowa 41/43
80-858 Gdańsk
tel. 58 323 03 02
faks 58 323 03 01
e-mail: sekretariat.gdansk@pgnig.pl

Wielkopolski Oddział Handlowy w Poznaniu

ul. Grobla 15
61-859 Poznań
tel. 61 885 42 00
faks 61 885 43 00
e-mail: sekretariat.poznan@pgnig.pl

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/м. Київ, Ukraina/Україна
tel./faks +380 44 284 34 01
e-mail: kiev@pgnig.pl

Przedstawicielstwo PGNiG SA w Moskwie

ul. Wawilowa dom 79, korpus 1, biuro nr 5
ул. Вавилова д. 79, кор. 1, офис № 5
117335 Moskwa/Moskwa, Rosja/Rosсия
tel. +7 495 775 38 56
faks +7 495 775 38 57
e-mail: moscow@pgnig.pl

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



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.

