



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

Prezentacja inwestorska

Wyniki finansowe Q2 oraz FY 2015

Wrzesień 2016



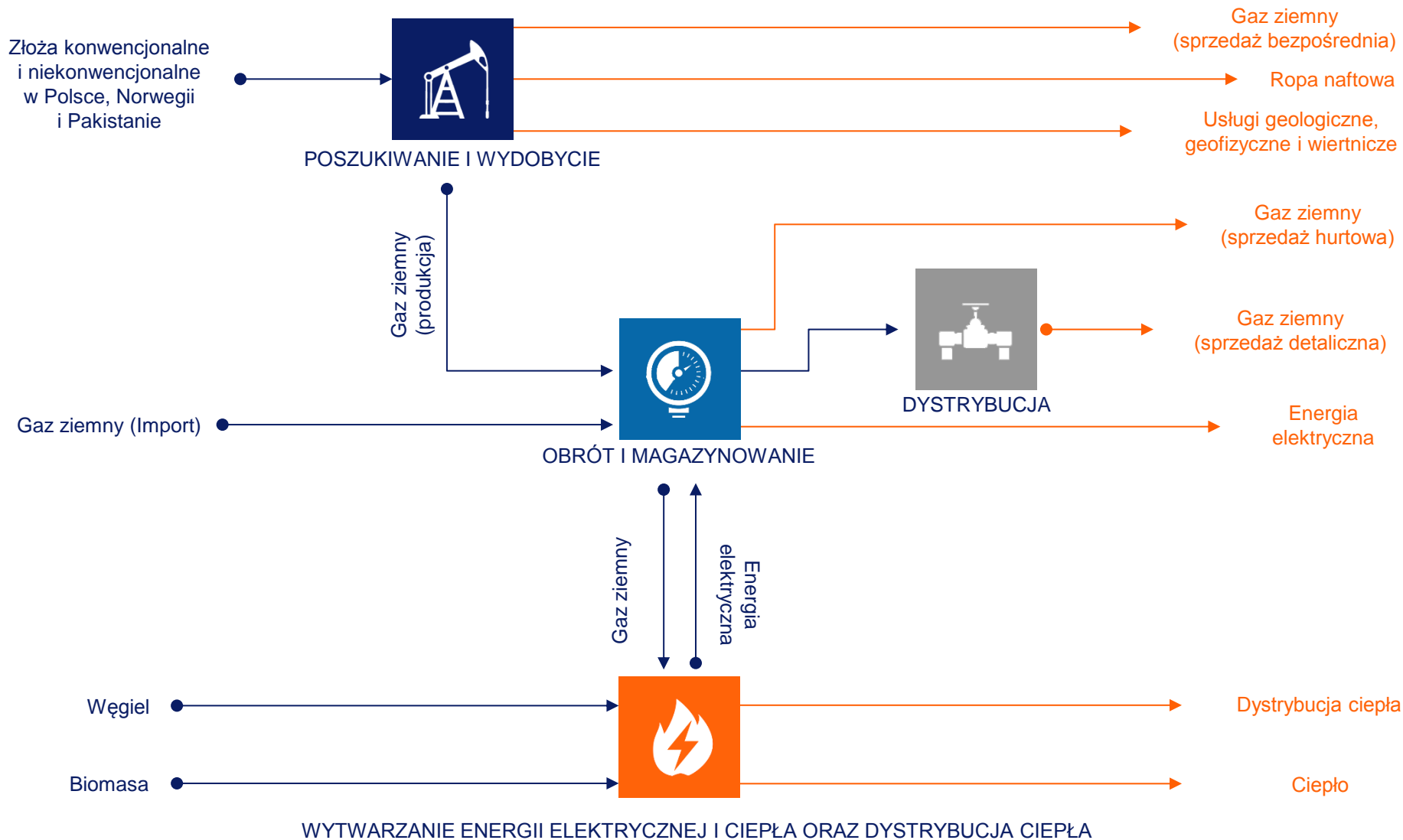
Spis treści

- > 1. Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce
- > 2. Segmenty Grupy PGNiG
 -  > Poszukiwanie i Wydobywanie
 -  > Obrót i Magazynowanie
 -  > Dystrybucja
 -  > Wytwarzanie
- > 3. Strategia, nakłady, finansowanie
- > 4. Załącznik – Wyniki finansowe GK PGNiG



Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce

Wiodąca zintegrowana grupa w polskim sektorze gazowo – naftowym

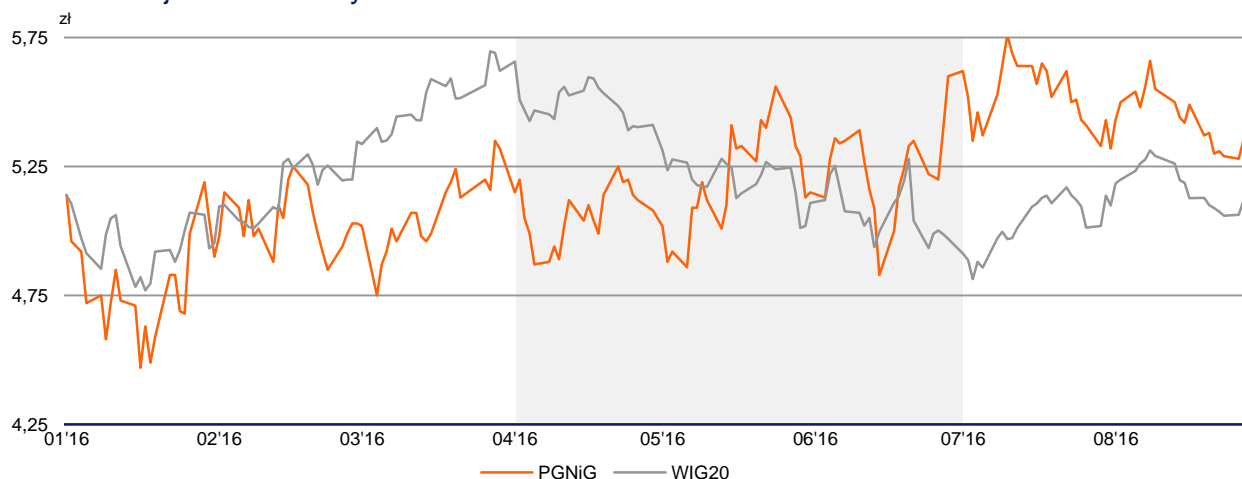


Czwarta największa polska spółka notowana na GPW**

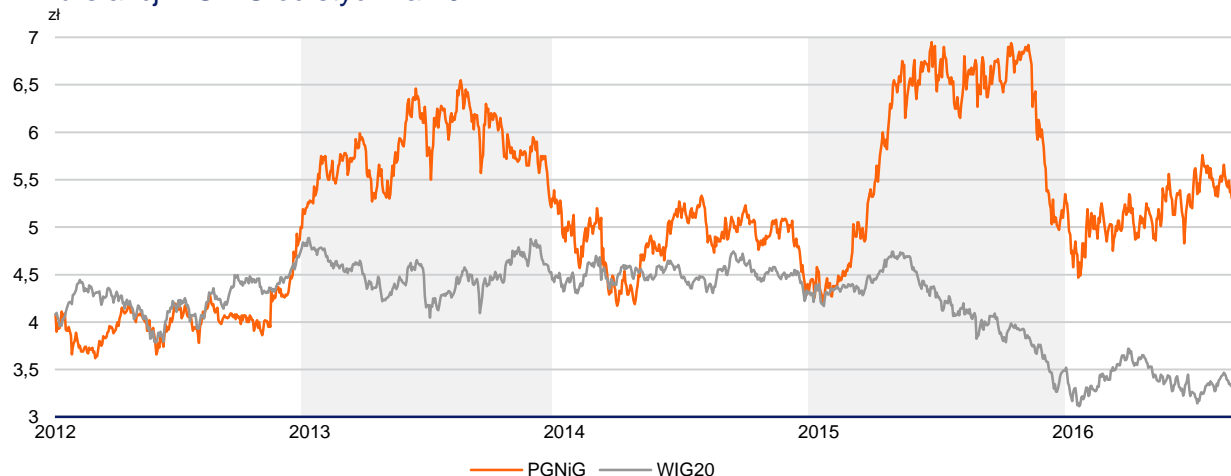


- > Notowana na GPW od września 2005 r.
- > Kapitalizacja rynkowa 31 mld zł*
- > Znaczący udział w indeksie WIG20: 5,6%

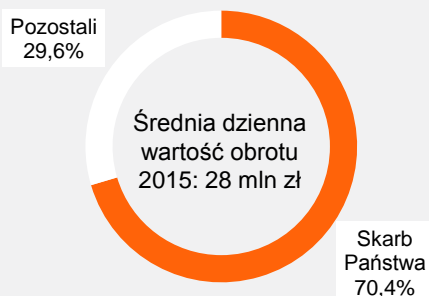
> Kurs akcji PGNiG od stycznia 2016 r.



> Kurs akcji PGNiG od stycznia 2012 r.

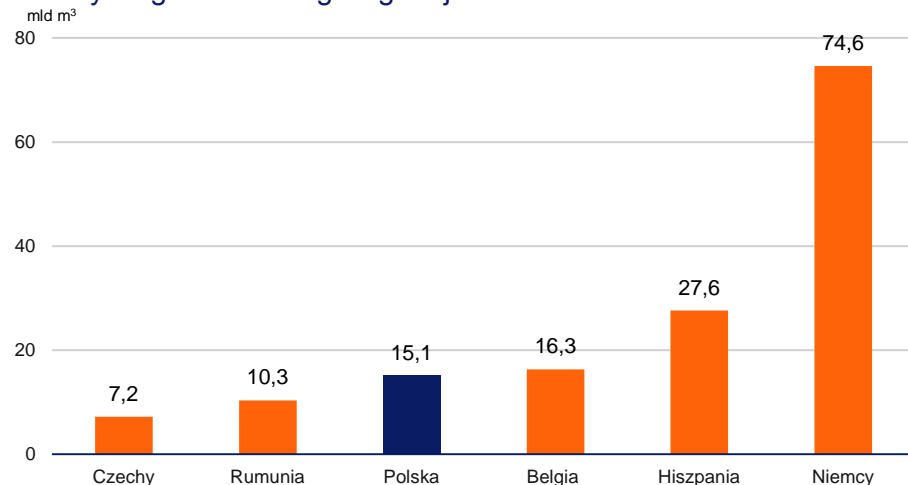


> Struktura akcjonariatu (stan na 30.06.2016 r.)

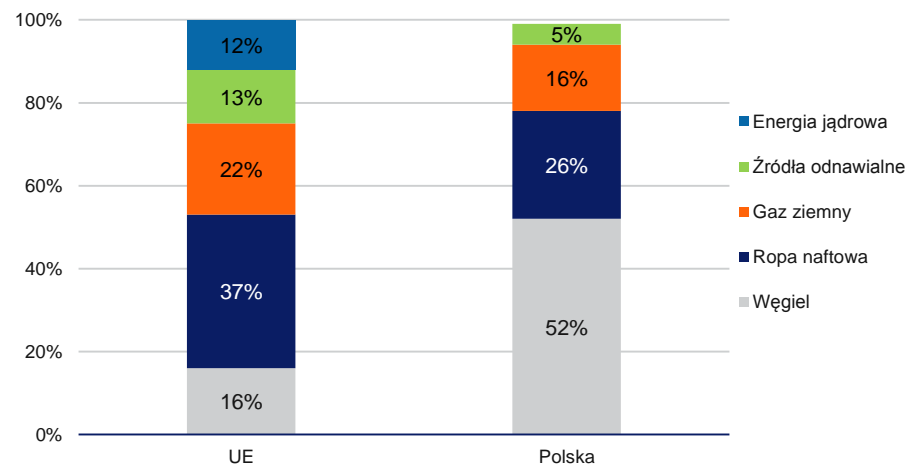


Rynek gazu w Polsce: Niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

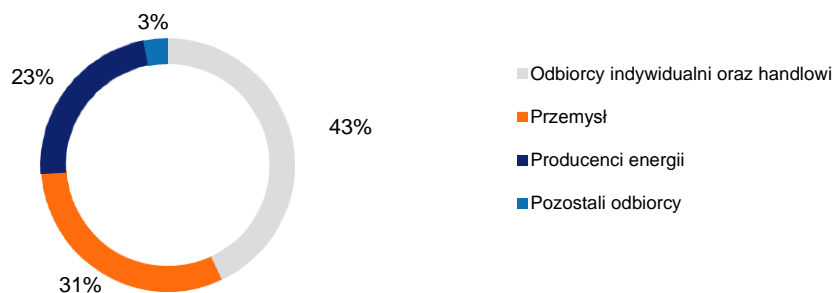
> Zużycie gazu ziemnego wg krajów w 2015 r.



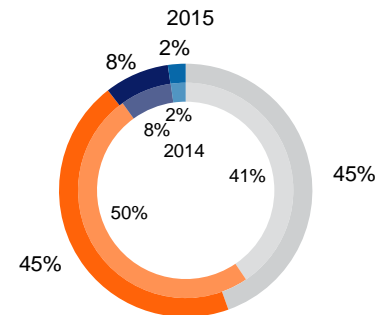
> Zużycie energii pierwotnej w 2015 r.



> Sprzedaż gazu według sektorów w Unii Europejskiej w 2014 r.

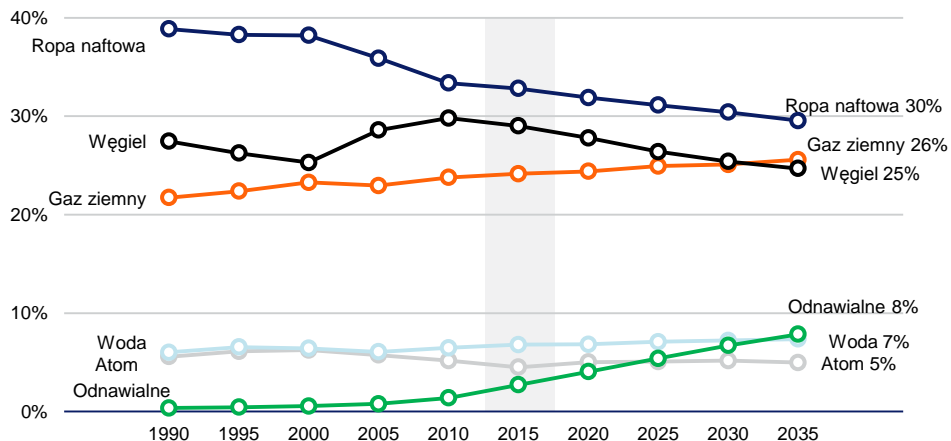


> Sprzedaż gazu przez PGNiG według sektorów w 2014 i 2015 r.

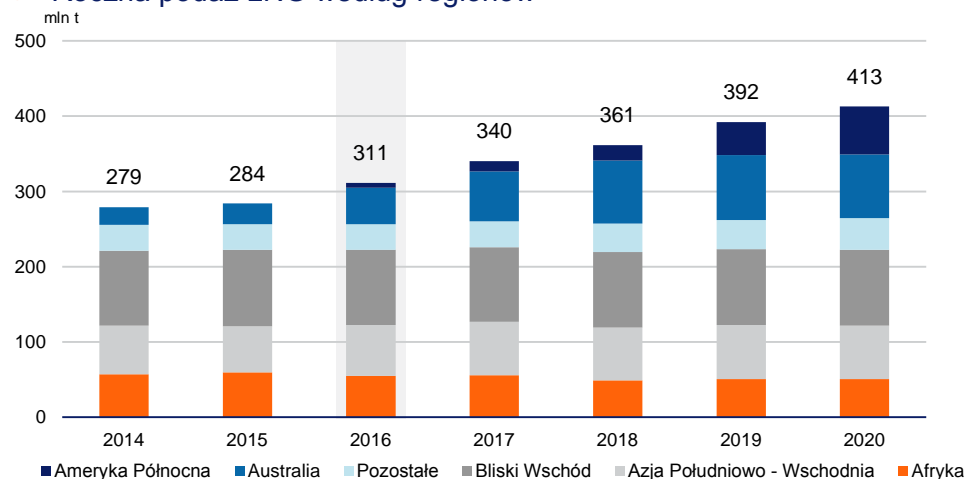


Rynek gazu na świecie

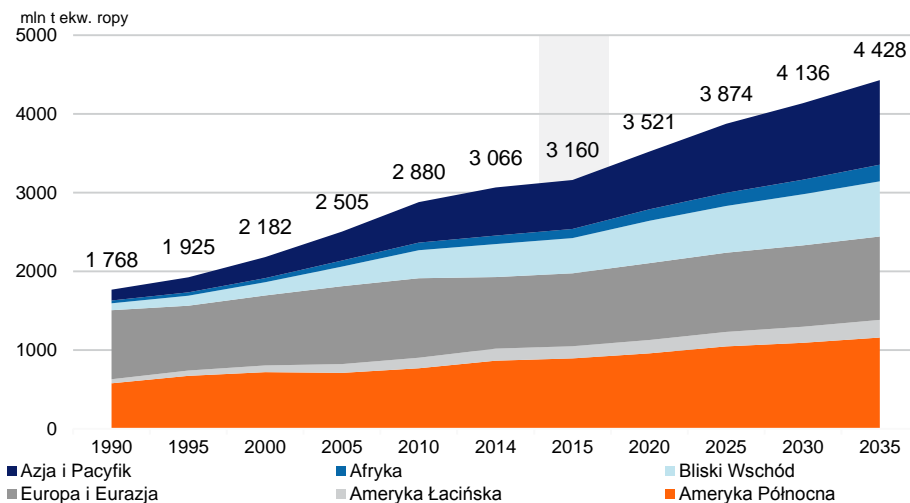
Zużycie energii pierwotnej na świecie



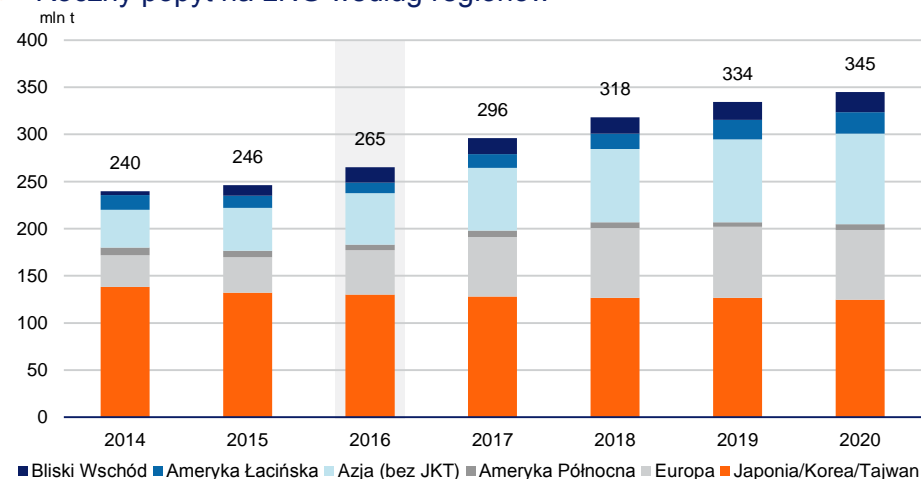
Roczna podaż LNG według regionów

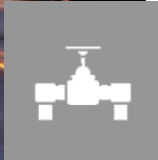


Popyt na gaz ziemny



Roczny popyt na LNG według regionów





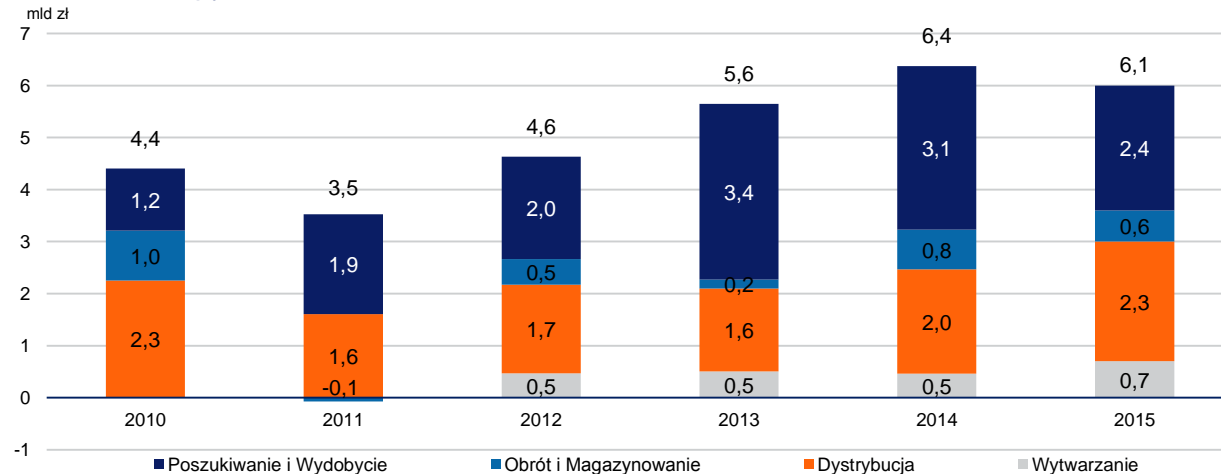
Segmenty Grupy PGNiG

Wyniki finansowe Grupy PGNiG w latach 2010-2015

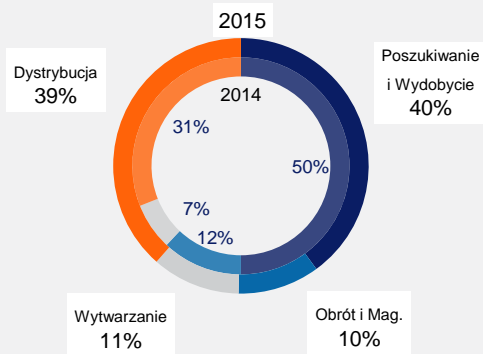


- > Piąta największa spółka w Europie Środkowo-Wschodniej*
- > Trzecia największa spółka paliwowa w regionie*
- > Stabilny poziom EBITDA dzięki zdywersyfikowanemu źródłom przychodów

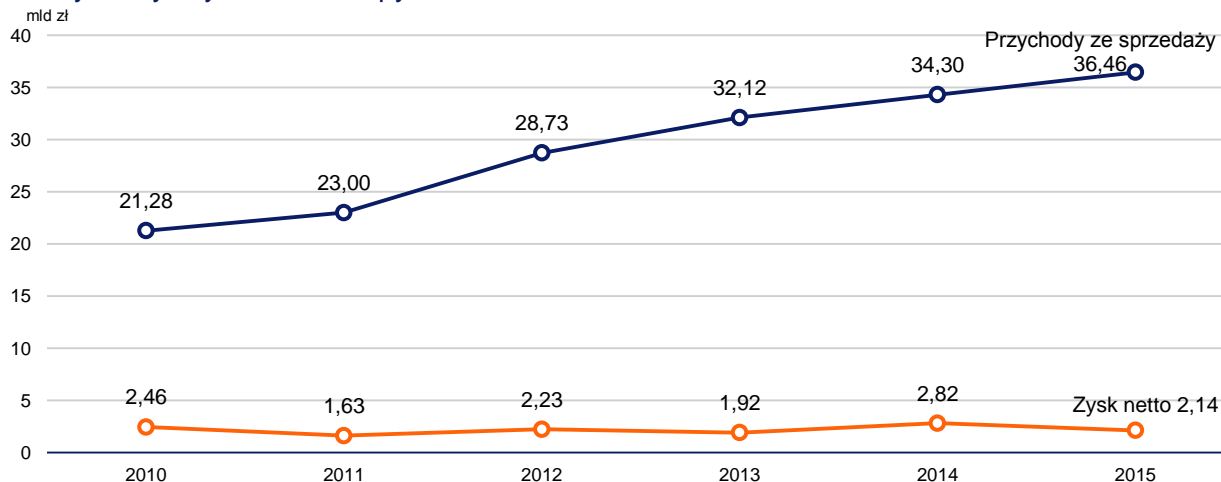
> EBITDA Grupy PGNiG**



> Udział segmentów w EBITDA



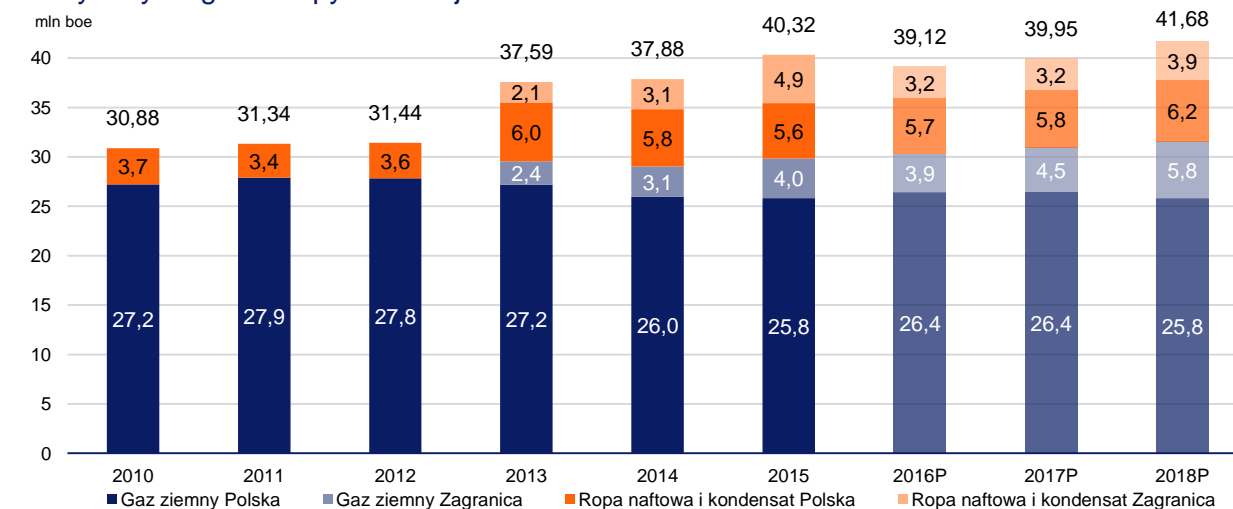
> Przychody i zysk netto Grupy PGNiG



Zakres działań poszukiwawczych i wydobywczych

- > PGNiG to lider działalności poszukiwawczo-wydobywczej ropy i gazu w Polsce

> Wydobycie gazu i ropy naftowej*



Złóża PGNiG w Polsce:

- > udokumentowane złoża gazu 504 mln boe (78,1 mld m³)**
- > udokumentowane złoża ropy 131 mln boe (17,9 mln ton)

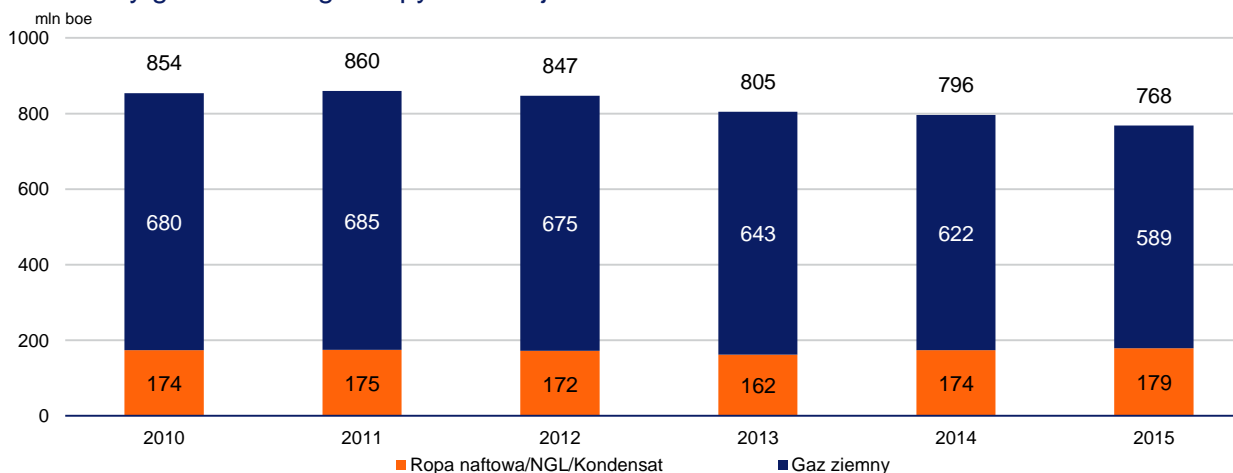
Koncesje na ropę i gaz:

- > 61 na poszukiwanie i rozpoznawanie
- > 227 na wydobywanie

Działalność poszukiwawcza i wydobywcza:

- > 57 kopalń gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce
- > Ponad 2 tys. odwiertów eksploatacyjnych

> Zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej

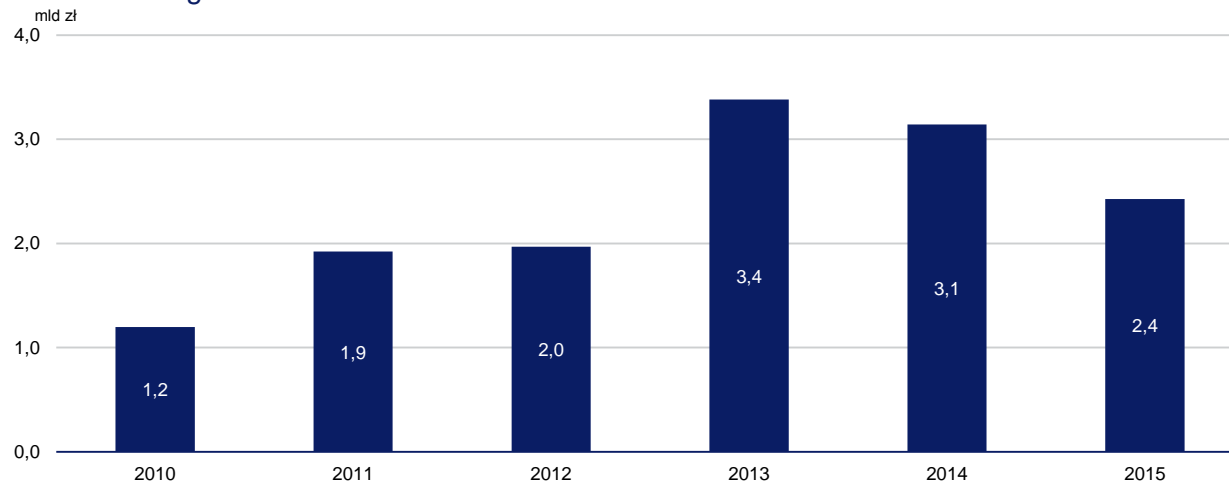


Wyniki finansowe segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie

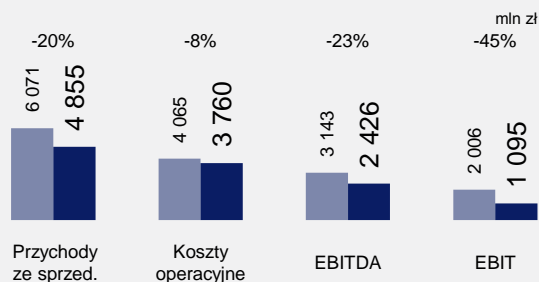
> Niskie ceny ropy naftowej wpływają na wyniki PiW

- > Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe w 2015 r. o 0,7 mld zł
- > Wpływ netto zawiązanych/rozwiązanych odpisów oraz spisanych w koszty odwertów negatywnych i sejsmiki: -846 mln zł w 2015 r. -1,037 mld zł w 2014 r.

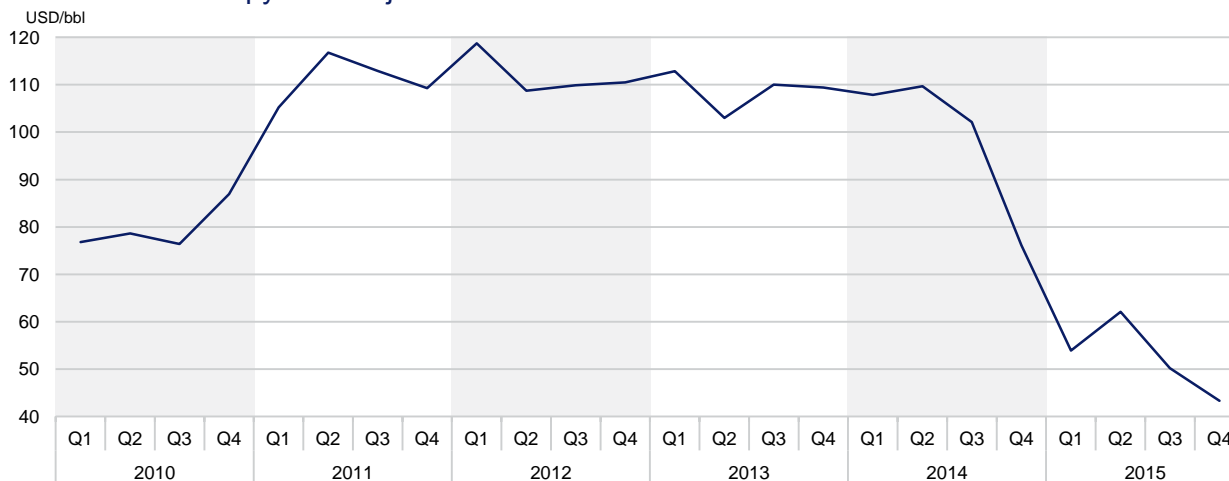
> EBITDA segmentu



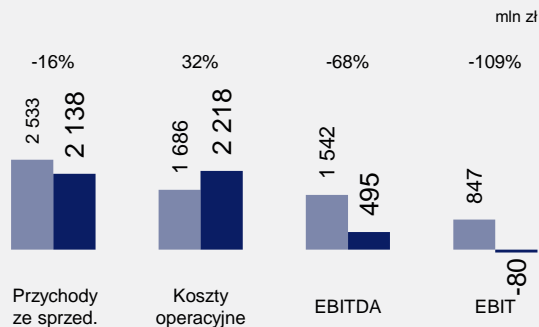
> Wyniki segmentu za FY 2015



> Średnia cena ropy naftowej



> Wyniki segmentu za H1 2016



Działalność zagraniczna – Norwegia

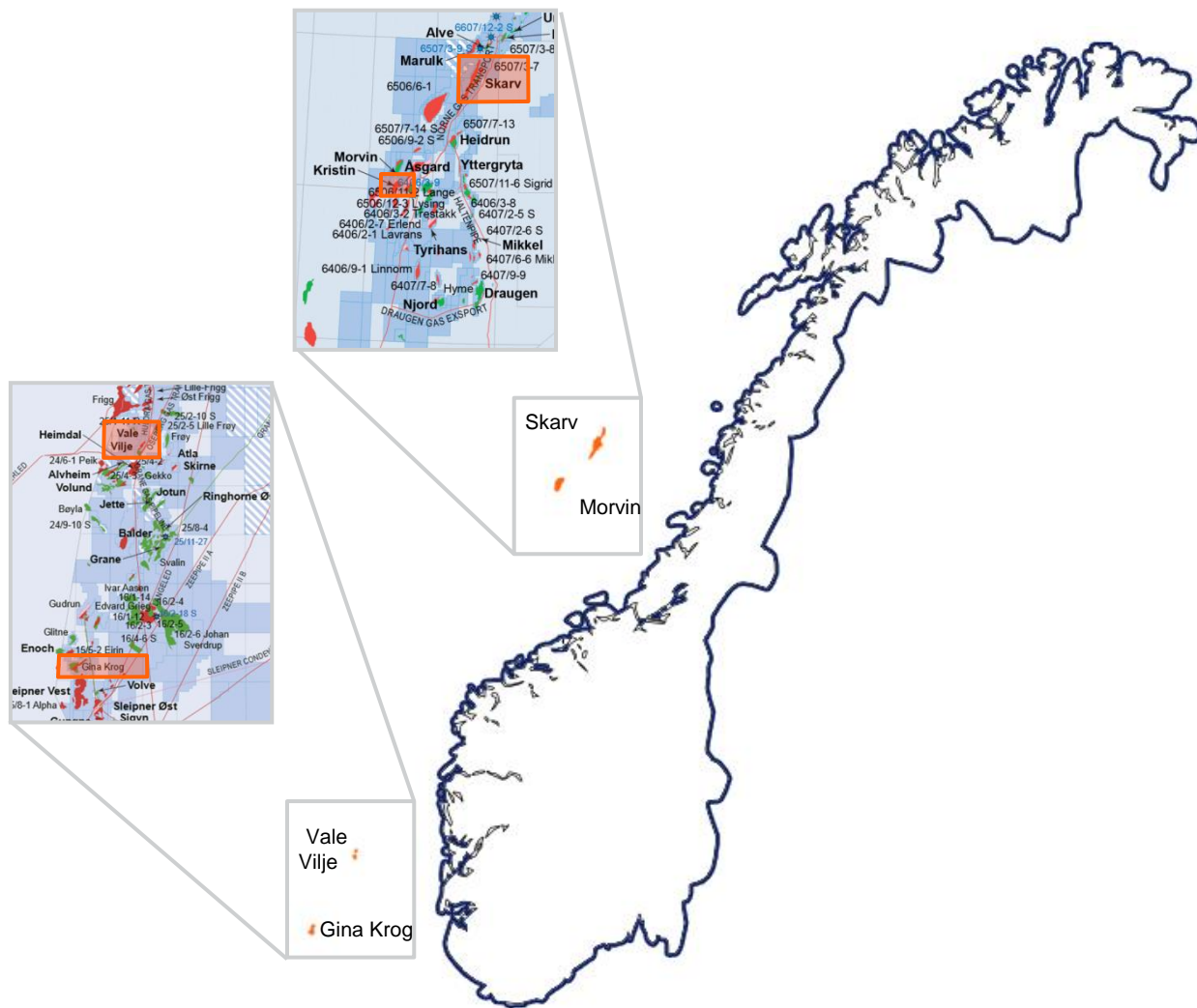
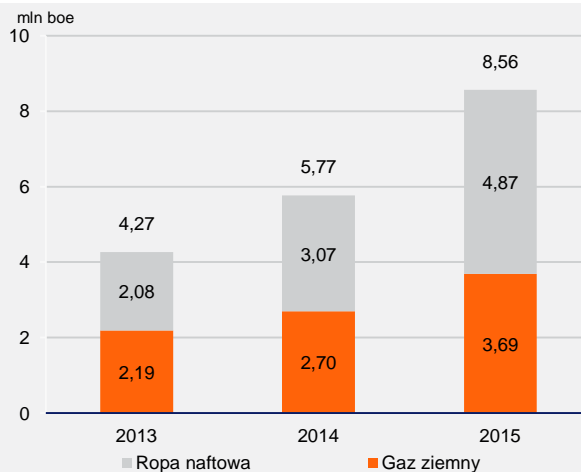
Liczba licencji 19

Koszt zakupionych licencji (Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog) 360 mln USD (Skarv) 1,95 mld NOK

CAPEX Skarv (wyłącznie PGNiG) ok. 800 mln USD

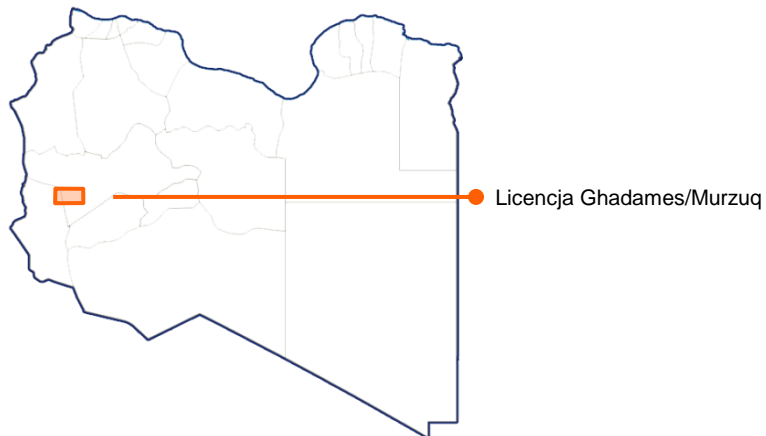
Wydobywalne zasoby licencji (2P) dla PGNiG 59 mboe (Skarv) 29 mboe (Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog)

Produkcja w Norwegii



Działalność zagraniczna – Afryka i Azja

> Aktywa w Afryce: Libia



data umowy	25 lutego 2008
udziały	PGNiG - 100%
obszar	5 494 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

Q4 2013: odpis 420 mln zł na całej wartości aktywów w Libii oraz rezerwa 137 mln zł na zobowiązania koncesyjne

Zgłoszenie Siły Wyższej

> Aktywa w Azji: Pakistan



data umowy	18 maja 2005
udziały	PGNiG 70% Pakistan Petroleum 30%
obszar	956 km ²
położenie	provincia Sindh, blok Kirthar
zobowiązania	2 odwierty, 100 km sejsmiki 2D (wypełnione)
szacowane zasoby	11,5 mld m ³ gazu 4,5 mld m ³ gazu (formacja Pab)

Otwór Rizq-1 udokumentował obecność drugiego złoża na koncesji Kirthar.

Instalacja napowierzchniowa (koszt: 13 mln \$) umożliwi wzrost wydobywania do 800 m³/min

Pozyskanie i sprzedaż gazu

Działalność segmentu Obrót i Magazynowanie:

- > sprzedaż gazu ziemnego, importowanego i wydobytego ze złóż krajowych; magazynowanie gazu, sprzedaż i obrót energią elektr.

Rosnący rynek w Polsce: CAGR +1,6% 2005-2015

Kontrakt Jamalski z firmą Gazprom na dostawy gazu do 2022 roku:

- > Do 10,2 mld m³ rocznie, 85% Take-or-Pay
- > Zmiana formuły cenowej w Q4 2012 ze 100% powiązania z ceną ropy naftowej na mix ropy oraz cen spotowych gazu

Kontrakt z Qatargas na dostawy LNG (do 2034):

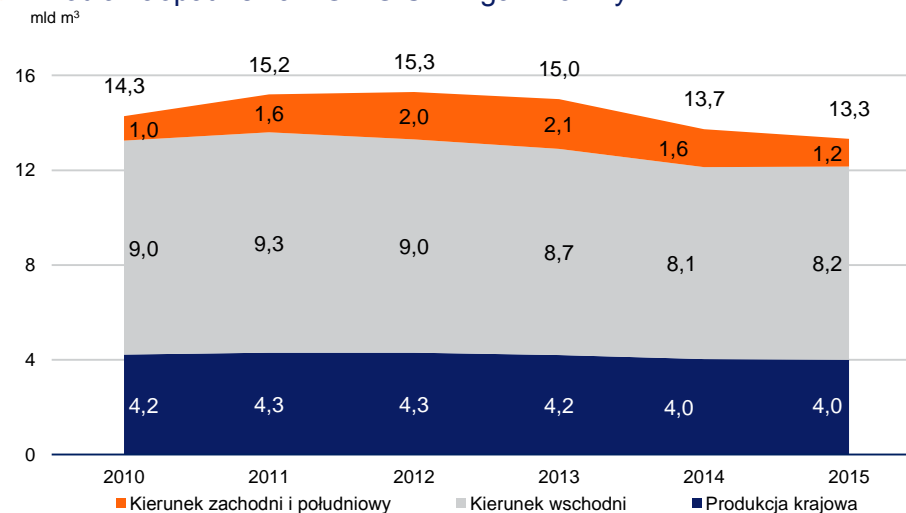
- > 1,3 mld m³ gazu, 100% Take-or-Pay. Dostawy od czerwca 2016 r.

2,3 mld m³ gazu sprzedanych w 2015 roku przez PST do odbiorców poza Polską

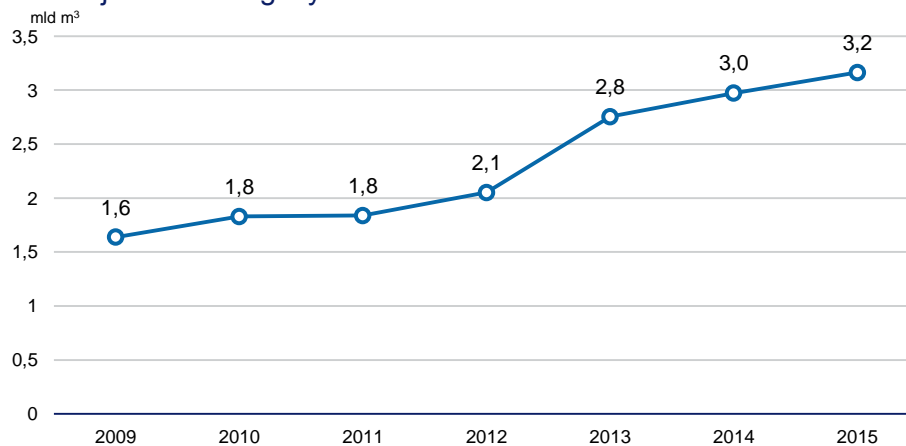
Taryfy:

- > Obrót gazem: Koszty pozyskania gazu + koszty operacyjne + marża
 - > Obrót detaliczny: Baza kosztowa PGNiG Obrót Detaliczny m.in. koszt pozyskania gazu na TGE
 - > Obrót hurtowy: Baza kosztowa PGNiG SA m.in. Koszt importu + koszt wydobycia (z uwzględnieniem zwrotu z kapitału w działalność wydobywczą)
- > Magazynowanie: Koszt + zwrot z kapitału (6,0% WACC x 3,7 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA) (do marca 2017 r.)

Źródła zaopatrzenia PGNiG SA w gaz ziemny



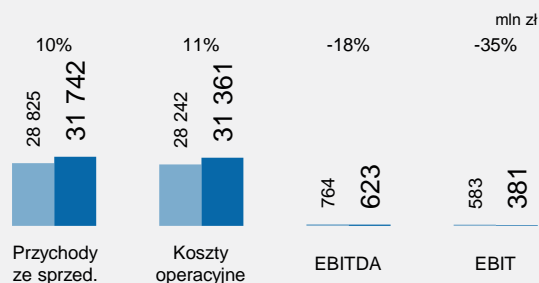
Pojemność magazynów



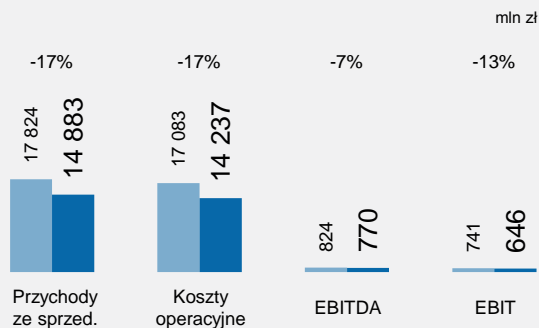
Wyniki finansowe segmentu Obrót i Magazynowanie

- > Niższe jednostkowe koszty zakupu gazu oraz niższe ceny rynkowe i taryfowe sprzedaży

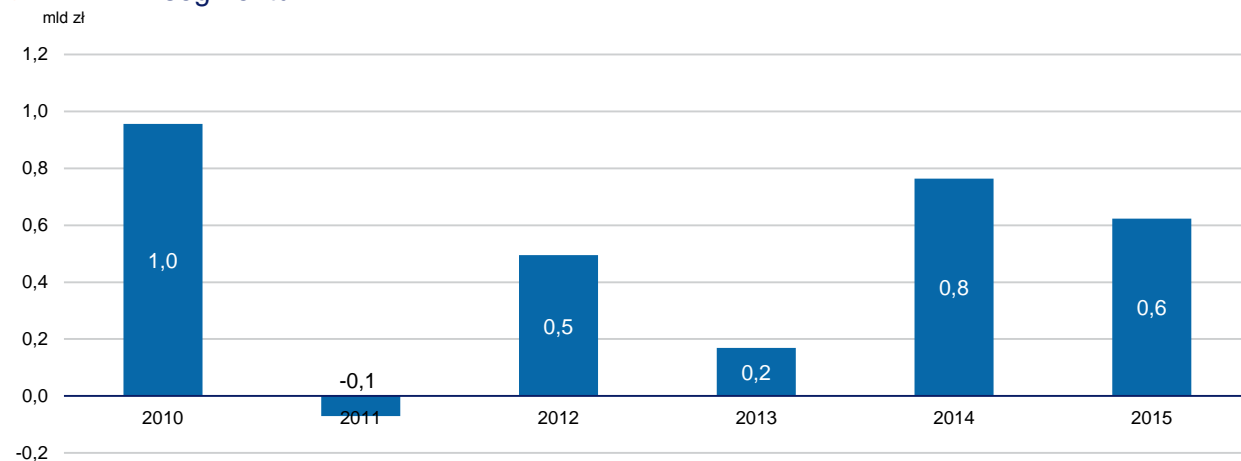
Wyniki segmentu za FY 2015



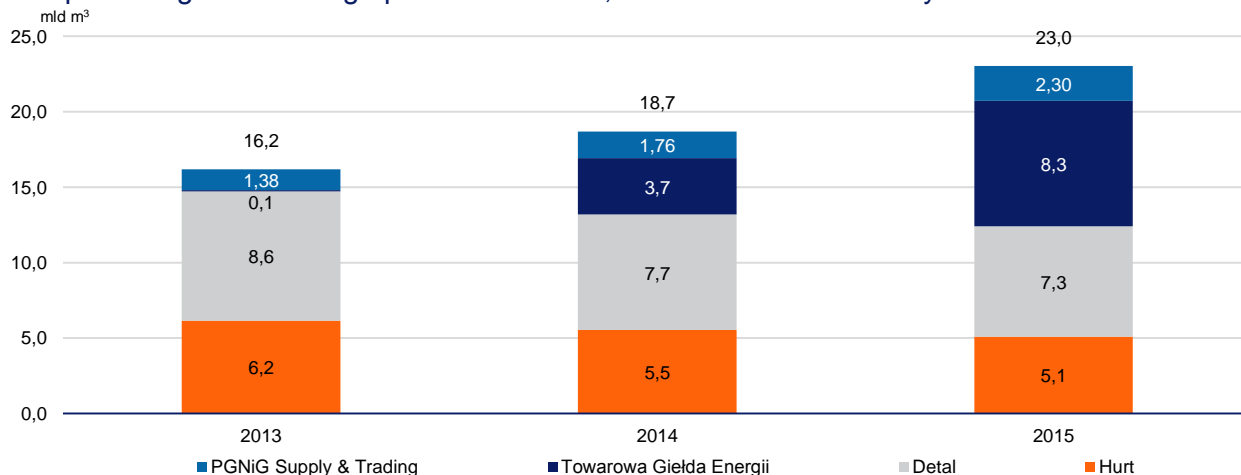
Wyniki segmentu za H1 2016



EBITDA segmentu



Sprzedaż gazu ziemnego przez PGNiG SA, PGNiG Obrót Detaliczny oraz PST



Obrót i sprzedaż detaliczna gazu w Polsce po 1 sierpnia 2014 r.



Wydobycie



PGNiG SA

Zakup gazu



Sprzedaż do największych klientów: pow. 25 mln m³ rocznie
4,6 mld m³ sprzedanego gazu w 2014 r.
4,3 mld m³ sprzedanego gazu w 2015 r.



Sprzedaż bezpośrednia
0,93 mld m³ gazu w 2014 r.
0,72 mld m³ gazu w 2015 r.



Towarowa Giełda Energii
3,74 mld m³ w 2014 r.
8,09 mld m³ w 2015 r.



Towarowa Giełda Energii
(TGE)



PGNiG Obrót
Detaliczny
Sp. z o.o.



6,7 mln klientów
zużycie 7,7 mld m³ gazu w 2014 r., z czego PGNiG OD dostarczyła w okresie sierpień-grudzień ponad 3,2 mld m³
zużycie 7,5 mld m³ gazu w 2015 r.

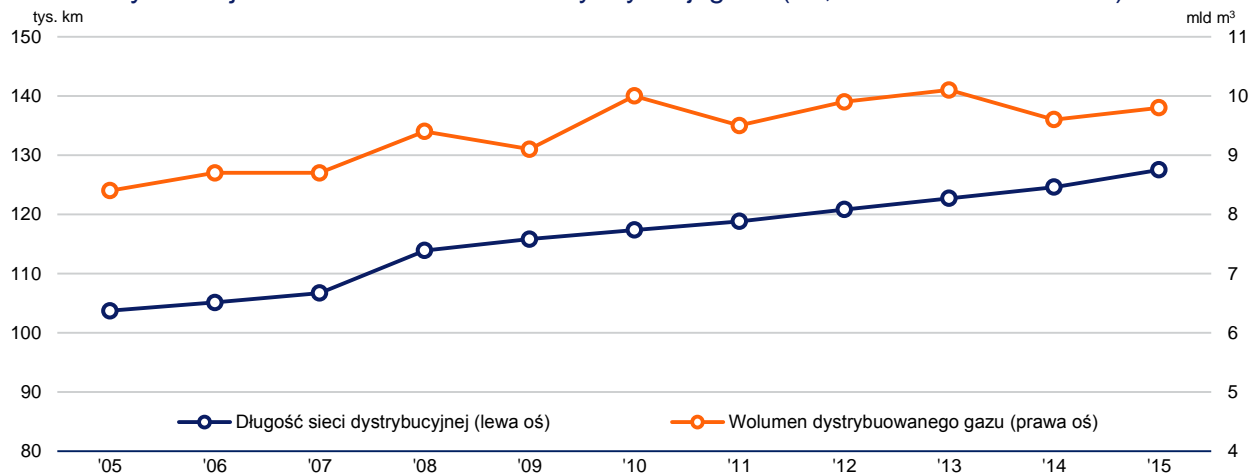
Sprzedaż na TGE realizowana przez PGNiG SA oraz zakupy na TGE przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która rozpoczęła działalność operacyjną 1 sierpnia 2014 roku, **nie podlegają eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym** i są wykazywane w segmencie Obrót i Magazynowanie.

Dane w przeliczeniu na gaz wysokometanowy (bez eliminacji w ramach Grupy).

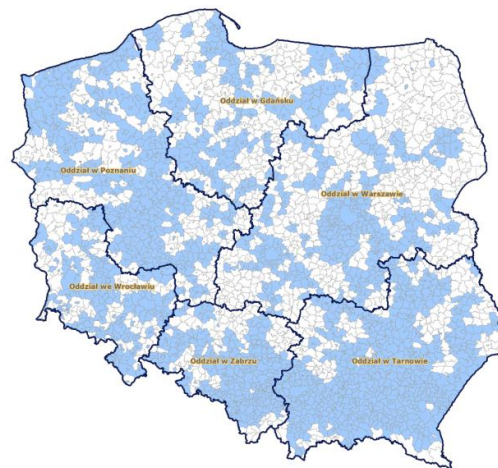
Dystrybucja

- > Polska Spółka Gazownictwa, spółka zależna PGNiG, posiada 97% udział w rynku
- > Dostarcza gaz od sprzedawców do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (gosp. domowych i przedsiębiorstw)
- > Segment odpowiedzialny za eksploatację, remonty i rozbudowę tej sieci.

- > Stabilny rozwój sieci i wzrost wolumenu dystrybucji gazu (+1,6% CAGR 2005-2015)



- > Pokrycie siecią dystrybucyjną

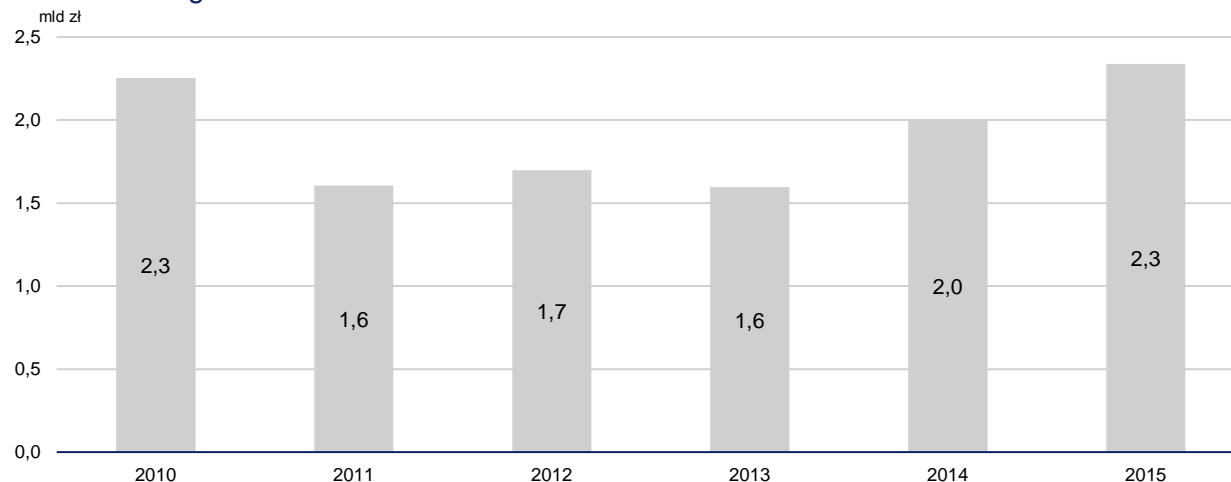


- > Taryfa:
 - > Koszt + zwrot z kapitału (7,2% WACC x x 11,9 mld zł WRA – luka 150 mln zł)

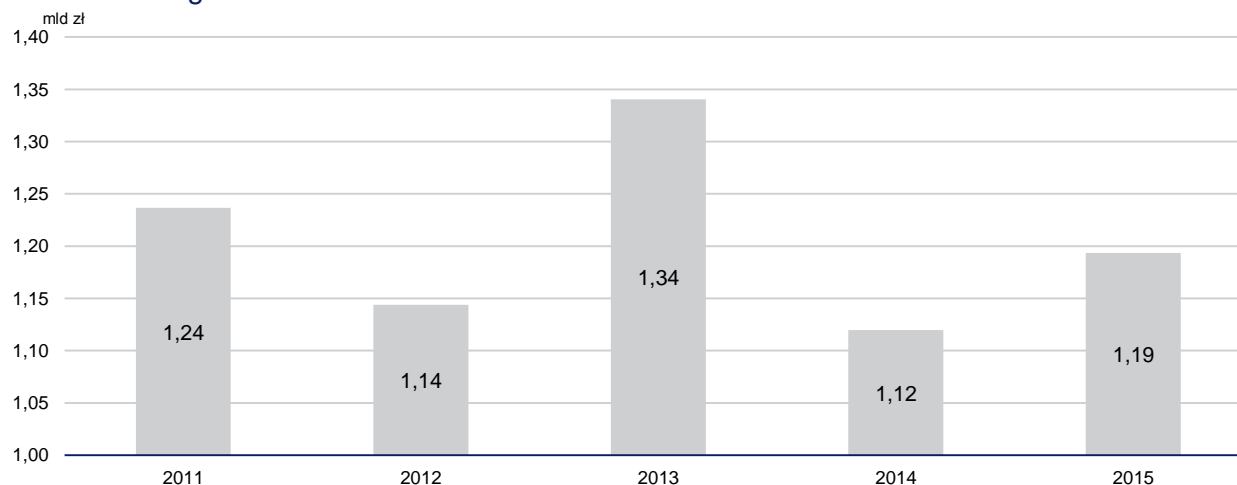
Wyniki finansowe segmentu Dystrybucja

- > Ceny taryfowe wzrosły 3% R/R
- > Wolumen wzrósł 2% R/R
- > Cel strategiczny PSG to wygenerowanie łącznego wyniku EBITDA na poziomie 16 mld zł w latach 2016-2022

> EBITDA segmentu



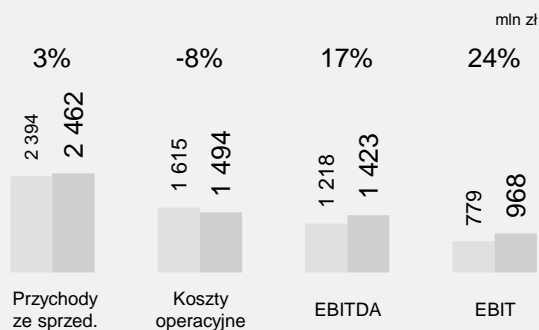
> CAPEX segmentu



> Wyniki segmentu za FY 2015



> Wyniki segmentu za H1 2016

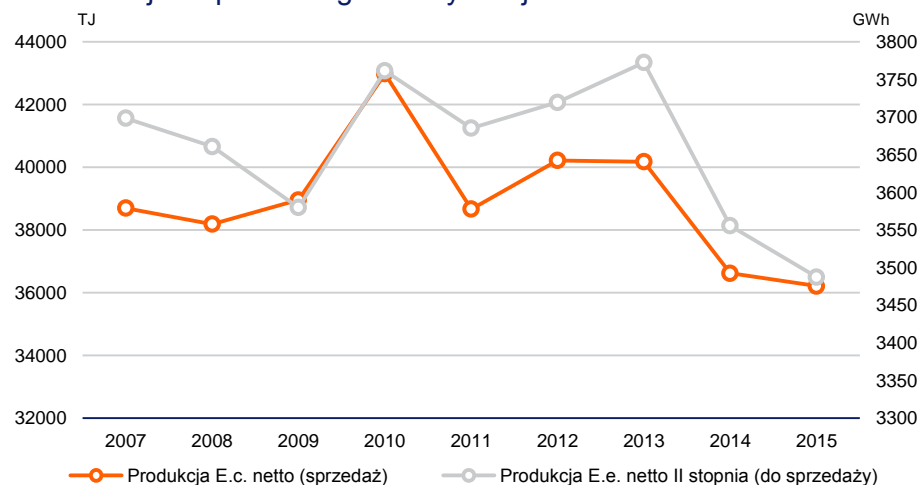


- > Największy producent ciepła w Polsce - ponad 23% mocy ciepłych
- > Pokrywa ok. 75% całkowitego zapotrzebowania na ciepło w Warszawie, jak również 98% ciepła dostarczanego do sieci miasta
- > Wydarzenia:
 - > Styczeń 2012: przejęcie 99,8% akcji Vattenfall Heat Poland za 3 mld zł (3,5 mld zł EV)
 - > Kwiecień 2016: Objęcie do 17,1% w kapitale zakładowym Polskiej Grupy Górniczej w wyniku inwestycji 500 mln zł
 - > Rozwój wytwarzania i dystrybucji ciepła:
 - > Kwiecień 2016: zakup od JSW SA Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej („PEC”) za 190 mln zł
 - > 14 lokalnych ciepłowni
 - > 260 MW mocy ciepłej
 - > 288 km sieci ciepłowniczej
 - > Sierpień 2016: zakup od JSW SA Spółki Energetycznej „Jastrzębie” („SEJ”)
 - > 5 Ciepłowni
 - > 130 MW mocy wytwórczej energii elektrycznej
 - > 540 MW mocy ciepłej
 - > Koszt całkowity: 372 mln zł
- > Taryfa:
 - > System taryf benchmarkingowych na rynku ciepłowniczym z istotnym potencjał wzrostu wartości ze względu na niski koszt produkcji ciepła.

Kluczowe dane operacyjne PGNiG Termika

Moc zainstalowana ciepłna	4 782 MWt
Moc osiągalna elektryczna	1 015 MWe
Sprzedaż ciepła (regulowana) w 2015 r.	36,2 PJ
Sprzedaż energii elektrycznej (z produkcji) w 2015 r.	3,5 TWh

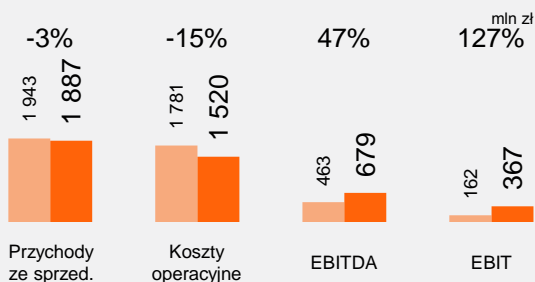
> Produkcja ciepła i energii elektrycznej



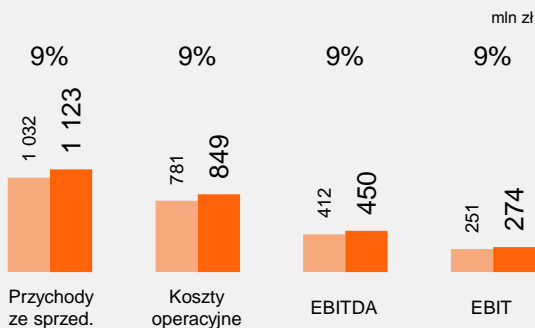
Wyniki finansowe segmentu Wytwarzanie

- > Ceny ciepła i energii elektrycznej wzrosły, przy nieznacznie niższej produkcji
- > Niskie ceny surowców i atrakcyjna taryfa napędza wyniki

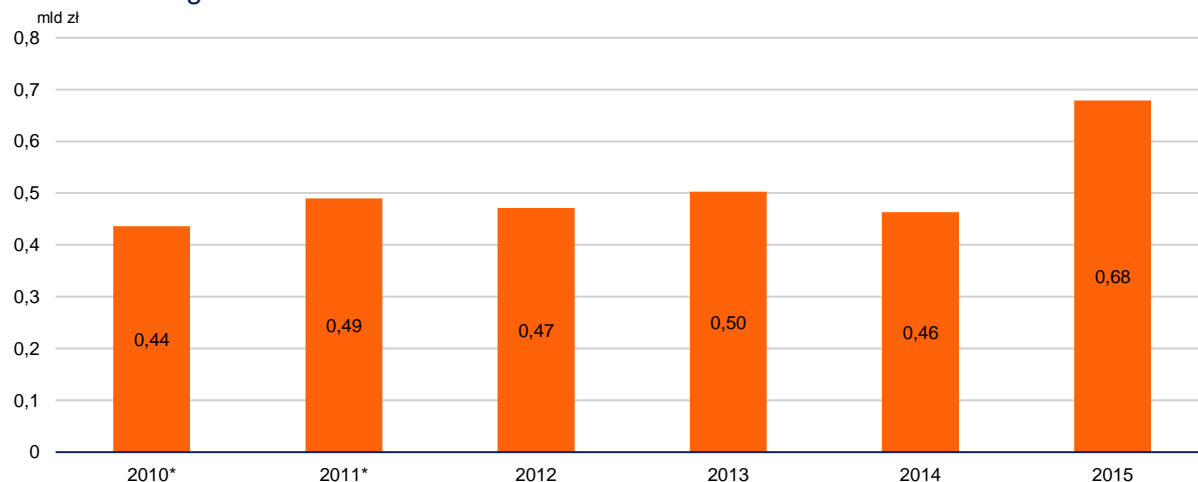
> Wyniki segmentu za FY 2015



> Wyniki segmentu za H1 2016



> EBITDA segmentu



> Inwestycje

- > Budowa bloku gazowego 400 MWe, w Warszawie na Żeraniu (H1 2019)
- > Budowa kotła biomasowego 146 MWt na Siekierkach (2016)
- > Elektrociepłownia Stalowa Wola
 - > 50/50 JV PGNiG i Tauron Polska Energia: Nakłady inwestycyjne 1,6 mld zł, finansowane w formule „project finance”
 - > Umowa na sprzedaż energii elektrycznej. PGNiG dostarczy 0,5 mld m³ gazu przez 14 lat
 - > Moc bloku gazowego: 450 MWe oraz 240 MWt
 - > W styczniu 2016 r. odstąpiono od umowy oraz nałożono kary umowne na generalnego wykonawcę w związku z nienależytym wykonywaniem kontraktu



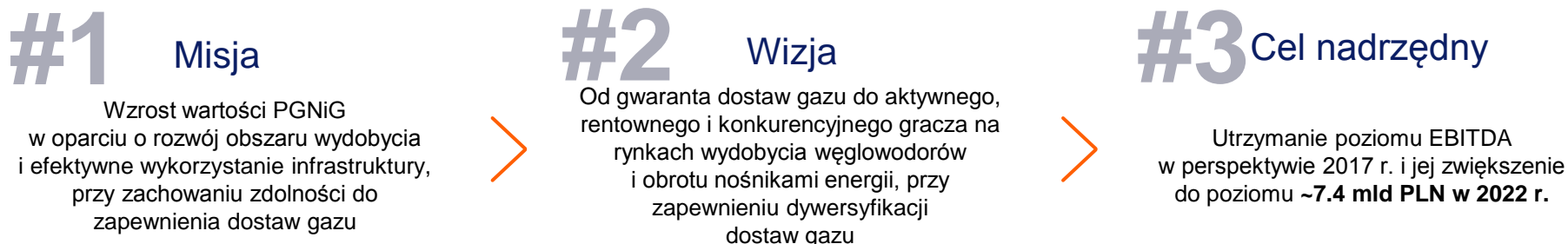


Strategia,
nakłady,
finansowanie

Strategia Grupy PGNiG na lata 2014-2022



W wyniku przeprowadzonego przeglądu Strategii GK PGNiG na lata 2014-2022 została zaktualizowana wizja GK PGNiG oraz cel nadrzędny



Cele strategiczne

A Ochrona wartości

Utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym)

B

Silnik

Maksymalizacja przepływów z obszarów infrastruktury i wytwarzania

C

Wzrost

Wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwań i wydobycia

D

Fundamenty wzrostu

Zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości

Filary Strategii GK PGNiG na lata 2014-2022



Strategia GK PGNiG na lata 2014-2022

A Utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym)

- 1a Optymalizacja zarządzania portfelem gazu ziemnego oraz wdrożenie nowego modelu sprzedaży hurtowej
- 1b Realizacja nowych inwestycji dywersyfikacyjnych
- 1c Rozwój działalności *tradingu* LNG na rynku międzynarodowym
- 2a Opracowanie i wdrożenie nowego modelu sprzedaży detalicznej
- 2b Rozwój działalności sprzedażowej PST na rynkach międzynarodowych

B Maksymalizacja przepływów z obszarów infrastruktury i wytwarzania

- 3a Maksymalizacja wartości w obszarze infrastruktury sieciowej – dystrybucja gazu
- 3b Maksymalizacja wartości w obszarze infrastruktury sieciowej – dystrybucja ciepła
- 4 Aktywny udział we współtworzeniu regulacji dotyczących rynku nośników energii

C Wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwań i wydobycia

- 5 Utrzymanie wydobycia krajowego ze złóż konwencjonalnych
- 6 Potwierdzenie geologicznego i ekonomicznego potencjału złóż typu *shale gas* w Polsce
- 7 Rozwój działalności *upstream* poza granicami Polski

D Zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości

- 8a Program Poprawy Efektywności w działalności podstawowej
- 8b Zbycie nieruchomości non-core
- 8c Zbycie spółek non-core
- 9 Zbudowanie organizacji opartej na efektywnym zarządzaniu zasobami ludzkimi, zorientowanej na cele i poszukiwanie zasobów
- 10 Intensyfikacja działalności badawczo-rozwojowej i poszukiwanie innowacyjnych obszarów wzrostu

Kluczowe aspiracje strategiczne



#1

- > Stabilizacja wyniku EBITDA na poziomie ~7,4 mld PLN w 2022 r.
- > Średnioroczne nakłady inwestycyjne na rozwój organiczny i przejęcia wyższe o ok. 30% wobec średniorocznych nakładów z lat 2008-2013

#2

- > Dywersyfikacja portfela dostaw gazu PGNiG po 2022 r.

#3

- > Utrzymanie wydobycia węgłowodorów w kraju na poziomie ok. 33 mln boe rocznie

#4

- > Zwiększenie wolumenu produkcji ropy i gazu w sumie (Polska i zagranica) do ok. 55-60 mln boe w 2022 r. poprzez zakup aktywów poszukiwawczo-wydobywczych

#5

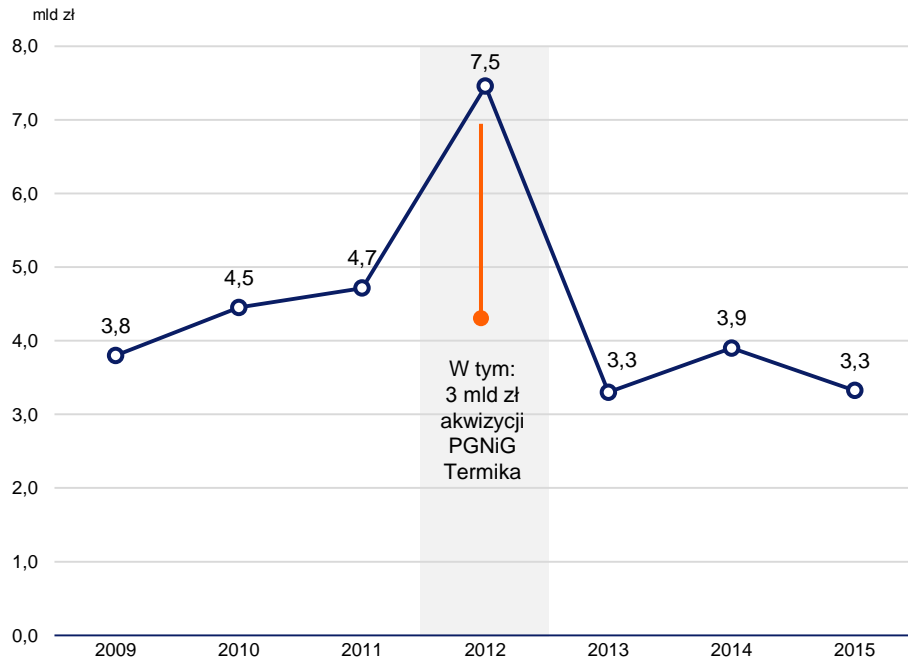
- > Rozwój nowych obszarów działalności poprzez rozszerzenie łańcucha wartości w dystrybucji o aktywa ciepłownicze

#6

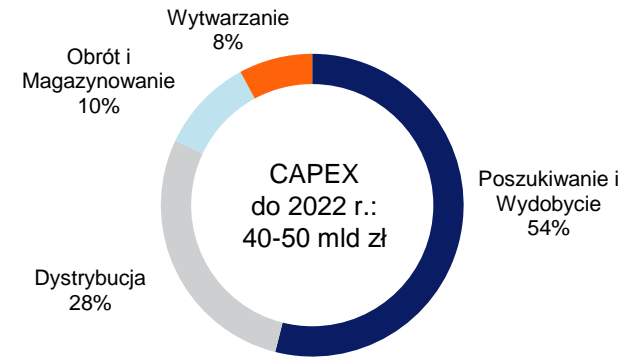
- > Istotny wzrost wewnętrznej efektywności funkcjonowania GK PGNiG (oszczędności ~800-900 mln PLN)

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

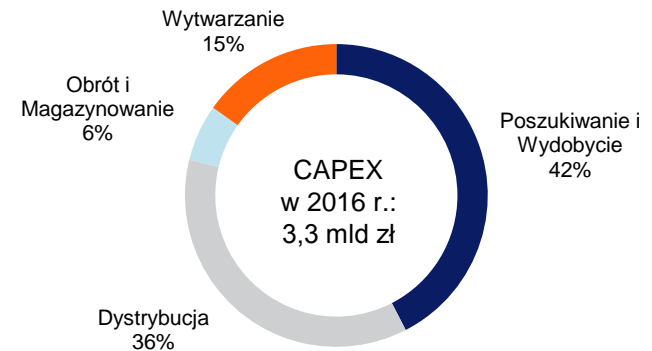
> CAPEX w latach 2009 – 2015



> CAPEX w latach 2014-2022 (wyłączając M&A)



> CAPEX w 2016 r.



Zadłużenie i źródła finansowania

> Dywidenda na akcję

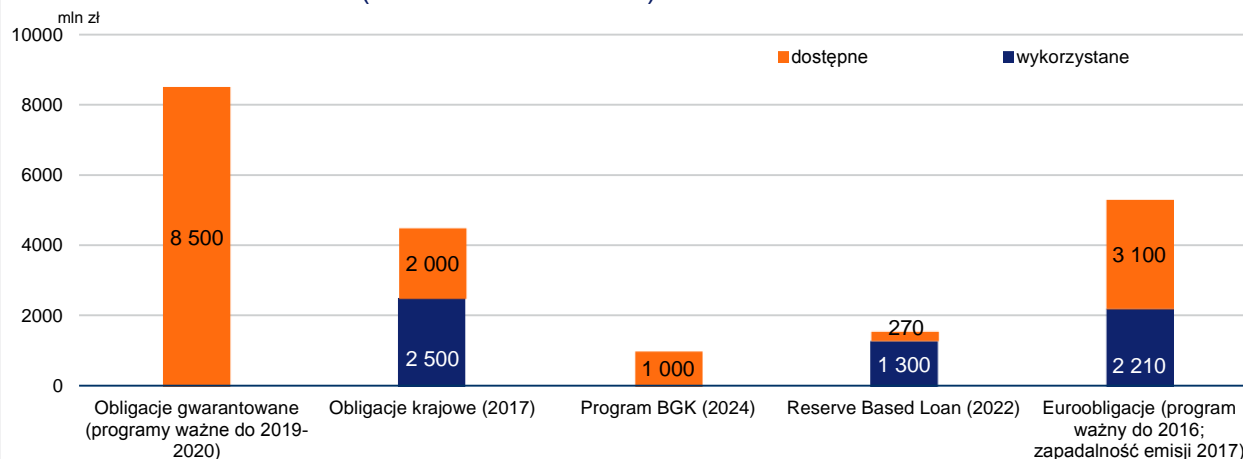


- > Wypłata do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy w latach 2015-2022 (przy założeniu stabilnej sytuacji finansowej, zabezpieczenia potrzeb inwestycyjnych oraz przekazania dywidend za dany rok ze spółek zależnych do PGNiG SA).

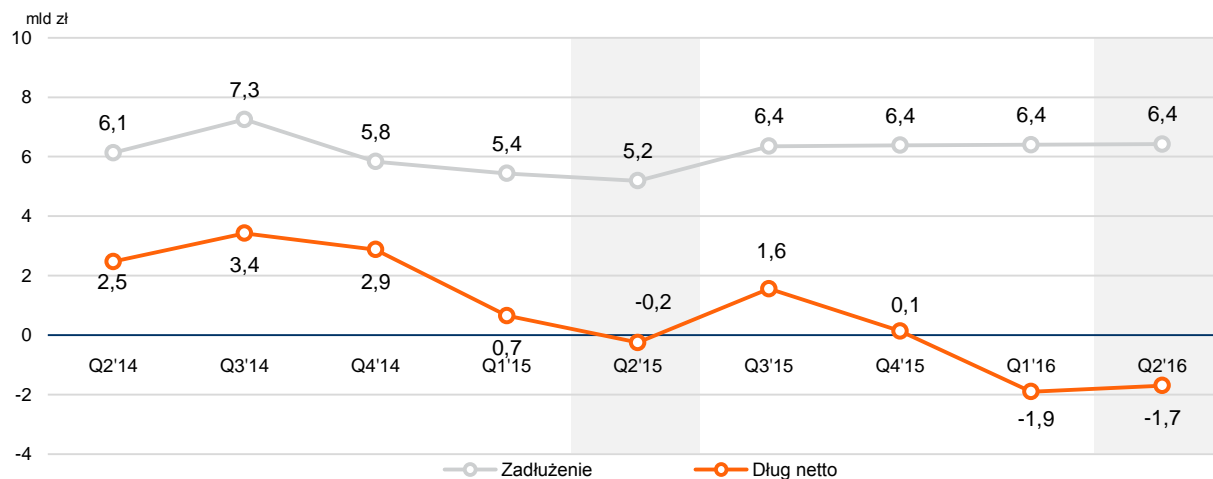
Komentarz

- > Dostępne programy na 14,7 mld zł, w tym 9,7 mld zł gwarantowane.
- > W sierpniu 2015 PGNiG Upstream International podpisało nową umowę kredytu zabezpieczonego złożami (*reserve based loan*), powiększając jego wartość do 400 mln \$. Tym samym zwiększyła się skala samofinansowania PUI oraz możliwości finansowe Grupy PGNiG. Kredyt ma charakter odnawialny i został udzielony na okres siedmiu lat, z dwuipółrocznym okresem karencji.

> Źródła finansowania (stan na 30.06.2016 r.)



> Zadłużenie na koniec kwartału





Załącznik

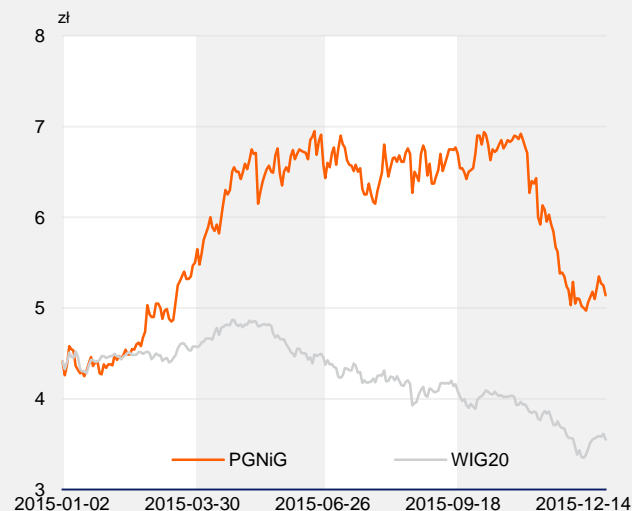
Podstawowe wyniki finansowe 2015



- Spadek EBITDA o 4% przy zmniejszających się cenach ropy naftowej i gazu ziemnego

[mln zł]	2014	2015	Δ%
Przychody ze sprzedaży	34 304	36 464	6%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(27 959)	(30 384)	9%
EBITDA	6 345	6 080	(4%)
Amortyzacja	(2 502)	(2 790)	12%
EBIT	3 843	3 290	(14%)
Wynik na działalności finansowej	(346)	(225)	(35%)
Zysk netto	2 822	2 136	(24%)

Kurs akcji PGNiG w 2015 roku



- Przychody ze sprzedaży gazu E wyższe o 2,8 mld zł, wzrost do 28,5 mld zł w 2015 roku, przy wolumenie sprzedaży rosnącym R/R o 4,3 mld m³ do 21,7 mld m³ (wpływ obligo giełdowego).
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 709 mln zł, przy zwiększonym o 222 tys. ton R/R wolumenie sprzedaży (konsolidacja aktywów nabytych od firmy Total na norweskim szelfie od 1Q15).
- Wyższe o 3,3 mld zł koszty sprzedanego gazu, sięgające 22 mld zł w 2015 (wpływ obligo) przy ich zmniejszeniu w samym PGNiG SA.
- Wpływ netto zawiązanych/rozwiązanych odpisów, rezerw oraz spisanych negatów i sejsmiki na -1 062 mln zł w 2015 wobec -1 513 mln zł w 2014 (zmiana +451 mln zł).
- Wzrost amortyzacji o 288 mln zł R/R ze względu na wzrost wolumenów sprzedaży w Norwegii (metoda naturalna amortyzacji) i przyjęcie PMG Wierzchowice do eksploatacji.
- Podatek dochodowy zwiększył się o 74 mln zł wraz ze wzrostem efektywnej stopy podatkowej z 22% do 29% (wpływ rozliczeń podatku w Norwegii).
- Jednostkowy zysk netto PGNiG SA w 2015: 1,5 mld zł wobec 1,9 mld zł w 2014 r.

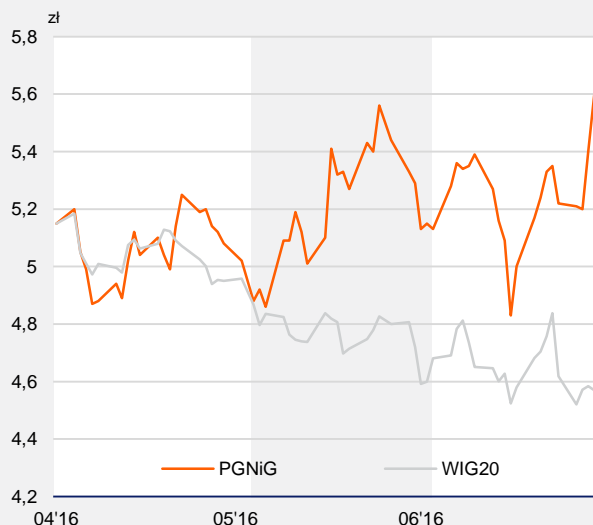
Podstawowe wyniki finansowe Q2 2016



> Wyniki operacyjne pod istotnym wpływem zdarzeń jednorazowych R/R

[mln zł]	Q2 2015	Q2 2016	Δ%
Przychody ze sprzedaży	7 895	6 369	(19%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(6 225)	(5 632)	(10%)
EBITDA	1 670	738	(56%)
Amortyzacja	(723)	(665)	(8%)
EBIT	947	73	(92%)
Wynik na działalności finansowej	14	(68)	
Zysk netto	621	(115)	

> Kurs akcji PGNiG w Q2 2016

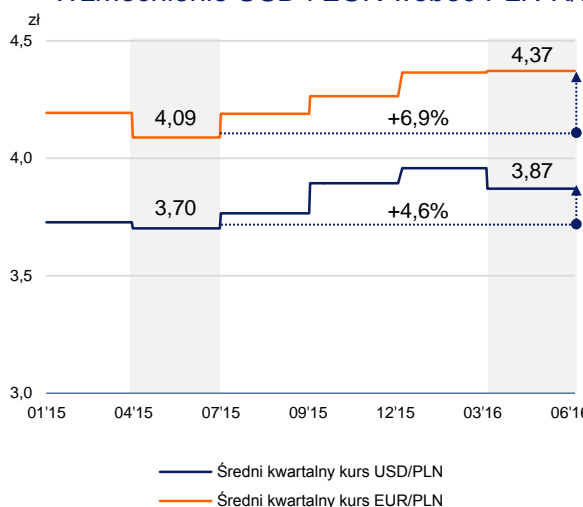


- > Przychody ze sprzedaży gazu wysokometanowego (E) niższe R/R o 1,4 mld PLN (4,6 mld PLN w Q2 2016), przy 2% spadku wolumenu sprzedaży do 4,4 mld m³.
- > Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 192 mln PLN w Q2 2016 przy spadku o 36 tys. ton R/R wolumenu sprzedaży do poziomu 336 tys. ton. Znaczący wpływ miał spadek cen ropy o blisko 26% R/R.
- > Koszt sprzedanego gazu niższy o blisko 30%, czyli 1,3 mld PLN R/R.
- > Spadek amortyzacji R/R o 71 mln w Norwegii ze względu na przeszacowanie zasobów na złożu Skarv pod koniec 2015 roku.
- > Wpływ netto zawiązanych/rozwiązanych odpisów oraz spisanych w koszty odwiertów negatywnych i sejsmiki na -714 mln w Q2 16 wobec -333 mln w Q2 15 (zmiana -381 mln PLN).
- > Wzrost kosztów z tytułu odsetek o 43 mln PLN R/R (z 22 na 65 mln PLN), głównie w związku ze zmianą wyceny obligacji według zamortyzowanego kosztu.
- > Wpływ wyceny udziałów w PGG metodą praw własności na wynik netto wyniósł -41 mln zł.

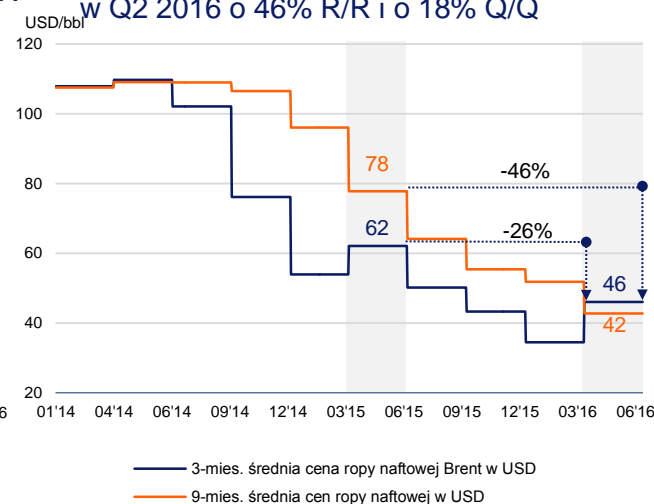
Czynniki wpływające na wynik finansowy

- > Zauważalny wpływ redukcji taryf na przestrzeni ostatnich okresów na cenę sprzedaży gazu. W Q2 2016 obniżenie średniej regulowanej ceny o 16% R/R i 8% Q/Q

> Wzmocnienie USD i EUR wobec PLN R/R



> 9-miesięczna średnia cen ropy spadła w Q2 2016 o 46% R/R i o 18% Q/Q



> Średnia taryfa na paliwo gazowe w Polsce i cena gazu na TGE



Uwagi:

- > Cena na wykresie agreguje sprzedaż po cenach taryfowych PGNiG SA i PGNiG OD do klientów w Polsce. Nie obejmuje transakcji na TGE, wpływu rabatów i sprzedaży gazu bezpośrednio ze źródeł.
- > Dominujące pod względem wolumenu terminy kontraktów gazowych na TGE i innych giełdach gazu to kwartał, sezon (lato/zima) i rok gazowy. Rynek spotowy pełni funkcję uzupełniającą.

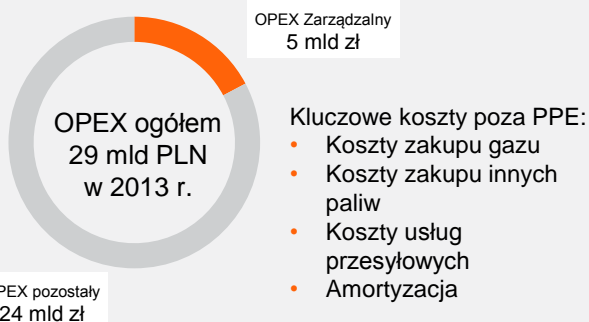
PPE – Blisko 1 mld zł oszczędności do 2017 roku

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

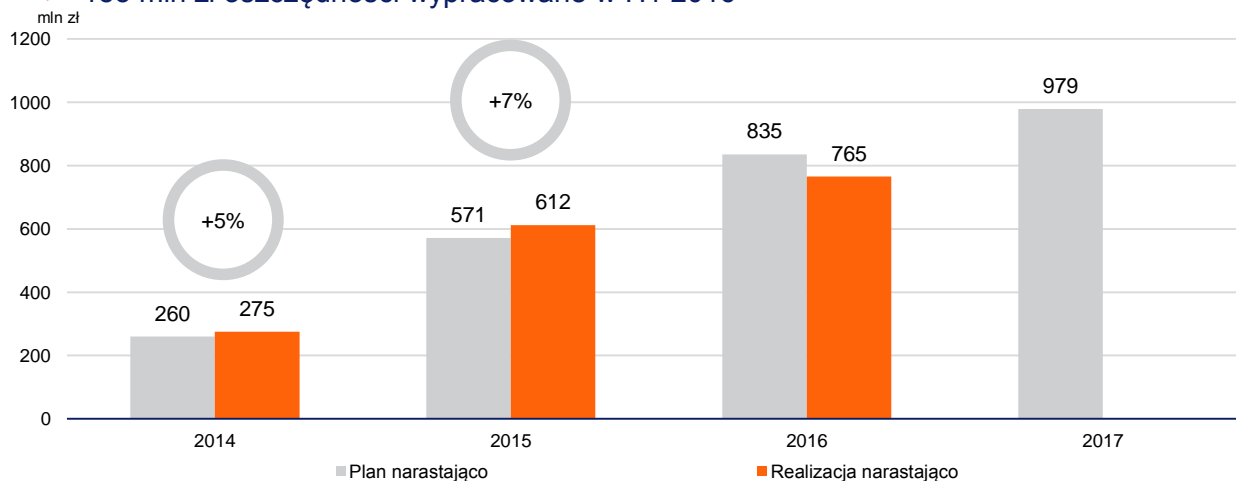
Cele Programu:

- > Zdefiniowanie celów poprawy efektywności dla poszczególnych segmentów i podmiotów wewnątrz Grupy PGNiG oraz wynikających z nich korzyści jakościowych.
- > Zdefiniowanie zakresu działań i przypisanie konkretnych inicjatyw do poszczególnych segmentów biznesowych na podstawie zidentyfikowanych obszarów poprawy efektywności.
- > Realizacja w perspektywie do końca roku 2017 roku inicjatyw poprawiających efektywność funkcjonowania Grupy PGNiG.

> Koszty operacyjne w ramach PPE



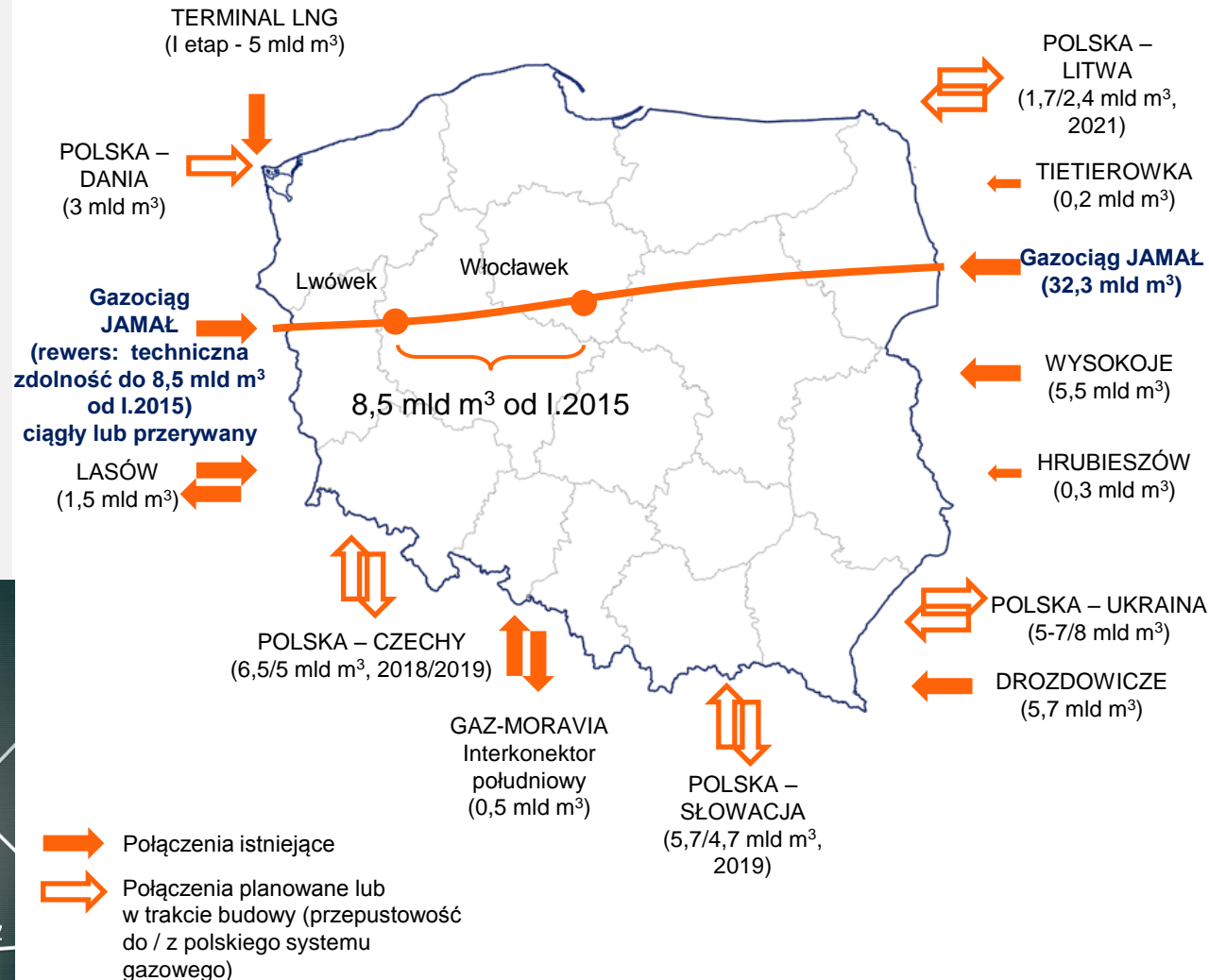
> 153 mln zł oszczędności wypracowane w H1 2016



Kierunki dostaw gazu

> Założenia dywersyfikacji dostaw:

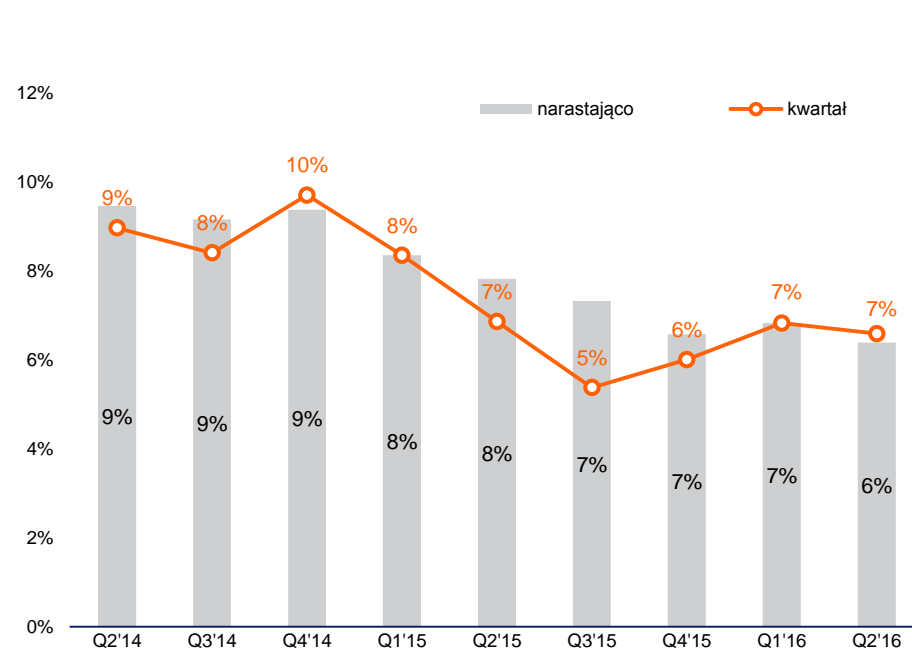
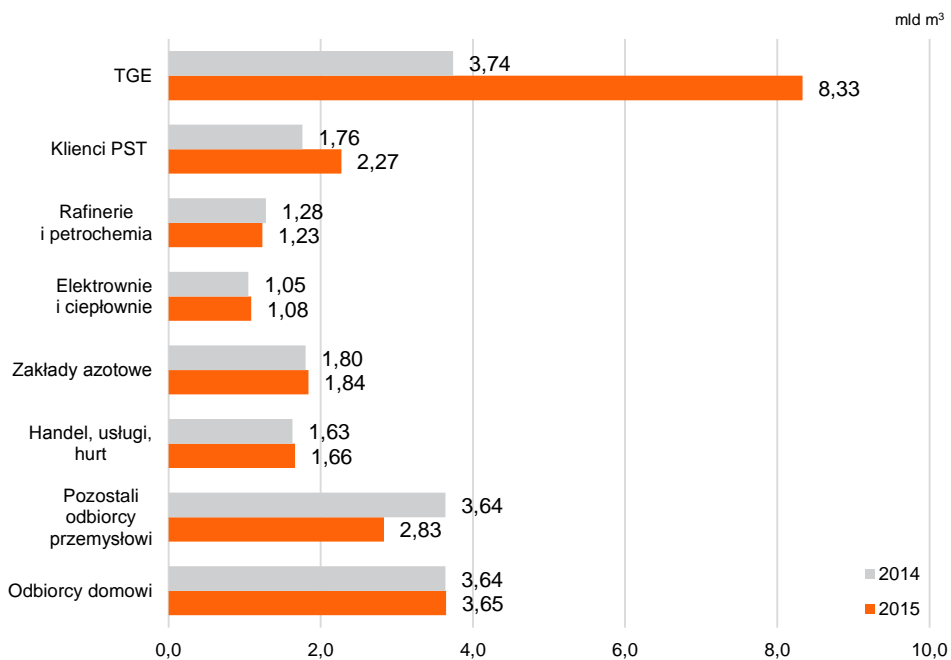
- > Zwiększenie poziomu bezpieczeństwa dostaw;
- > Uniknięcie przerw w dostawach gazu;
- > Zmniejszenie zależności od jednego kierunku dostaw (62% sprzedaży w 2015 pokrył gaz importowany ze wschodu);
- > Umożliwienie importu wyższych wolumenów gazu (popyt na gaz rośnie, zaś obecne punkty wejścia są przeciążone);
- > Zbilansowanie źródeł dostaw gazu.



Obrót i Magazynowanie

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

> Marża na paliwie gazowym (E)



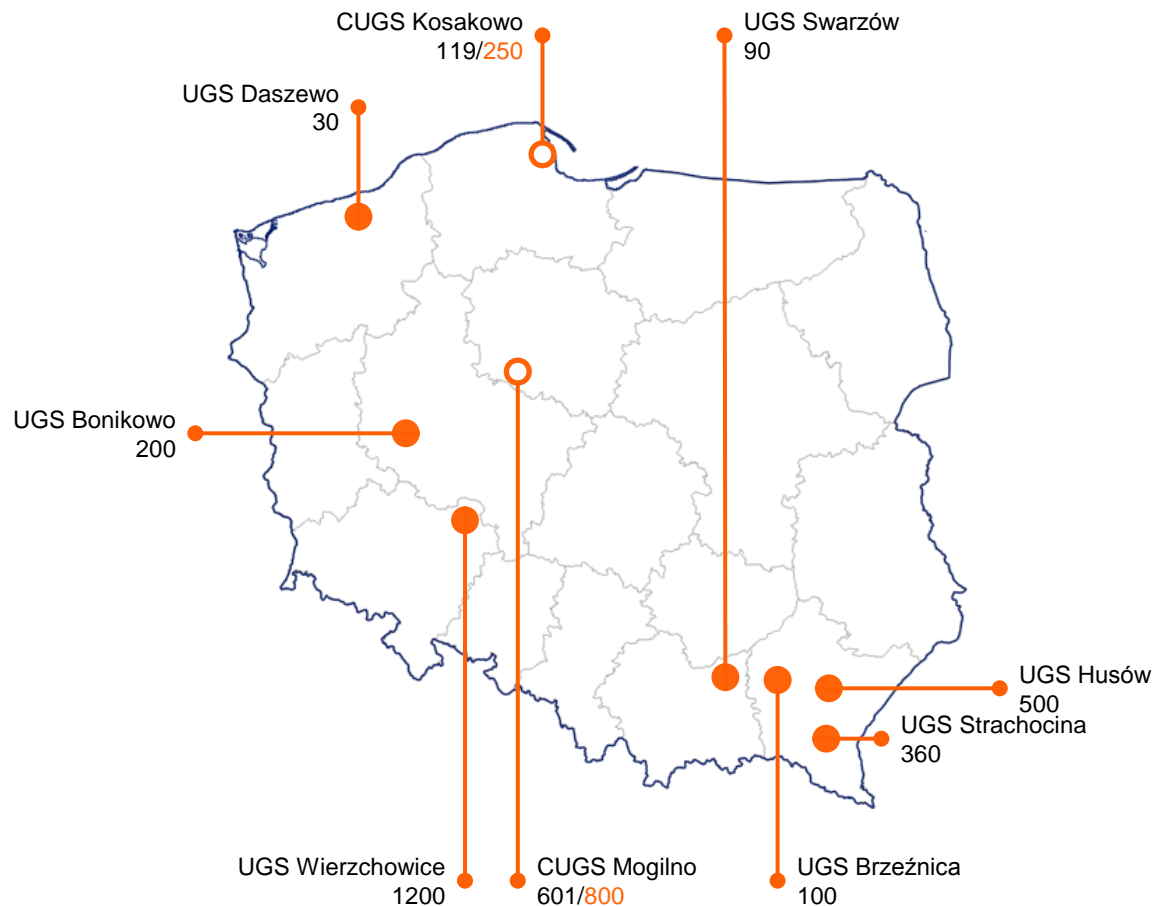
Rozbudowa podziemnych magazynów gazu

> Najważniejsze dane:

- > Obecna liczba magazynów 9
- w tym w kawernach solnych 2
- > Obecna pojemność czynna ok. **3,2 mld m³**
- > Nowe zdolności magazynowe w 2016 roku:
 - > KMG Brzeźnica +35 mln m³
 - > KPMG Kosakowo +25 mln m³
 - > Rezerwy strategiczne: 30 dni średniego dziennego wolumenu importu

> Pojemność PMG: 2005-2015: +1,5 mld m³

PMG Istniejące ●
PMG w budowie/rozbudowie ○
Pojemność obecna/docelowa



Zmiany na polskim rynku gazu

> Liberalizacja rynku gazu wpływa na udział PGNiG w imporcie oraz strukturę sprzedaży

Komentarz:

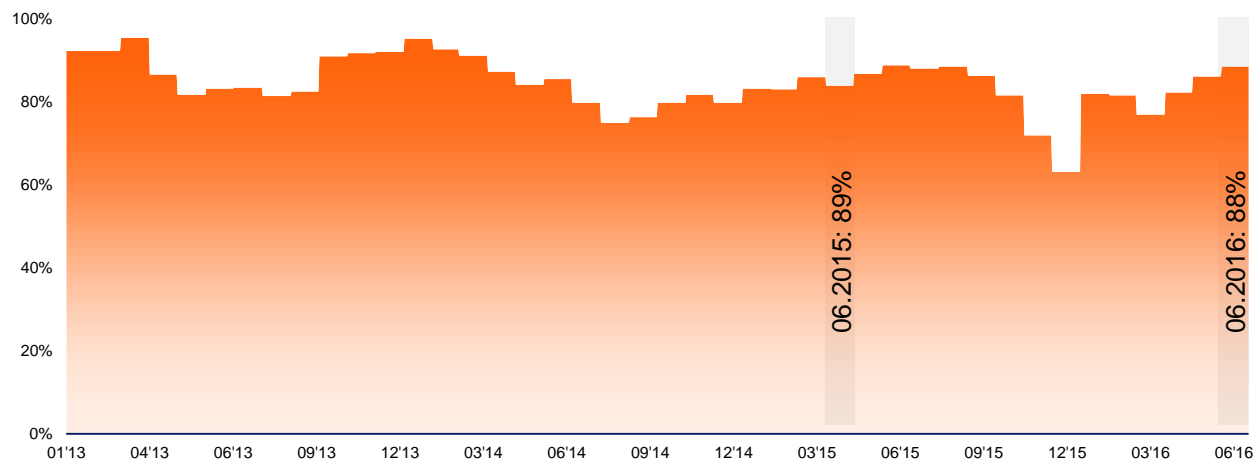
- > Od 01.08.2014 r. wolumen sprzedaży gazu przez Grupę PGNiG zawiera zarówno sprzedaż giełdową PGNiG SA, jak i sprzedaż PGNiG OD do klientów końcowych i na giełdzie.
- > Sprzedaż PGNiG OD uwzględnia również gaz zaazotowany, który został ujęty w tabeli w ekwiwalencie gazu E.

* Uwagi:

- > Wykres przedstawia udział PGNiG SA w przepływach gazu do Polski na punktach OGP Gaz-System (bez uwzględnienia tranzytu gazociągami jamalskim oraz bez eliminacji eksportu), dane miesięczne. Wzrost udziału PGNiG w imporcie zauważalny w 1Q16 spowodowany przede wszystkim przez spadek eksportu na Ukrainę.
- > Dane na wykresie nie wskazują na udział w polskim rynku gazu. Pochodzą one z publikowanych przez OGP Gaz-System wolumenów gazu przesyłanych przez interkonektory.

Wolumen sprzedaży gazu [mln m ³]	2014	2015	H1 2016
Grupa PGNiG ogółem	18 609	23 000	12 724
PGNiG SA	13 751	13 177	7 509
<i>w tym PGNiG SA poprzez TGE</i>	3 742	8 089	4 976
PGNiG Obrót Detaliczny	3 042	7 502	3 926

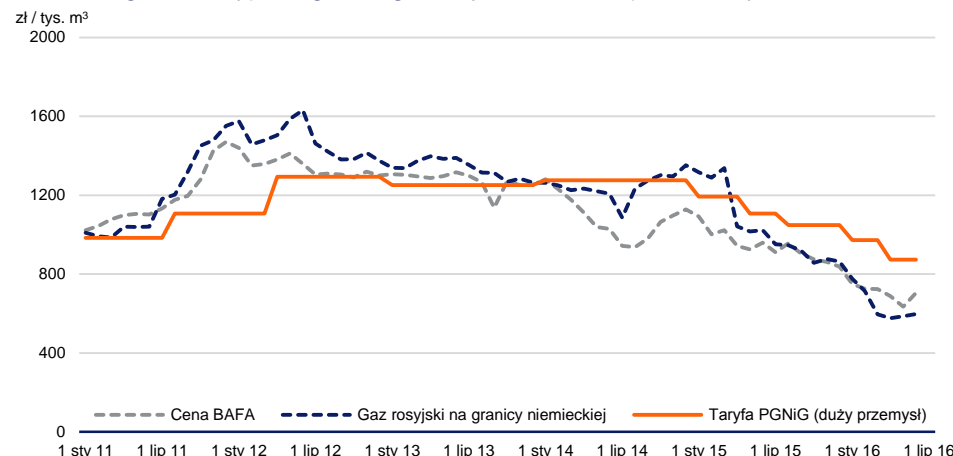
> Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski*



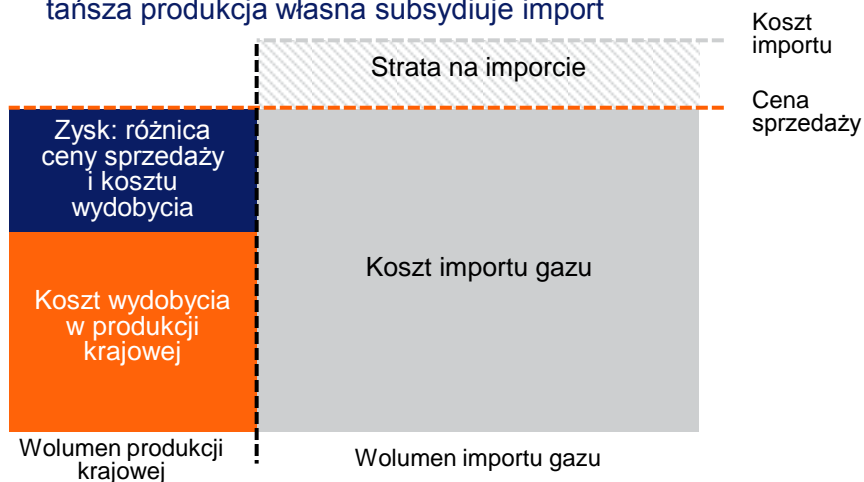
Model taryfowy w Polsce

Typ działalności	Mechanizm regulacji
Sprzedaż bezpośrednia	Brak
Obrót gazem	Koszty pozyskania gazu + koszty operacyjne + marża
Obrót detaliczny	Baza kosztowa PGNiG Obrót Detaliczny m.in. koszt pozyskania gazu na TGE
Obrót hurtowy	Baza kosztowa PGNiG SA m.in. Koszt importu + koszt wydobycia (z uwzględnieniem zwrotu z kapitału w działalność wydobywczą)
Magazynowanie (do marca 2017)	Koszt + zwrot z kapitału (6,0% WACC × 3,7 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)
Dystrybucja (do grudnia 2016)	Koszt + zwrot z kapitału (7,2% WACC × 11,9 mld zł WRA – luka 150 mln zł)

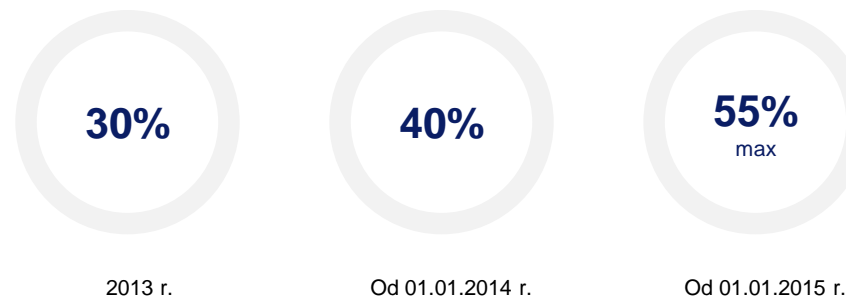
> Średnia importowa cena gazu do Niemiec wg BAFA, cena gazu rosyjskiego na granicy niemieckiej oraz taryfa PGNiG



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



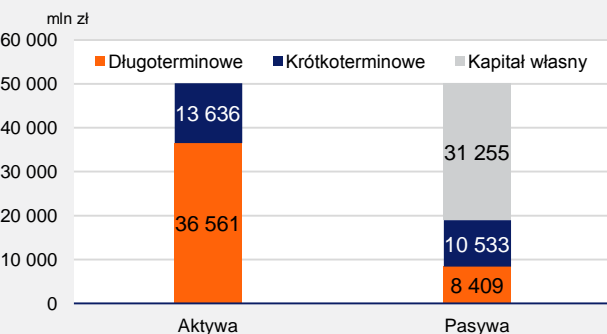
> Poziomy obliga giełdowego



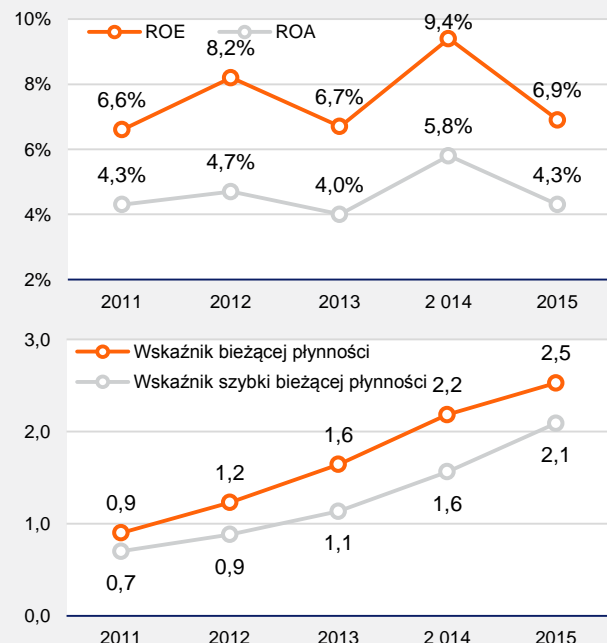
> Urząd Regulacji Energetyki zaproponował liberalizowanie polskiego rynku gazu poprzez „obliga giełdowe”, czyli wolumen gazu ziemnego, który powinien zostać sprzedany przez spółkę obrotu na Towarowej Giełdzie Energii. URE zamierza stopniowo znosić taryfy dla poszczególnych segmentów wśród odbiorców przemysłowych.

Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

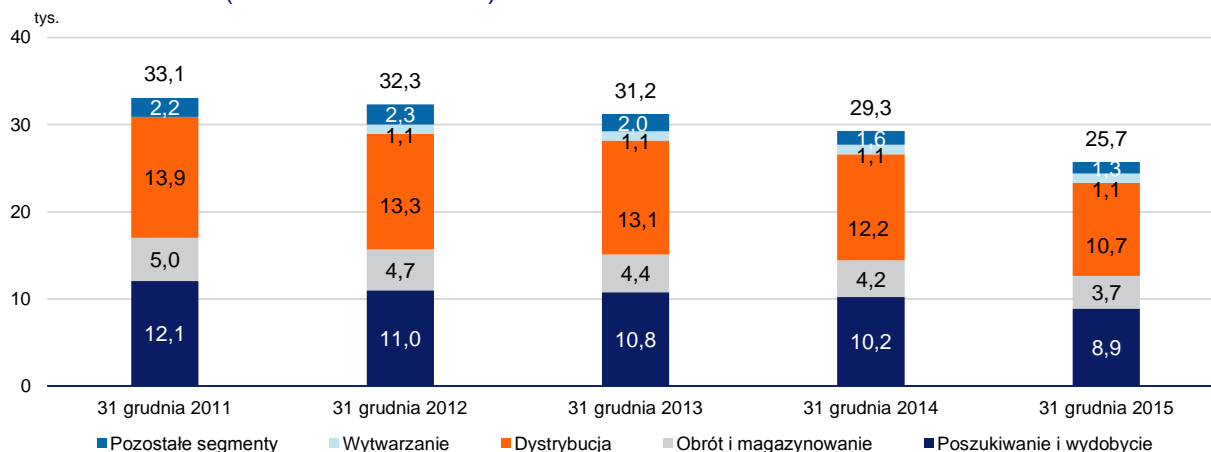
Bilans Grupy (stan na 30.06.2016 r.)



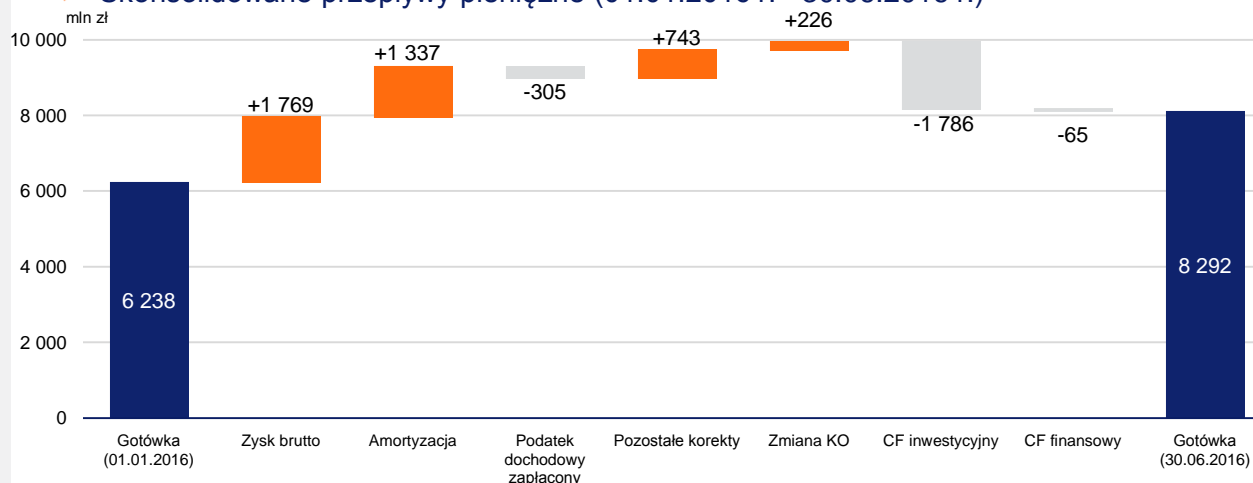
Rentowność i wskaźniki płynności



Zatrudnienie (stan na koniec roku)



Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2016 r. - 30.06.2016 r.)



Wolumeny operacyjne



WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG [mln m ³]	Q2 2016	Q1 2016	FY 2015	Q4 2015	Q3 2015	Q2 2015	Q1 2015	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	487	509	2 031	508	515	507	501	1 876	440	475	482	479
<i>w tym w Polsce</i>	349	359	1 458	369	359	362	367	1 457	368	361	362	367
<i>w tym w Norwegii</i>	138	150	573	138	156	145	134	419	73	114	120	112
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	596	670	2 599	691	622	602	684	2 627	692	582	650	704
<i>w tym w Polsce</i>	584	657	2 547	677	610	589	671	2 569	677	567	636	690
<i>w tym w Pakistanie</i>	13	13	52	13	12	13	13	58	14	15	15	14
RAZEM (przeliczony na E)	1 083	1 179	4 629	1 198	1 137	1 109	1 185	4 503	1 132	1 057	1 132	1 182
Wydobycie razem przeliczone na kboe/d	77	84	81	84	80	79	83	80	79	74	80	85

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG [mln m³]

GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	4 439	7 572	21 665	6 151	3 674	4 521	7 320	17 358	6 470	3 284	3 078	4 526
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	571	764	2 271	608	639	502	522	1 760	488	363	444	465
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	299	413	1 335	390	262	282	401	1 252	334	272	271	375
RAZEM (przeliczony na E)	4 738	7 986	23 000	6 541	3 936	4 803	7 721	18 609	6 804	3 556	3 349	4 900
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	189	230	764	201	176	175	212	800	205	177	180	238

IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA [mln m³]

Razem	2 837	2 704	9 330	1 863	2 398	2 495	2 574	9 700	2 423	2 143	2 594	2 541
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 623	2 657	8 155	1 774	2 329	2 219	1 833	8 097	1 751	1 805	2 515	2 026

ROPA NAFTOWA w GK PGNiG [tys. ton]

Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	328	348	1 428	358	367	317	386	1 207	271	304	310	322
<i>w tym w Polsce</i>	176	203	765	207	204	147	207	789	214	188	184	203
<i>w tym w Norwegii</i>	152	145	664	151	163	170	180	418	57	116	126	119
Wydobycie razem przeliczone na kbb/d	26	28	29	29	29	26	31	24	22	24	25	26
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	336	398	1 391	315	356	372	348	1 169	249	262	373	287
<i>w tym w Polsce</i>	172	205	772	211	196	148	217	780	213	181	185	201
<i>w tym w Norwegii</i>	164	193	619	104	160	224	131	389	36	81	188	85

PGNiG TERMIKA

Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	5 309	16 152	36 209	12 643	2 701	5 810	15 055	36 617	12 980	2 867	5 336	15 434
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	590	1 390	3 487	1 136	328	674	1 349	3 555	1 132	386	648	1 390

Słownik skrótów i pojęć



B + R	Badania i rozwój
Boe	(Barrel of oil equivalent) – ekwiwalent baryłki ropy naftowej (1 baryłka to ok. 0,136 tony)
CAGR	Compound Annual Growth Rate
Capex	Nakłady inwestycyjne
CNG	Compressed Natural Gas; gaz ziemny w postaci sprężonej
EBITDA	Wynik operacyjny bez amortyzacji
Ee	Energia elektryczna
GK PGNiG	Grupa Kapitałowa PGNiG SA
GPW	Giełda Papierów Wartościowych SA
JV	Joint Venture (wspólne przedsięwzięcie)
KPMG	Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu
LNG	Liquefied Natural Gas; gaz ziemny w postaci ciekłej
Opex	Wydatki operacyjne
PDO	Program Dobrowolnych Odejść
PGNiG	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
PGNiG OD	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.
PPE	Program Poprawy Efektywności
PSG	Polska Spółka Gazownictwa
PST	PGNiG Supply and Trading
TGE	Towarowa Giełda Energii
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Upstream	Poszukiwanie i wydobycie kopalin

Aleksandra Dobosiewicz

Kierownik Działu

Tel: +48 22 589 46 71

Kom: +48 665 004 847

Faks: +48 22 691 81 23

E-mail: aleksandra.dobosiewicz@pgnig.pl

Weronika Zajac

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

Tel: +48 22 589 46 51

Kom: +48 885 888 870

Faks: +48 22 691 81 23

E-mail: weronika.zajac@pgnig.pl

Marcin Piechota

Starszy Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

Tel: +48 22 589 43 22

Kom: +48 885 889 890

Faks: +48 22 691 81 23

E-mail: marcin.piechota@pgnig.pl

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

ul. M. Kasprzaka 25

01-224 Warszawa

www.pgnig.pl

> Kalendarz publikacji raportów okresowych



Raport za
III Kwartał 2016 r.

> Więcej informacji



Strona internetowa relacji inwestorskich
www.ri.pgnig.pl



Zastrzeżenie

Wszystkie opinie, oceny i prognozy zawarte w niniejszej prezentacji (Prezentacja) są przygotowywane przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG) S.A. na podstawie publicznie dostępnych informacji. Informacje zawarte w Prezentacji mogą ulec zmianie bez wcześniejszego powiadomienia, mogą być niepełne lub skrócone, oraz mogą nie zawierać wszystkich istotnych informacji. Informacje zawarte w niniejszej Prezentacji nie stanowią oferty inwestycyjnej, rekomendacji inwestycyjnej ani oferty świadczenia jakiegokolwiek usługi. Prezentacja zawiera także informacje i oświadczenia, które są związane z przyszłymi, ale nie przeszłymi zdarzeniami. Wszelkie takie wypowiedzi prognozujące oparte są na założeniach i oczekiwaniach PGNiG, ale ze względu na ich przyszły i niepewny charakter noszą ze sobą ryzyko, że w rzeczywistości przyszłe fakty lub wydarzenia mogą się znacznie różnić od tych stwierdzeń dotyczących przyszłości, zawartych w Prezentacji. Prezentacja nie powinna być wykorzystywana przy podejmowaniu jakichkolwiek decyzji lub jakichkolwiek działań inwestycyjnych. Aby uzyskać więcej informacji dotyczących PGNiG zajrzyj do jego raportów bieżących i okresowych. PGNiG nie ponosi odpowiedzialności za dokładność, kompletność lub wykorzystywanie informacji zawartych w Prezentacji, i nie zobowiązuje się do jej aktualizacji. Informacje zawarte w niniejszej Prezentacji nie stanowią porady prawnej lub innej profesjonalnej porady.