



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

Prezentacja inwestorska

Wyniki finansowe 2014 rok

Marzec 2015

Agenda



1. Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce
2. Segmenty Grupy PGNiG
 - 2.1. Poszukiwanie i Wydobywanie
 - 2.2. Obrót i Magazynowanie
 - 2.3. Dystrybucja
 - 2.4. Wytwarzanie
3. Strategia, nakłady, finansowanie
4. Załącznik – Wyniki finansowe Grupy PGNiG za 2014 rok

An aerial photograph showing a gas processing plant or refinery situated in a rural landscape. The plant is a complex of industrial buildings, pipes, and storage tanks, located in the center of the frame. It is surrounded by large, rectangular agricultural fields in various stages of cultivation, some appearing brown and others green. In the background, there are rolling hills and a dense forest. The sky is filled with large, white, fluffy clouds against a bright blue background. The overall scene depicts a blend of industrial activity and natural environment.

Grupa PGNiG & rynek gazu w Polsce

Poszukiwanie i Wydobywanie

Lider produkcji gazu ziemnego oraz ropy naftowej w Polsce

- Produkcja w 2014 (kraj i zagranica):
 - gaz ziemny: 4,5 mld m³,
 - ropa naftowa: 1,2 mln ton.

Obrót i Magazynowanie

Główny importer gazu do Polski oraz właściciel magazynów gazu

- 9,7 mld m³ importowanego gazu,
- blisko 3 mld m³ pojemności magazynowej,
- 6,8 mln odbiorców końcowych.

Dystrybucja

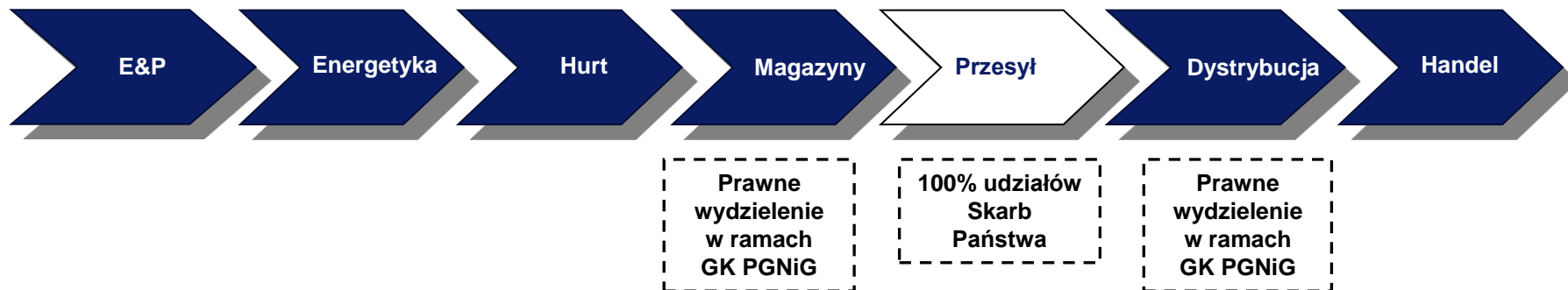
Segment regulowany ze stabilnymi wynikami finansowymi

- 125 tys. km sieci dystrybucyjnej,
- 9,7 mld m³ dystrybuowanych gazów.

Wytwarzanie

Największy producent ciepła oraz siódmy producent energii elektrycznej w Polsce

- produkcja ciepła 36,6 PJ
- produkcja energii elektr. 3,6 TWh



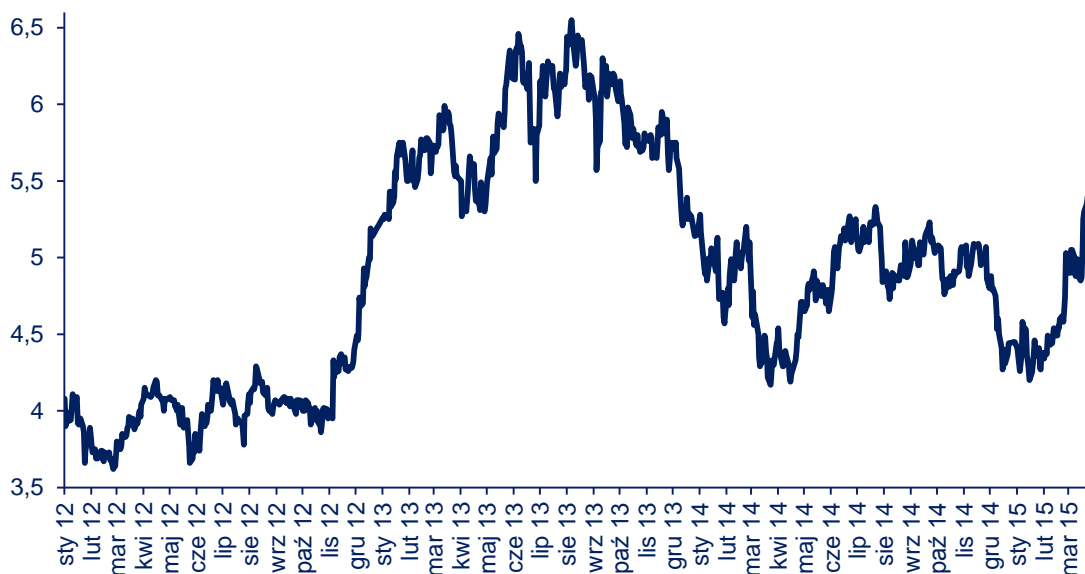
Wiodąca zintegrowana grupa w polskim sektorze gazowo-naftowym

Notowana na GPW
od września 2005

Kapitalizacja rynkowa
32 mld PLN**

Znaczący udział
w indeksie WIG20 ~5%

Kurs akcji PGNiG od stycznia 2012

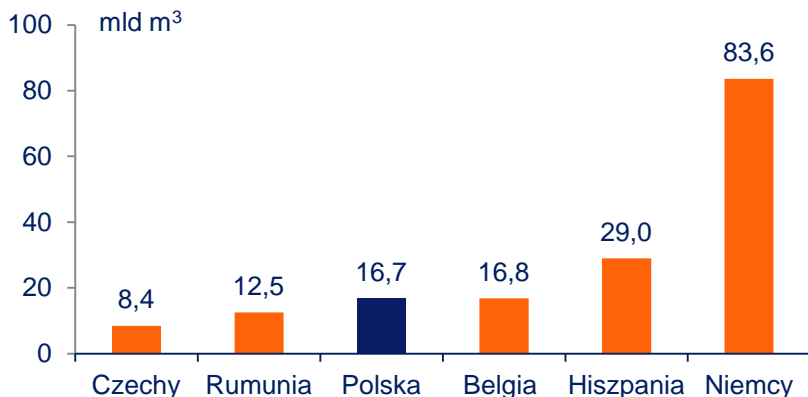


- Struktura akcjonariatu
 - 72,4% – Skarb Państwa
 - 27,6% – Wolny obrót
- Średnia dzienna wartość obrotu w 2014: 19 mln PLN

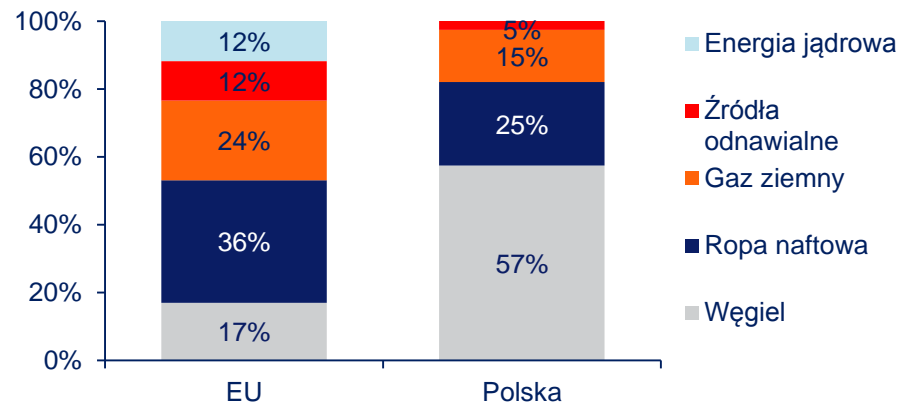
Szósta największa polska spółka notowana na GPW*

Rynek gazu w Polsce

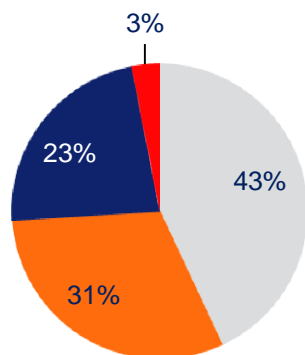
Zużycie gazu ziemnego wg krajów



Zużycie energii pierwotnej



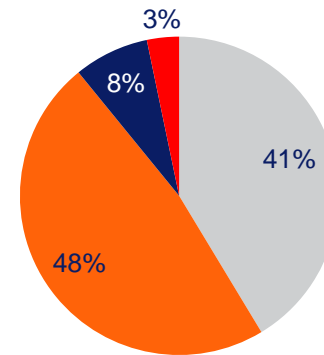
Sprzedż gazu według sektorów



UE

- Odbiorcy indywidualni oraz handlowi
- Przemysł
- Producenci energii
- Pozostali odbiorcy

PGNiG

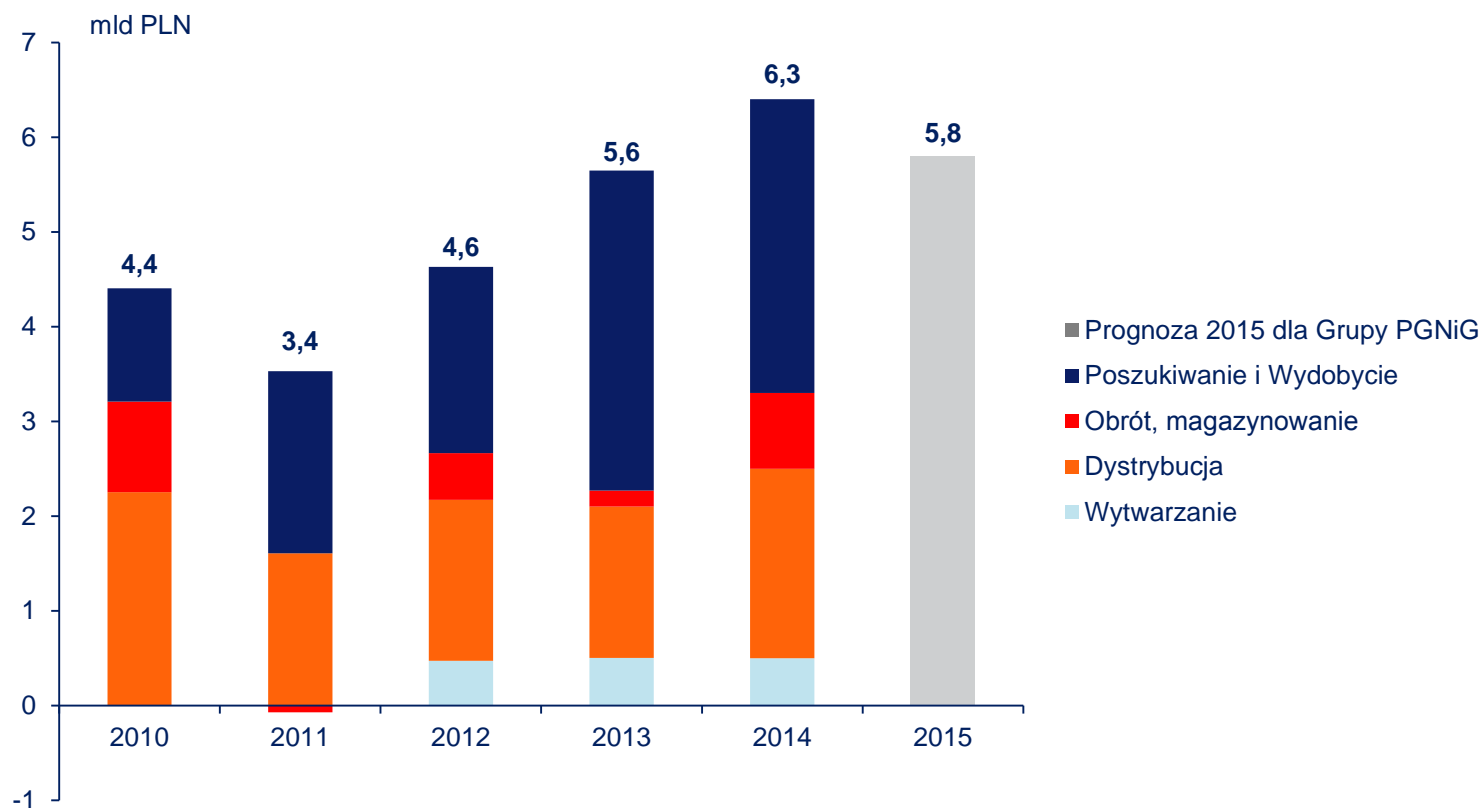


Niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

A tall, white industrial drilling rig stands against a clear blue sky at sunset. The sun is low on the horizon, creating a bright glow and long shadows on the ground. The rig is a complex structure of metal beams and platforms, with a long, narrow structure extending from its base. The scene is silhouetted against the bright light of the setting sun.

Segmenty Grupy PGNiG

EBITDA* z podziałem na segmenty



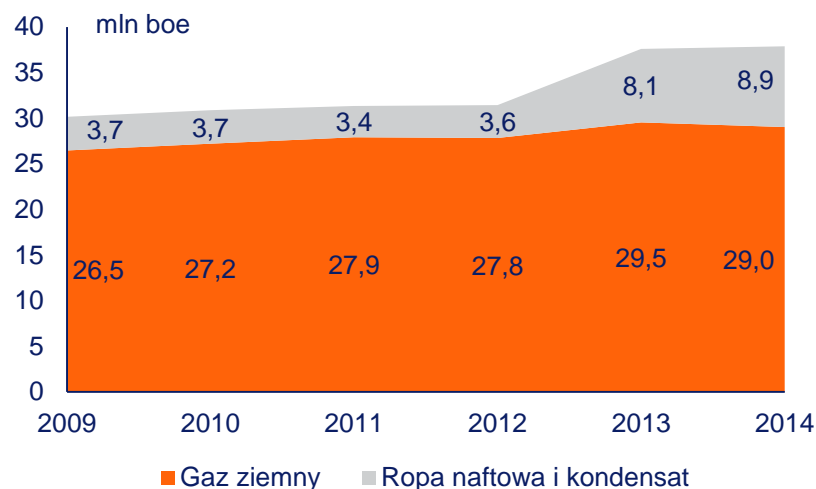
Zakres działań poszukiwawczych i wydobywczych

- PGNiG to lider działalności poszukiwawczo-wydobywczej ropy i gazu w Polsce
- Produkcja gazu ziemnego* Grupy PGNiG (Polska + zagranica):
 - W 2014: 4.5 mld m³
 - W 2015: 4,5 mld m³ (prognoza)
- Produkcja ropy naftowej wraz z kondensatem:
 - W 2014: 1,2 mln ton
 - W 2015: 1,3 mln ton (prognoza)

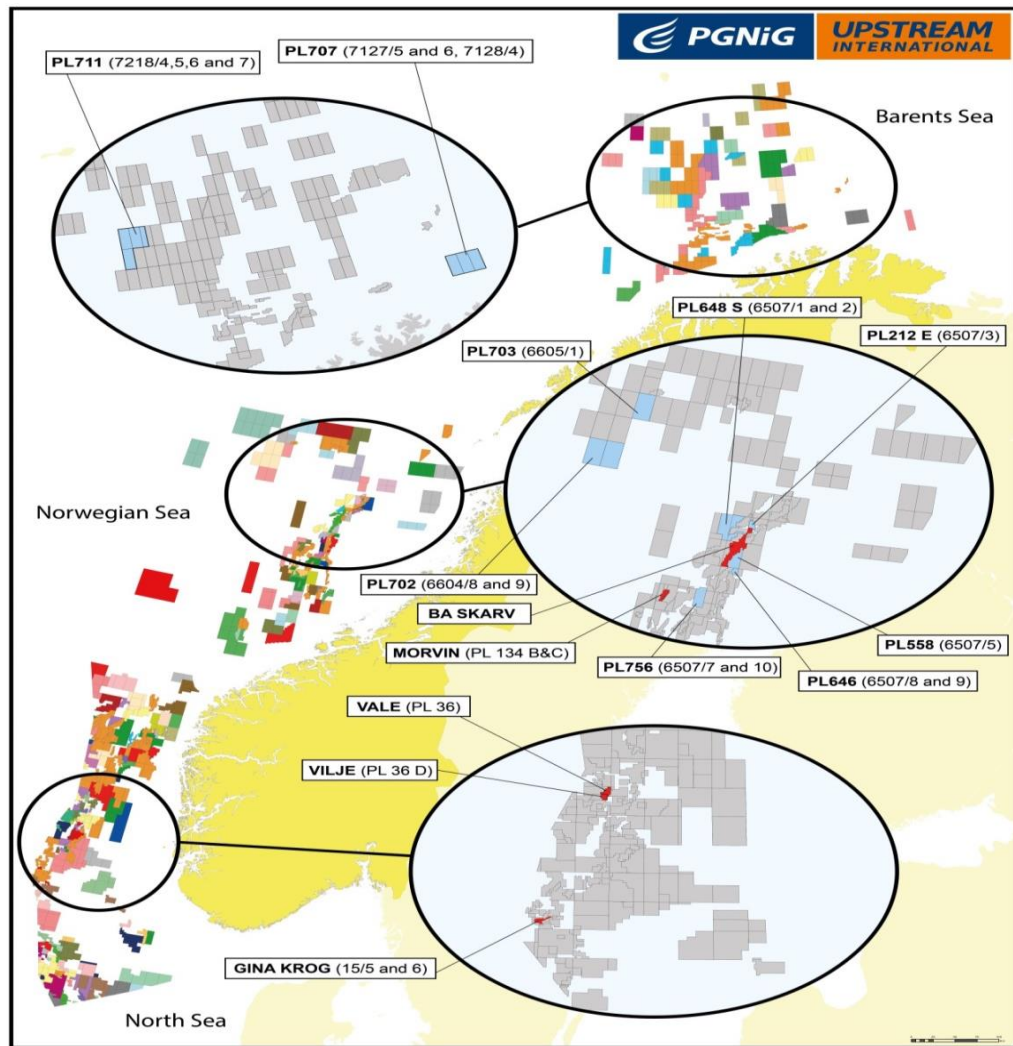
- Polskie złoża **gazu łupkowego** szacowane są na 2 biliony m³
- PGNiG posiada 11 koncesji poszukiwawczych za gazem z łupków z ponad 50 przyznanych w Polsce
- Powierzchnia koncesji łupkowych PGNiG to 10 tys. km²
- PGNiG wykonał 17 odwiertów za gazem łupkowym z 68 w Polsce (do 31.12.2014)
- W 2015 roku planowane wykonanie kolejnych 3 odwiertów horyzontalnych

- Złóża PGNiG w Polsce
 - udokumentowane złoża gazu 526 mln boe (81,6 mld m³)*
 - udokumentowane złoża ropy 136 mln boe (18,5 mln ton)
- Koncesje na ropę i gaz: 77 na poszukiwanie i rozpoznawanie
- 59 kopalń gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce
- Ponad 2 tys. odwiertów eksploatacyjnych

Wydobycie gazu i ropy naftowej



Działalność zagraniczna – Norwegia



PGNiG Upstream International Licence Portfolio

Liczba licencji	18
Koszt zakupionych licencji	360 mln USD (Skarv) 1,95 mld NOK (Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog)
CAPEX Skarv (wyłącznie PGNiG)	ok. 800 mln USD
Wydobywalne zasoby licencji (2P) dla PGNiG	50 mboe (Skarv) 31 mboe (Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog)
Produkcja Skarv w 2014	2,4 mboe (0,39 mld m ³) gazu ziemnego 2,8 mboe (0,4 mln ton) ropy naftowej oraz NGL
Prognoza produkcji w 2015 (wszystkie złoża)	2,6 mboe (0,4 mld m ³) gazu ziemnego 3,5 mboe (0,51 mln ton) ropy naftowej oraz NGL

Działalność zagraniczna – Afryka i Azja

Libia



data umowy	25 lutego 2008
udziały	PGNiG - 100%
obszar	5.494,0 km ²
położenie	blok Awbari, basen Murzuq
zobowiązania	3.000 km ² 2D; 1.500 km ² 3D, 8 odwiertów
szacowane zasoby	146 mld m ³ gazu, 15 mln ton NGL

4Q2013: odpis 420m PLN na całej wartości aktywów w Libii oraz rezerwa 137m PLN na zobowiązania koncesyjne

Zgłoszenie Siły Wyższej

Pakistan



data umowy	18 maja 2005
udziały	PGNiG 70% Pakistan Petroleum 30%
obszar	956 km ²
położenie	provincia Sindh, blok Kirthar
zobowiązania	1 odwiert, 100 km sejsmiki 2D (wypełnione)
szacowane zasoby	ok. 11,6 mld m ³ gazu

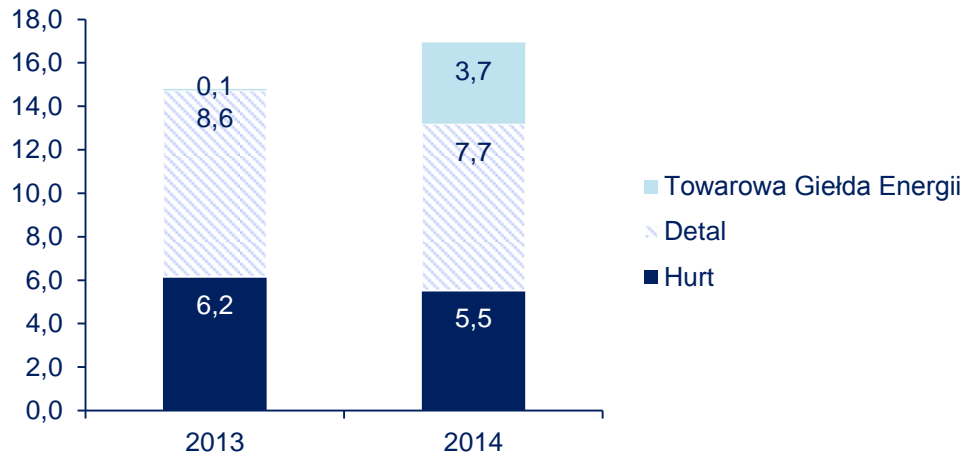
Próba eksploatacja uruchomiona w czerwcu 2013; ok. 100m³ rocznie gazu L

Przegląd aktywów pod kątem ryzyka geopolitycznego

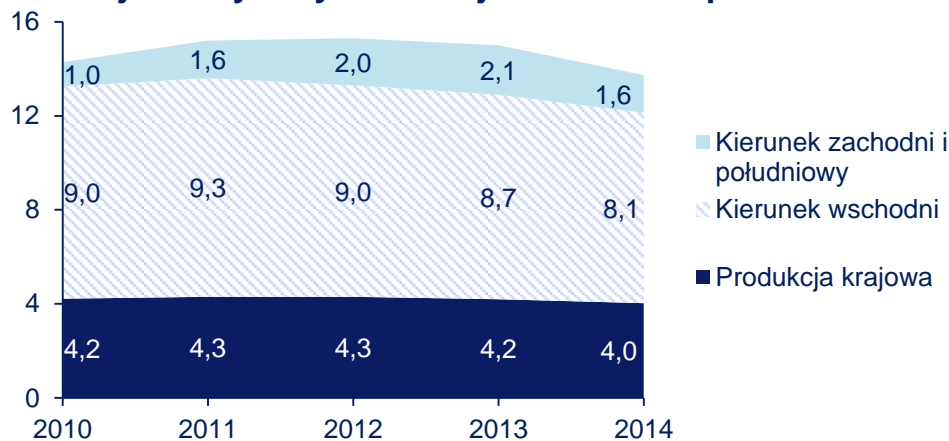
Pozyskanie i sprzedaż gazu

- W ramach segmentu Obrót i Magazynowanie PGNiG prowadzi:
 - sprzedaż gazu ziemnego, importowanego i wydobytego ze złóż krajowych;
 - magazynowanie gazu.
- Rosnący rynek w Polsce: CAGR +3% 2007-2013
- Około 30% popytu krajowego zaspokajane jest przez produkcję krajową PGNiG – pozostałe zapotrzebowanie pokrywa import
- Kontrakt Jamalski z firmą Gazprom na dostawy gazu:
 - Do 2022 roku
 - 10,2 mld m³ rocznie
 - 85% Take-or-Pay
 - Zmiana formuły cenowej w 4Q2012 ze 100% powiązania z ceną ropy naftowej na mix ropy oraz cen spotowych gazu
- Kontrakt z Qatargas na dostawy LNG:
 - Od 2014 do 2034 roku
 - 1,3 mld m³ gazu
 - 100% Take-or-Pay
- 1,7 mld m³ gazu sprzedanych w 2014 roku przez PGNiG Sales & Trading do odbiorców poza Polską

Sprzedaż gazu ziemnego przez PGNiG SA i PGNiG Obrót Detaliczny (mld m³)



Źródła zaopatrzenia PGNiG SA w gaz ziemny (mld m³) – krajowe wydobyte buduje blisko 30% portfela



Rozbudowa podziemnych magazynów gazu

2011-2014: +1,2 mld m³

- Rozbudowa PMG Strachocina (z 150 do 330 mln m³) - zakończona
- I etap rozbudowy PMG Wierzchowice (z 0,58 do 1,2 mld m³) - zakończony
- I i II etap budowy KPMG Kosakowo (50-100 mln m³)
- I etap rozbudowy KPMG Mogilno (z 378 do 535 mln m³)
- Rozbudowa PMG Husów (z 350 do 500 mln m³) - zakończona

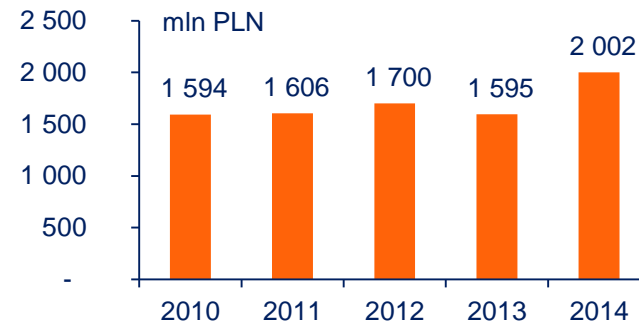


Najważniejsze dane

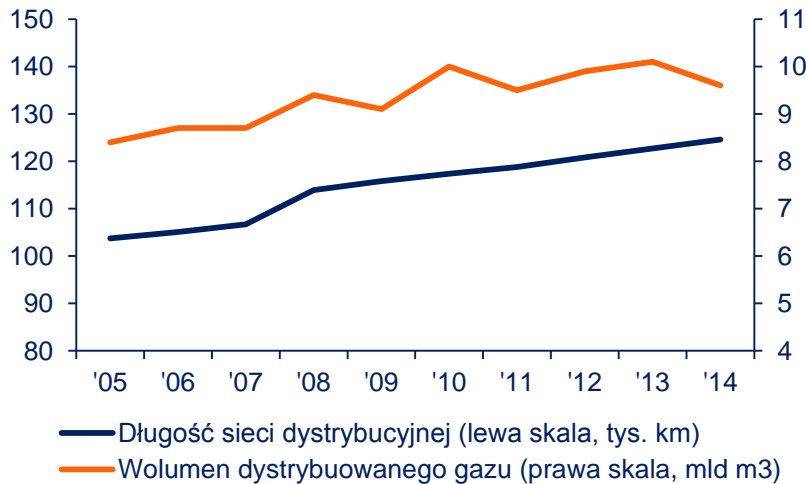
- Obecna liczba magazynów 9
- w tym w kawernach solnych 2
- Obecna pojemność czynna ok. 3,0 mld m³
- Nowe zdolności magazynowe w 2015 roku:
 - PMG Husów - 150 mln m³
 - KPMG Kosakowo - 52,5 mln m³
 - KPMG Mogilno - 48 mln m³
- Rezerwy strategiczne: 30 dni średniego dziennego wolumenu importu

- W połowie 2013 nastąpiła konsolidacja sześciu spółek gazownictwa w „Polską Spółkę Gazownictwa”.
- Segment Dystrybucja odpowiedzialny jest za dostarczanie gazu do odbiorców indywidualnych, przemysłowych i hurtowych oraz eksploatację, remonty i rozbudowę sieci dystrybucyjnej.
- W 2014 roku PSG dystrybuowała 9,6 mld m³ gazu ziemnego do 6,8 mln klientów za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej o długości 125 tys. km.

Stabilna EBITDA regulowanego segmentu



Stabilny rozwój sieci i wzrost wolumenu dystrybucji gazu (+1,6% CAGR 2005-2014)



Sieć dystrybucji gazu w Polsce



PGNiG Termika

- Styczeń 2012: przejęcie 99,8% akcji Vattenfall Heat Poland za 3 mld PLN (3,5 mld PLN Enterprise Value)
- Największy producent ciepła i siódmy energii elektrycznej w Polsce
- Ponad 23% całkowitych mocy cieplnych w Polsce i pokrywające ok. 75% całkowitego zapotrzebowania na ciepło w Warszawie, jak również 98% ciepła dostarczanego do sieci miasta
- System taryf benchmarkingowych na rynku ciepłowniczym z istotnym potencjał wzrostu wartości ze względu na niski koszt produkcji ciepła w PGNiG Termika.
- Planowana budowa bloku gazowego 400 MW_e w Warszawie na Żeraniu (2018) oraz kotła biomasowego 146MW_t na Siekierkach (2015)

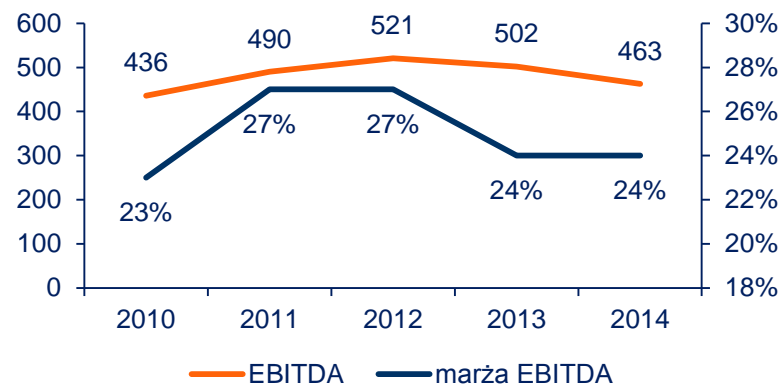
Elektrociepłownia Stalowa Wola (1Q 2016)

- 50/50 JV PGNiG i Tauron Polska Energia:
 - Nakłady inwestycyjne 1,6 mld PLN, finansowane w formule „project finance”
 - Dostawy paliwa gazowego przez 14 lat w wysokości ok. 0,5 mld m³ rocznie
 - Umowa na sprzedaż energii elektrycznej, zawarta na 14 lat (50% do PGNiG)
 - Moc bloku gazowego: 400 MW_e oraz 240 MW_t

Kluczowe dane operacyjne PGNiG Termika

Moc zainstalowana cieplna	4 782 MW _t
Moc osiągalna elektryczna	1 015 MW _e
Sprzedaż ciepła (regulowana)	36,6 PJ
Sprzedaż energii elektrycznej (z produkcji)	3,6 TWh

EBITDA PGNiG Termika*



A low-angle, silhouette photograph of an oil pumpjack. A worker is silhouetted against a bright sun, working on a platform. The sky is blue with scattered white clouds. The text 'Strategia, nakłady, finansowanie' is overlaid in white on the right side of the image.

Strategia,
nakłady,
finansowanie

Filary Strategii Grupy PGNiG 2014-2022



A Utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym)

- 1 Optymalizacja zarządzania portfelem gazu ziemnego
- 2 Opracowanie i wdrożenie nowego modelu sprzedaży detalicznej i hurtowej

B Maksymalizacja przepływów z obszarów infrastruktury i wytwarzania

- 3 Maksymalizacja wartości w obszarze infrastruktury sieciowej (dystrybucja gazu i ciepła)
NOWY OBSZAR ROZWOJU: ZAKUP SIECI CIEPŁOWNICZYCH
- 4 Aktywny udział we współtworzeniu regulacji dotyczących rynku nośników energii

C Wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwań i wydobycia

- 5 Utrzymanie wydobycia krajowego (33 mln baryłek „boe”)
- 6 Potwierdzenie geologicznego i ekonomicznego potencjału złóż typu *shale gas* w Polsce
- 7 Rozwój działalności *upstream* poza granicami Polski (ok. 20 mln boe)
NOWY OBSZAR ROZWOJU: ZAKUP AKTYWÓW ZAGRANICZNYCH

D Zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości (oszczędności 700-800 mln PLN)

- Stabilizacja wyniku EBITDA na poziomie ~7 mld PLN w 2022 r.
- Wypłata 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy w latach 2015-2022 (przy założeniu stabilnej sytuacji finansowej, zabezpieczenia potrzeb inwestycyjnych oraz przekazania dywidend za dany rok ze spółek zależnych do PGNiG SA)

Inicjatywy operacyjne strategii (1/4)

Obszar	Inicjatywy	Cele strategiczne
A	1 Optymalizacja zarządzania portfelem gazu ziemnego	<ul style="list-style-type: none">▪ Urynkowanie portfela gazu ziemnego w zakresie uelastycznienia cen i warunków dostaw przy jednoczesnym zachowaniu zdolności do zapewnienia dostaw gazu▪ Optymalizacja polityki zarządzania portfelem oraz polityki handlowej w warunkach zliberalizowanego rynku gazu▪ Opracowanie i wdrożenie koncepcji docelowego kształtu portfela pozyskania gazu ziemnego po 2022 r.▪ Redukcja niekorzystnego wpływu kontraktów długoterminowych zawartych na dostawy gazu ziemnego oraz umowy dot. alokacji zdolności regazyfikacyjnej instalacji LNG zawartej z operatorem terminala LNG
	2 Opracowanie i wdrożenie nowego modelu sprzedaży detalicznej i hurtowej	<ul style="list-style-type: none">▪ Wysoka satysfakcja klientów ze świadczonych usług – jakościowa zmiana modelu obsługi klientów (budowa organizacji sprzedażowej) oraz wdrożenie nowej oferty produktowej▪ Osiągnięcie sprawności operacyjnej Spółki Obrót Detalicznego pozwalającej na obniżenie kosztów obsługi klienta▪ Minimalizacja spadku udziału w rynkowym wolumenie sprzedaży gazu▪ Umożliwienie wypełnienia wymogów oblige giełdowego PGNiG▪ Opracowanie i wdrożenie modelu działalności na rynkach zagranicznych▪ Ograniczenie negatywnego wpływu liberalizacji rynku gazu w Polsce na wyniki GK PGNiG▪ Generowanie dodatniej marży na obrocie hurtowym gazem

Utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym)

Inicjatywy operacyjne strategii (2/4)

Obszar	Inicjatywy	Cele strategiczne
B Maksymalizacja przepływów z obszarów infrastruktury i wytwarzania	3 Maksymalizacja wartości w obszarze infrastruktury sieciowej (dystrybucja gazu i ciepła)	<ul style="list-style-type: none">▪ Maksymalizacja rentowności przy poziomie średnioważonego kosztu kapitału (WACC) uzgodnionego przez Prezesa URE dla działalności dystrybucyjnej▪ Przyrost wolumenu transportowanego gazu w wyniku realizacji inwestycji rozwojowych i nowych przyłączeń▪ Poszukiwanie dodatkowego wzrostu wartości w nowych segmentach – długofalowe zwiększenie strumienia przepływów dzięki efektywnej realizacji inwestycji w nowe projekty infrastruktury sieciowej (np. dystrybucja ciepła)▪ Osiągnięcie efektów synergii w obszarach dystrybucji sieciowej
	4 Aktywny udział we współtworzeniu regulacji dotyczących rynku nośników energii	<ul style="list-style-type: none">▪ Przygotowanie szczegółowego programu wsparcia zmian w otoczeniu regulacyjnym zmierzających do poprawy rentowności branży paliwowo-energetycznej i sektora gazownictwa, w szczególności w zakresie wsparcia wysokosprawnej kogeneracji gazowej, obszaru magazynowania i dystrybucji oraz segmentu poszukiwań i wydobycia▪ Opracowanie propozycji wariantów regulacyjnych umożliwiające mitygację ryzyk wynikających z kontraktów długoterminowych oraz obowiązków ustawowych▪ Przygotowanie propozycji zmian w otoczeniu regulacyjnym sprzyjających rozwojowi nowych segmentów (np. CNG, LNG)

Inicjatywy operacyjne strategii (3/4)

Obszar	Inicjatywy	Cele strategiczne
C Wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwań i wydobywania	5 Utrzymanie wydobywania krajowego ze złóż konwencjonalnych	<ul style="list-style-type: none">Utrzymanie wydobywania przy zachowaniu istniejących koncesji na wydobywanie między innymi poprzez wdrożenie programu intensyfikacji wydobywaniaWdrożenie najlepszych praktyk w eksploatacji złóż w oparciu o system wskaźników porównawczychPoprawa efektywności kapitałowej zagospodarowania zidentyfikowanych zasobówPrzyspieszenie zagospodarowania złóż węglowodorów w Polsce – skrócenie czasu realizacji projektów zagospodarowania złóżPotwierdzenie potencjału krajowych zasobów węglowodorów konwencjonalnych oraz ekonomiki ich wydobywania
	6 Potwierdzenie geologicznego i ekonomicznego potencjału złóż typu <i>shale gas</i> w Polsce	<ul style="list-style-type: none">Oszacowanie rozmiaru zasobów węglowodorów ze złóż typu „shale gas”Pozyskanie partnerów zewnętrznych do realizacji projektów w zakresie poszukiwania gazu ze złóż typu „shale gas”Weryfikacja możliwości ekonomicznie opłacalnego wydobywania w PolsceRealizacja przemysłowego wydobywania węglowodorów niekonwencjonalnych
	7 Rozwój działalności <i>upstream</i> poza granicami Polski	<ul style="list-style-type: none">Rozwój w segmencie poszukiwań i wydobywania kompetencji do zbudowania i zarządzania docelowym portfelem zagranicznych inwestycji o zróżnicowanej charakterystyce (pod względem ryzyka, fazy realizacji projektu)Wzrost wartości segmentu poszukiwań i wydobywania zgodnie z założonymi celami strategicznymi w oparciu o realizację nowych inwestycji poza granicami PolskiOpracowanie i wdrożenie modelu budowy i zarządzania docelowym portfelem aktywów zagranicznych

Inicjatywy operacyjne strategii (4/4)

Obszar

Inicjatywy

Cele strategiczne

D

Zbudowanie fundamentów w wzroście w całym łańcuchu wartości

8 Program Poprawy Efektywności i koncentracja na działalności podstawowej

- Poprawa efektywności działania całej Grupy
- Uzyskanie trwałych oszczędności w obszarze kosztów operacyjnych
- Zwiększenie efektywności wydatkowania środków inwestycyjnych we wszystkich obszarach działalności GK PGNiG
- Redukcja zaangażowania GK PGNiG w aktywa majątkowe i kapitałowe niezwiązane z podstawową działalnością PGNiG (tzw. „non-core”), które osiągają zwrot poniżej WACC

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

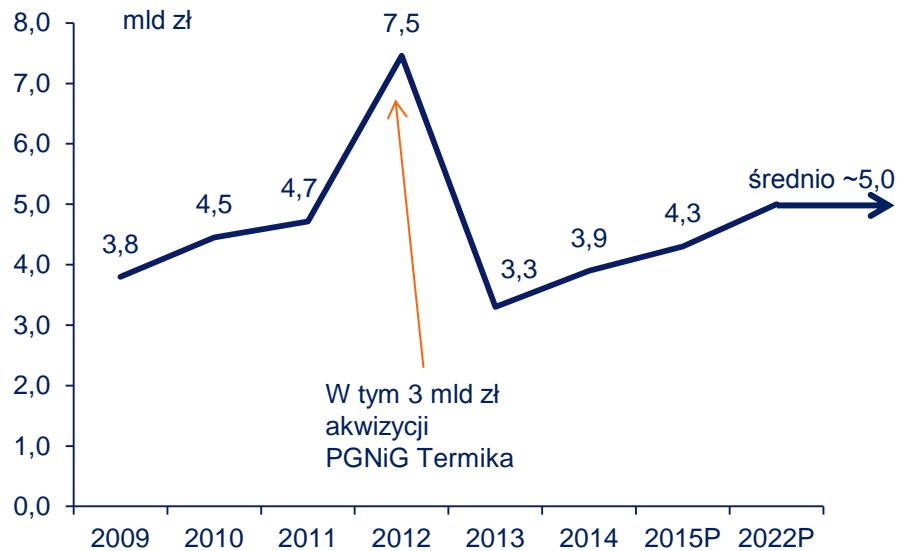
- Zbudowanie zespołów, organizacji i kultury wspierających realizację celów strategicznych GK PGNiG
- Opracowanie i wdrożenie modelu kompetencyjnego dla kluczowych obszarów działalności Grupy mającego na celu zidentyfikowanie i zniwelowanie różnicy pomiędzy kompetencjami wymaganymi a posiadanymi przez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

10 Intensyfikacja działalności badawczo-rozwojowej i poszukiwanie innowacyjnych obszarów wzrostu

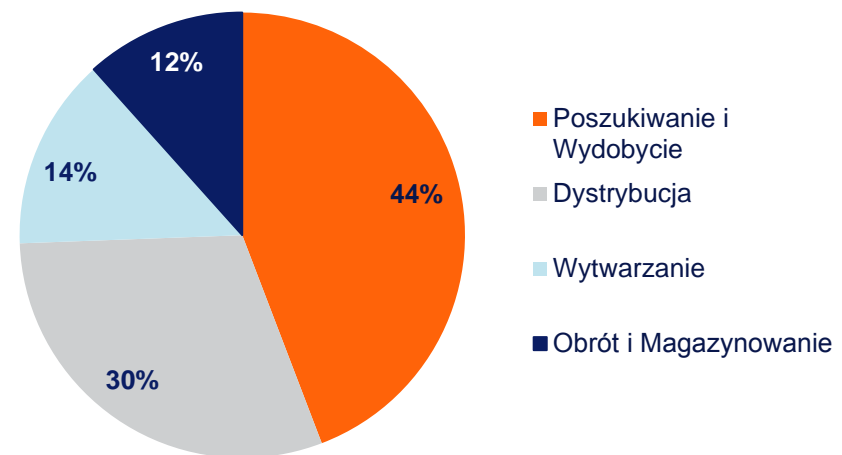
- Stworzenie przewagi konkurencyjnej i maksymalizacja potencjału modelu biznesowego PGNiG poprzez poprawę efektywności technologicznej w obszarze poszukiwania i wydobywania węglowodorów
- Zwiększenie potencjału rozwojowego GK PGNiG poprzez wzrost innowacyjności
- Stworzenie warunków dla dalszego rozwoju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

Planowane wydatki inwestycyjne 2014-2022: 40-50 mld PLN

CAPEX w latach 2009 – 2022 (plan)

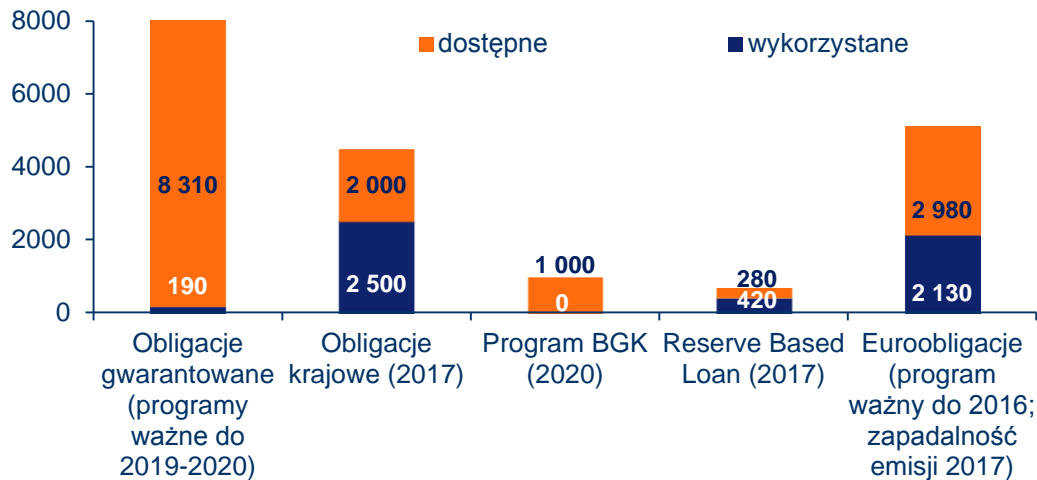


CAPEX na rok 2015: ~ 4,3 mld PLN



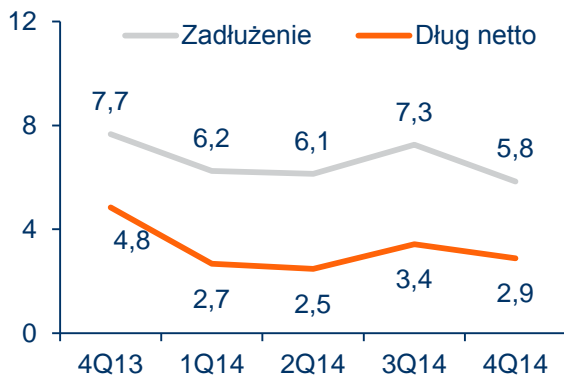
Zadłużenie i źródła finansowania

Źródła finansowania na 31.12.2014r. (m PLN)

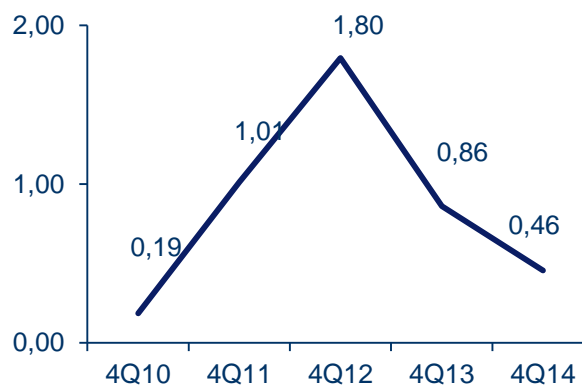


- Niski poziom zadłużenia dobrym punktem wyjściowym do realizacji inwestycji w ramach Strategii 2014-2022.
- Dostępne programy na 14,6 mld PLN, w tym 9,6 mld gwarantowane.
- Dług netto / EBITDA za 2014: 0,46.

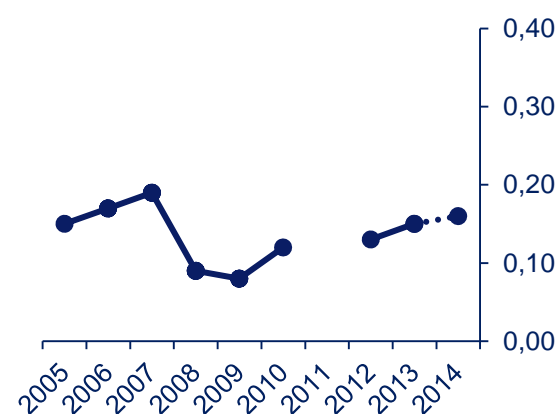
Zadłużenie mld PLN



Dług netto/ EBITDA



Dywidenda na akcję



Mocna pozycja finansowa

Informacje kontaktowe



- **Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.**

ul. M. Kasprzaka 25
01-224 Warszawa

www.pgnig.pl

- **Relacje Inwestorskie**

www.ri.pgnig.pl

Aleksandra Dobosiewicz
Analityk Finansowy

Tel: +48 22 589 46 71

Kom: +48 665 004 847

Faks: +48 22 589 46 02

E-mail: aleksandra.dobosiewicz@pgnig.pl

Adam Kucza

Kierownik Działu

Tel: +48 22 691 82 56

Kom: +48 723 981 353

Faks: +48 22 589 46 02

E-mail: adam.kucza@pgnig.pl

Załącznik



Podstawowe wyniki finansowe 2014 rok



(m PLN)	4Q2013	4Q2014	Δ%
Przychody ze sprzedaży	9 101	11 486	26%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(8 296)	(10 126)	22%
EBITDA	805	1 359	69%
Amortyzacja	(710)	(600)	(15%)
EBIT	95	759	x8
Wynik na działalności finansowej	(86)	(131)	52%
Zysk netto	(162)	686	-

Znaczna poprawa wyniku operacyjnego dzięki niższym kosztom pozyskania gazu.

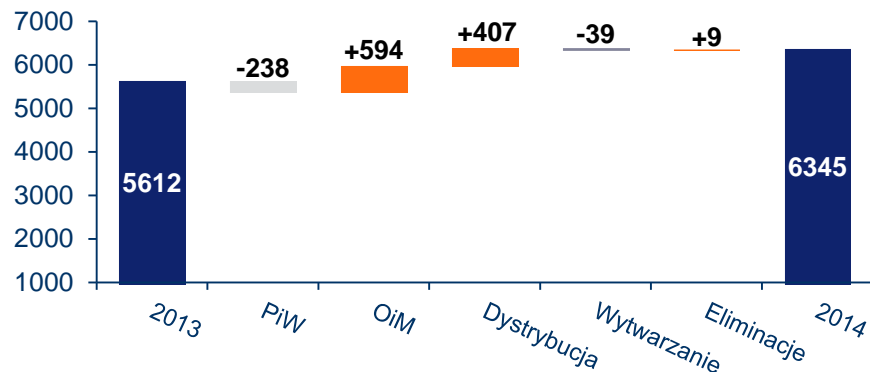
- Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego wyższe o 3 mld PLN, do 9,75 mld PLN w 2014r., przy wolumenie sprzedaży rosnącym o 2,3 mld m³ do 6,8 mld m³ w 2014r. (wpływ obligo giełdowego).
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 0,6 mld PLN, przy wolumenie sprzedaży zmniejszonym o 152 tys. ton R/R (planowe i nieplanowe wstrzymania wydobycia w Norwegii) oraz przy obniżających się cenach ropy średnio 76 USD/bbl w 4Q14 wobec 109 USD/bbl w 4Q13).
- Wyższe o 2,5 mld PLN koszty zakupu gazu, sięgające 7,3 mld PLN w 4Q14 (wpływ obligo).
- Wpływ zdarzeń niegotówkowych (odpisów, rezerw, negatów i spisanej sejsmiki) w 4Q13 na 0,86 mld PLN wobec 0,81 mld PLN w 4Q14.
- W 4Q13 zmiana rezerw aktuarialnych na -251 mln PLN wobec -60 mln PLN w 4Q14 (obniżenie stóp procentowych).
- Zmniejszenie sprzedaży węglowodorów w Norwegii wpłynęło na spadek amortyzacji (metoda naturalna) o 89 mln PLN R/R.
- Częściowe rozwiązanie odpisu na wartości udziałów w spółce EuRoPol GAZ wpłynęło na zysk przed opodatkowaniem na +129 mln PLN (analiza DCF w oparciu o niższe stopy procentowe i wyższy poziom gotówki).

Segmenty – EBITDA w 2014 roku

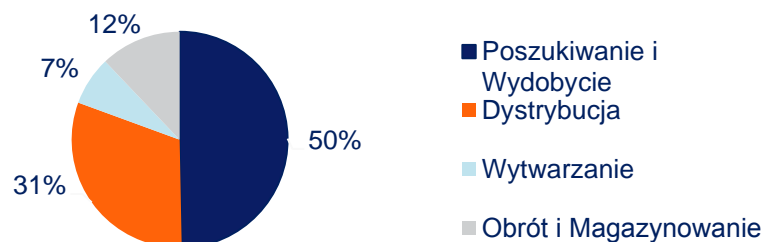
(m PLN)	2013	2014	Δ%	Udział w wyniku Grupy
Poszukiwanie i Wydobywanie	3 381	3143	(7%)	50%
Obrót i Magazynowanie	170	764	350%	12%
Dystrybucja	1 595	2 002	25%	31%
Wytwarzanie	502	463	(8%)	7%
Pozostałe, eliminacje	(36)	(28)	(25%)	-
Razem	5 612	6 345	13%	100%

- Niewielki spadek przychodów ze sprzedaży ropy (0,1 mld PLN) skompensowany takim samym wzrostem sprzedaży gazu ziemnego.
- Większy o -166 mln PLN R/R wpływ odpisów.
- Niższe jednostkowe koszty zakupu gazu.
- W 2013 zwiększenie rezerw aktuarialnej na -141 mln PLN.
- O 123 mln PLN mniejsze R/R koszty bilansowania.
- Wpływ temperatury na wolumeny sprzedaży ciepła i energii elektrycznej oraz niższe ceny Ee.

Wzrost EBITDA segmentów Grupy PGNiG 2013 vs 2014



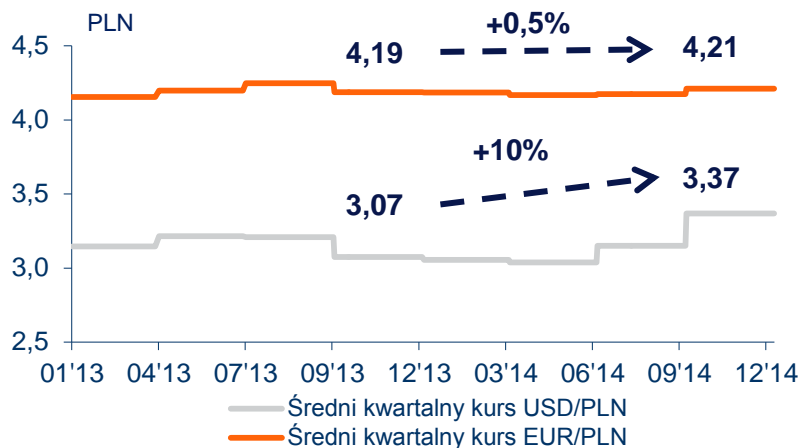
Udział segmentów w wyniku EBITDA GK PGNiG



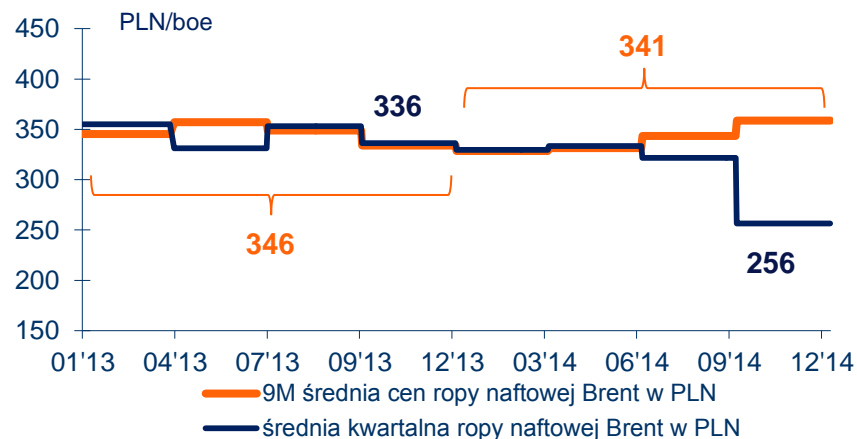
Zdecydowana poprawa wyniku EBITDA

Czynniki wpływające na wynik finansowy

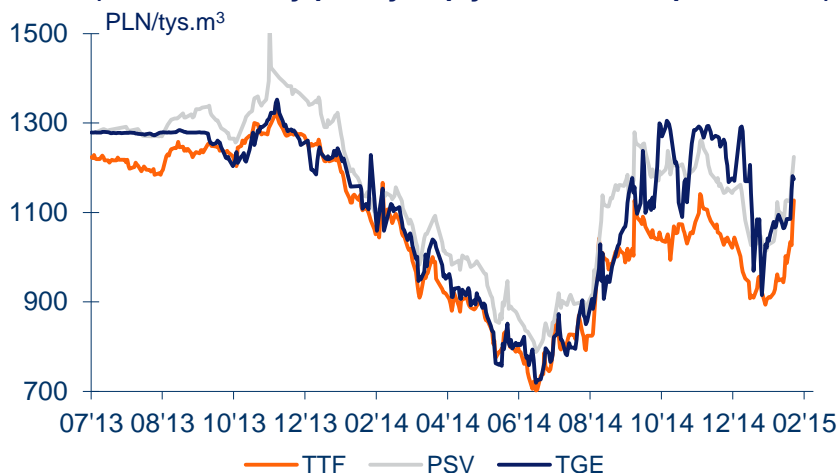
Wzmacnienie USD i stabilne EUR wobec PLN R/R



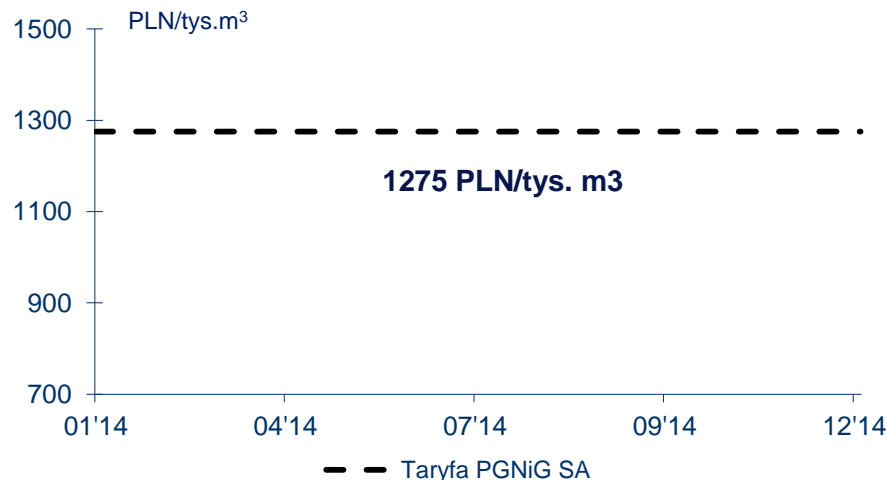
W 2014 wskutek spadku cen ropy i umocnienia dolara 9-miesięczna średnia cen ropy w PLN bez zmian R/R



Zbliżone notowania gazu na TGE i rynkach europejskich (różnice: koszty przesyłu, płynność, liczba podmiotów)



Cena taryfowa PGNiG SA w 2014 do największych klientów



Koszty operacyjne – 2014

(m PLN)	2013	2014	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	17 568	18 750	7%
Energia na cele handlowe	670	1 093	63%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	727	626	(14%)
Paliwa do produkcji ciepła i energii	908	760	(16%)
Świadczenia pracownicze	3 214	2 827	(12%)
Usługa przesyłowa	1 114	1 076	(3%)
Koszt odwiertów negatywnych	132	282	114%
Pozostałe usługi obce	1 562	1 485	(5%)
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	1 520	2 040	34%
▪ zmiana stanu odpisów	491	863	76%
▪ zmiana stanu rezerw	211	319	51%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	983	980	0%
Koszty operacyjne bez amortyzacji	26 432	27 959	6%
Amortyzacja	2 463	2 502	2%
Koszty operacyjne ogółem	28 895	30 461	5%

- Wzrost wolumenu sprzedaży o 2,4 mld m³ R/R do 18,6 mld m³, przy niższych cenach zakupu gazu ziemnego.

- Wzrost obrotu energią elektryczną w PGNiG SA i PST.

- Niższe zużycie i cena jednostkowa węgla z transportem.

- W 2013r. ujęte -251mln PLN zwiększenia rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne (-27 mln PLN w 2014r.) oraz o 82 mln PLN mniejsze rezerwy na nagrodę roczną z zysku.

- 16 negatów spisanych w 2014r., z czego 1 na szelfie norweskim, wobec 10 negatów w 2013r. Ostateczna wartość negatów w 4Q14 to 125 mln PLN.

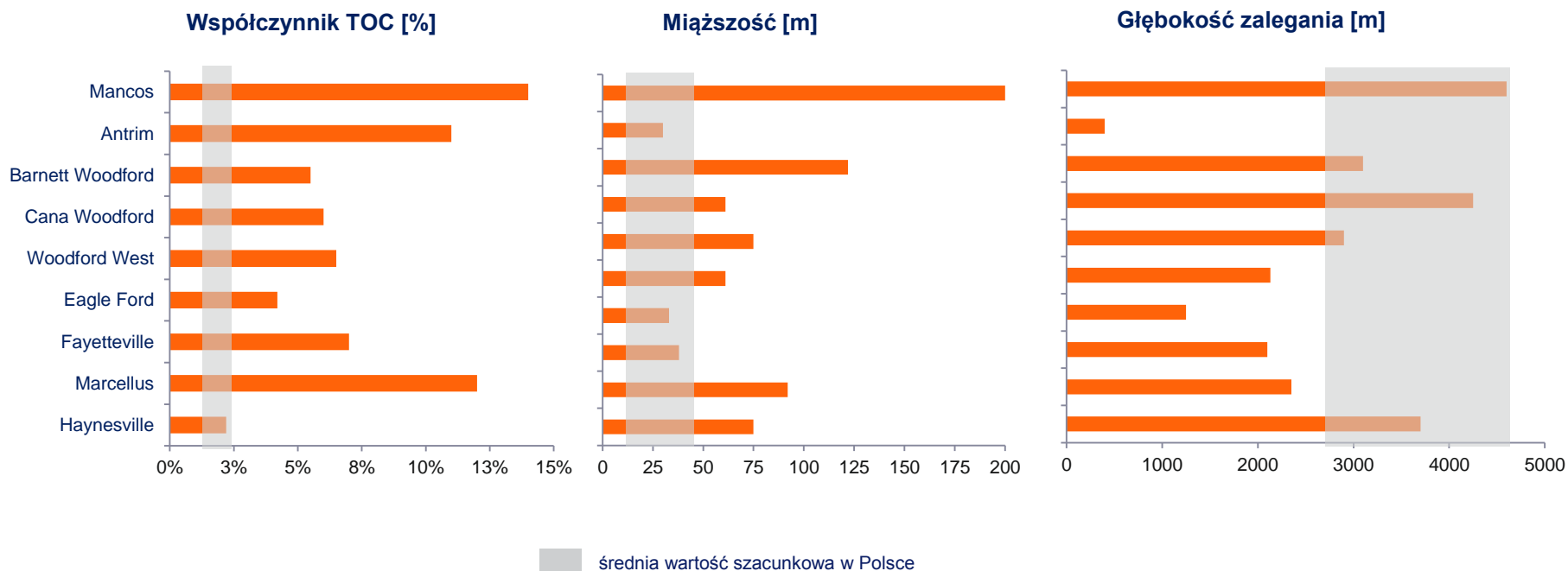
- W 2014r. -720 mln PLN odpisu związane na aktywach trwałych (w tym -428 mln PLN na majątku kopalnianym i -238 mln PLN na aktywach poszukiwawczych) wobec -552 mln w 2013r.

- W 2014r. zwiększenie rezerwy na białe certyfikaty o 85 mln PLN do -219 mln PLN oraz rezerwy na likwidację odwiertów do -39 mln PLN.

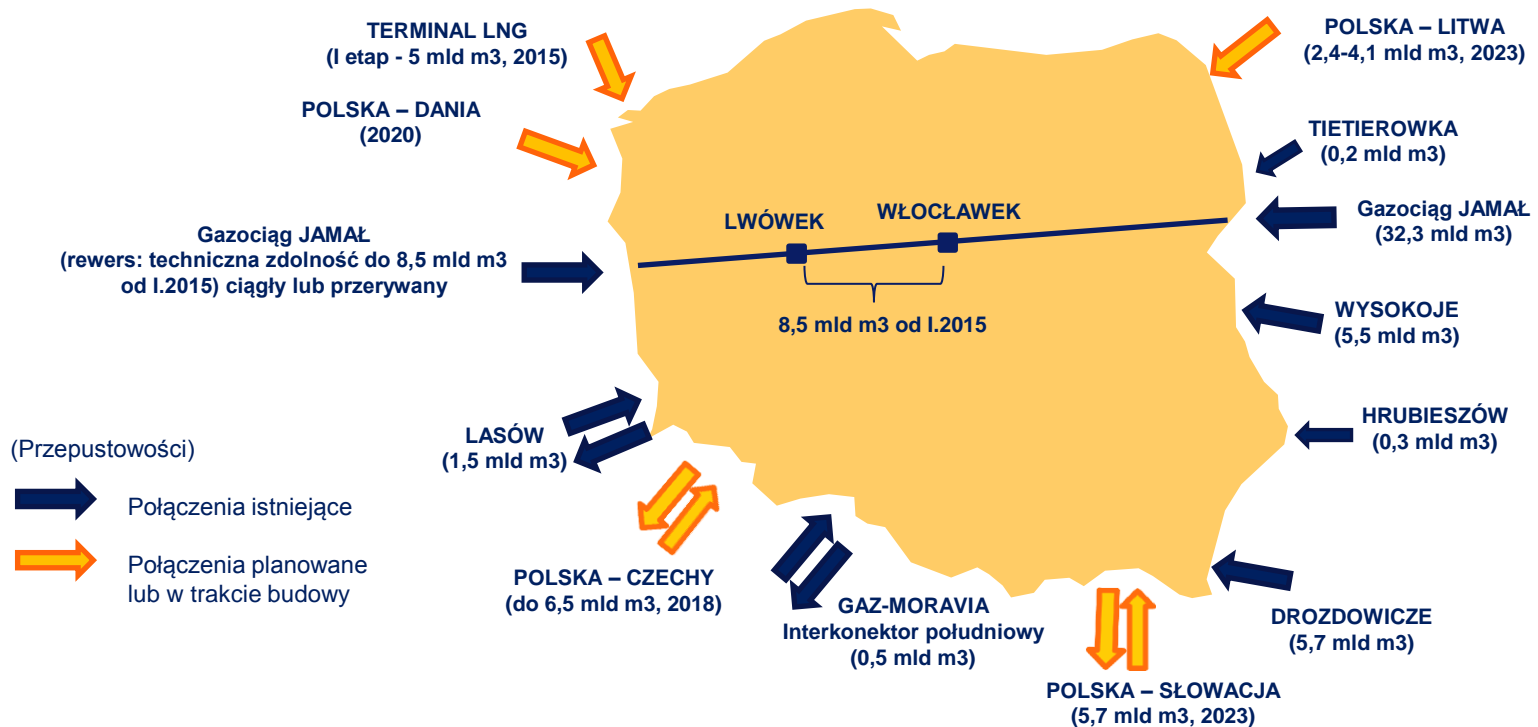
**W 2014r. wpływ -1,5 mld PLN zdarzeń niegotówkowych*
wobec -0,9 mld PLN rok wcześniej**

Wyzwania geologiczne – Polska a USA

- **współczynnik TOC** (Total Organic Carbon) - zawartość materii organicznej w skale- określa ile gazu można pozyskać ze złoża. W Polsce średnio ok. 2-5%, w USA nawet 2-14%.
- **miąższość** - grubość warstwy skały macierzystej - im większa miąższość tym większa możliwość pozyskania surowca. W Polsce średnio miąższości horyzontalne ok. 30-70 m, w USA 20-200 m.
- **głębokość zalegania** – głębokość, na której możliwa jest eksploatacja złoża. W Polsce skały łupkowe zwykle na większych głębokościach (3000-4000 m), w USA (400-4600 m).
- **skład mineralogiczny** – zawartość składników mineralnych w skale macierzystej. W Polsce głównie mułowce i iłowce, które trudniej jest szczelinować.



Kierunki dostaw gazu

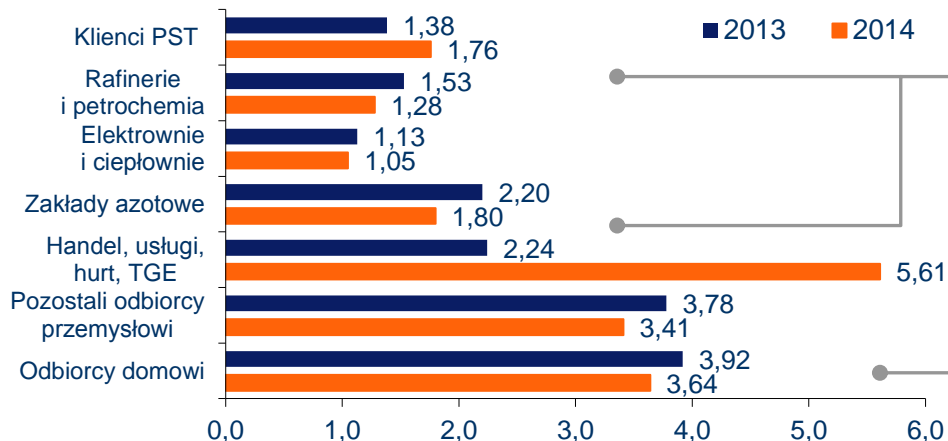


Założenia dywersyfikacji dostaw:

- Zwiększenie poziomu bezpieczeństwa dostaw;
- Uniknięcie przerw w dostawach gazu;
- Zmniejszenie zależności od jednego kierunku dostaw (60% sprzedaży w 2013 pokrył gaz importowany ze wschodu);
- Umożliwienie importu wyższych wolumenów gazu (popyt na gaz rośnie, zaś obecne punkty wejścia są przeciążone);
- Zbilansowanie źródeł dostaw gazu.

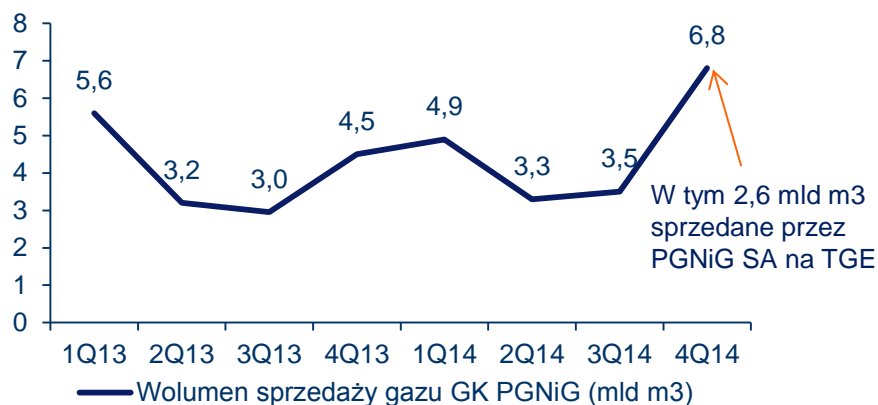
Obrót i Magazynowanie

Grupa PGNiG (PGNiG SA, PGNiG Obrót Detaliczny, PST) – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców (mld m³)

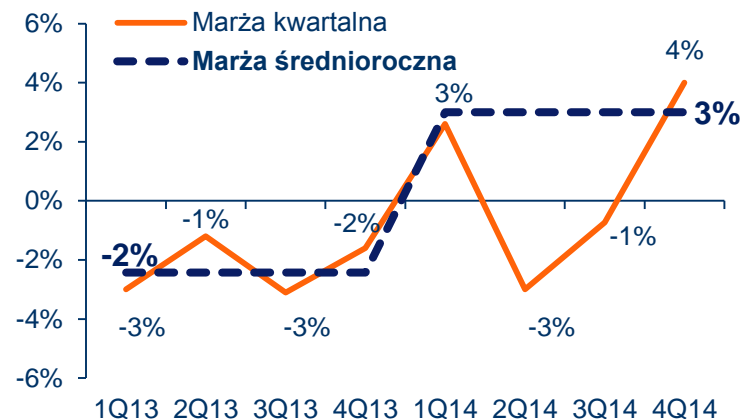


- W grupie zakładów azotowych i rafinerii zauważalne zmniejszenie R/R sprzedaży w kontraktach bilateralnych w 2014r. o odpowiednio 0,4 i 0,25 mld m³ przypuszczalnie ze względu na atrakcyjne ceny na TGE i rynkach Europy Zachodniej.
- 3,74 mld m³ sprzedane poprzez TGE z fizyczną dostawą w 2014r., w tym 2,6 mld m³ w samym 4Q14.
- Istotny wpływ cieplejszej zimy na zużycie gazu ziemnego przez odbiorców domowych i elektrociepłownie.

Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w 2014 wyższa R/R o 2,3 mld m³



Marża na sprzedaży gazu E w PGNiG SA i PGNiG Obrót Detaliczny



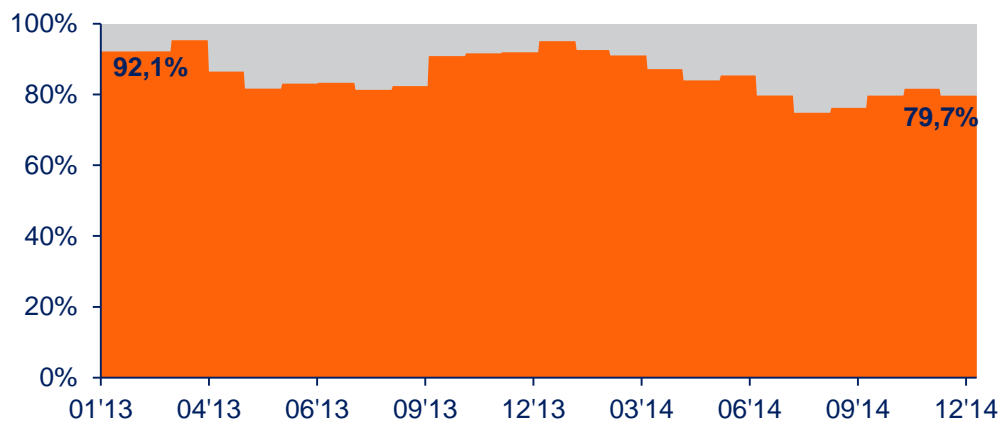
Wolumeny sprzedaży gazu i zmiany na rynku gazu



Wolumen sprzedaży gazu (m3)	4Q2013	4Q2014	Δ%
Grupa PGNiG	4 467	6 797	52%
PGNiG SA	4 102	3 907	(5%)
w tym PGNiG SA poprzez TGE	38	2 576	-
PGNiG Obrót Detaliczny	0	2 388	-
PGNiG Sales & Trading	356	488	37%

- Od 01.08.2014r. wolumen sprzedaży gazu przez Grupę PGNiG zawiera zarówno sprzedaż giełdową PGNiG SA, jak i sprzedaż PGNiG OD do klientów końcowych i na giełdzie.
- Sprzedaż PGNiG OD uwzględnia również gaz zaazotowany, który został ujęty w tabeli w ekwiwalencie gazu E.
- Od stycznia 2013r. do grudnia 2014r. udział PGNiG w imporcie gazu do Polski obniżył się o 12 punktów procentowych, do 79,7% - co nie jest równoznaczne z posiadaniem udziału w rynku. Oznacza to wzrost aktywności innych podmiotów na liberalizującym się rynku gazu, w tym odbiorców końcowych. Aktywność ta rosła na skutek niskich cen gazu na rynkach zachodnich (3Q2014), na których ceny nie podlegają urzędowej regulacji.
- Dane na wykresie pochodzą z publikowanych przez OGP Gaz-System wolumenów gazu przesyłanych przez interkonektory i obrazują udział PGNiG SA w przepływach gazu do Polski (bez tranzytu gazociągami jamalskim ale z uwzględnieniem gazu sprowadzanego do Polski przez inne podmioty na potrzeby dalszego eksportu z kraju).

Średniomiesięczny udział PGNiG w imporcie gazu do Polski*

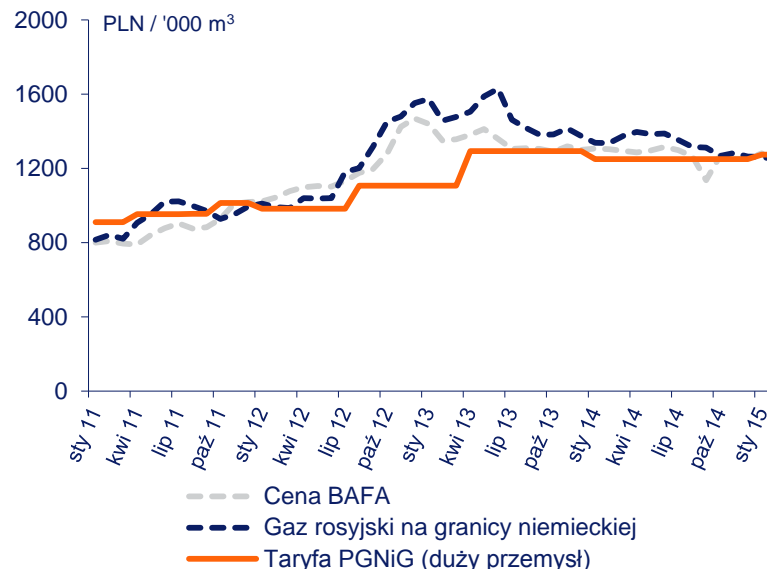


Liberalizacja rynku gazu wpływa na udział rynkowy PGNiG oraz strukturę sprzedaży

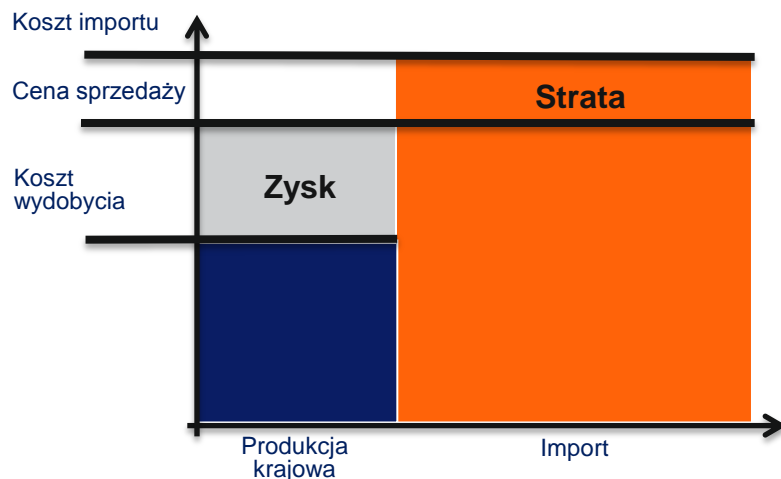
Model taryfowy w Polsce

Typ działalności	Mechanizm regulacji
Sprzedaż bezpośrednia	Brak
Obrót hurtowy – gaz wysokometanowy	Koszt importu + koszt wydobycia (z uwzględnieniem zwrotu z kapitału w działalność wydobywczą) + koszty operacyjne + marża
Magazynowanie	Koszt + zwrot z kapitału (7,4% WACC x 4 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)
Dystrybucja	Koszt + zwrot z kapitału (7,2% WACC x 11,9 mld zł WRA – luka 150m zł)

Średnia importowa cena gazu do Niemiec wg BAFA, cena gazu rosyjskiego na granicy niemieckiej oraz taryfa PGNiG



Taryfa na paliwo gazowe oparta o średnioważony koszt gazu: tańsza produkcja własna subsydiuje import



- Urząd Regulacji Energetyki zaproponował liberalizowanie polskiego rynku gazu poprzez „obligo giełdowe”, czyli wolumen gazu ziemnego, który powinien zostać sprzedany przez spółkę obrotu na Towarowej Giełdzie Energii. URE zamierza stopniowo znosić taryfy dla poszczególnych segmentów wśród odbiorców przemysłowych.
- Poziomy obligo giełdowego: 30% w 2013, 40% od 01.01.2014, max. 55% od 01.01.2015

Wolumeny operacyjne



WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG (mln m3)										
	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	1 876,0	440,4	475,2	481,9	478,5	1 890,5	483,1	481,2	483,5	442,7
w tym w Polsce	1 457,4	367,6	361,4	361,6	366,8	1 550,5	383,8	386,8	387,2	392,7
w tym w Norwegii	418,6	72,8	113,8	120,3	111,7	340,0	99,3	94,4	96,3	50,0
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	2 627,2	691,5	581,6	650,4	703,7	2 691,8	736,8	618,6	603,9	732,5
w tym w Polsce	2 569,2	677,2	566,9	635,9	689,5	2 666,9	721,8	608,7	603,9	732,5
w tym w Pakistanie	58,0	14,3	14,7	14,5	14,2	24,9	15,0	9,9	0,0	0,0
RAZEM (przeliczony na E)	4 503,1	1 131,8	1 056,8	1 132,3	1 182,2	4 582,3	1 219,9	1 099,8	1 087,4	1 175,2
Wydobycie razem przeliczone na kboe/d	77,6	77,4	72,3	78,3	82,6	79,0	83,4	75,2	75,2	82,1
SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG (mln m3)										
	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	17 260,7	6 372,6	3 284,3	3 078,2	4 525,6	15 005,6	4 132,0	2 731,4	2 964,5	5 177,7
w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG	1 759,5	488,1	362,7	444,1	464,7	1 382,8	356,0	306,2	271,4	449,2
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	1 341,8	424,5	271,6	271,2	374,6	1 202,4	350,6	220,1	245,3	386,5
RAZEM (przeliczony na E)	18 602,5	6 797,0	3 555,9	3 349,4	4 900,2	16 208,1	4 482,6	2 951,5	3 209,8	5 564,2
IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA (mln m3)										
	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013
Razem	9 699,8	2 422,8	2 142,6	2 593,9	2 540,5	10 849,6	2 663,6	2 245,0	2 481,0	3 460,0
w tym: kierunek wschodni	8 097,1	1 751,4	1 805,0	2 515,2	2 025,5	8 733,7	1 792,7	1 885,0	2 272,0	2 784,0
ROPA NAFTOWA w GK PGNiG (tys. ton)										
	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	1 207,4	271,3	304,3	309,8	322,0	1 098,5	309,4	327,3	233,1	228,7
w tym w Polsce	789,1	214,5	188,2	183,7	202,7	815,2	215,3	218,1	177,8	204,0
w tym w Norwegii	418,4	56,9	116,1	126,1	119,3	283,3	94,1	109,2	55,3	24,7
Wydobycie razem przeliczone na kbb/d	24,2	21,6	24,2	25,0	26,2	22,1	24,7	26,1	18,8	18,6
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	1 169,3	248,5	261,6	372,6	286,6	1 105,5	400,9	255,1	242,9	206,6
w tym w Polsce	779,9	212,8	180,9	185,0	201,2	808,7	221,7	212,7	180,3	194,1
w tym w Norwegii	389,4	35,7	80,7	187,6	85,4	296,8	179,2	42,4	62,6	12,5
PGNiG TERMIKA										
	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) (TJ)	36 617,0	12 980,3	2 866,7	5 336,1	15 433,9	40 174,5	12 530,1	3 367,4	5 765,6	18 511,4
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) (GWh)	3 555,4	1 131,5	386,1	647,6	1 390,2	3 772,2	1 188,9	444,6	613,0	1 525,7