



Wyniki finansowe Grupy PGNiG za IV kwartał 2015 roku

4 marca 2016 r.

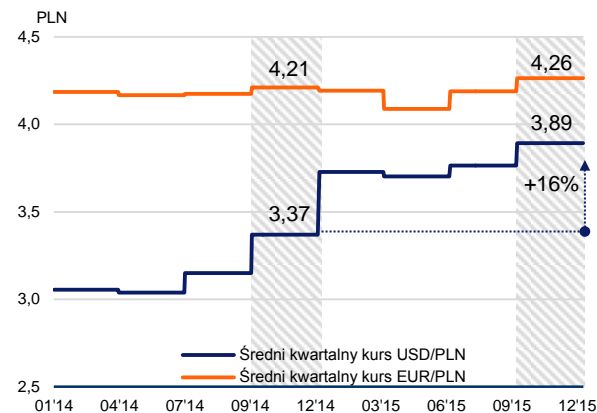
Agenda

- > 1. Czynniki wpływające na wynik finansowy
- > 2. Podstawowe wyniki finansowe 4Q 2015 i 2015 roku
- > 3. Segmentowe ujęcie EBITDA GK PGNiG
- > 4. Wyniki finansowe w poszczególnych segmentach działalności
 - > Poszukiwanie i Wydobywanie
 - > Obrót i Magazynowanie
 - > Dystrybucja
 - > Wytwarzanie
- > 5. Koszty operacyjne
- > 6. Program Poprawy Efektywności
- > 7. Wykonanie prognozy EBITDA
- > 8. Perspektywy na rok 2016
- > 9. Załączniki

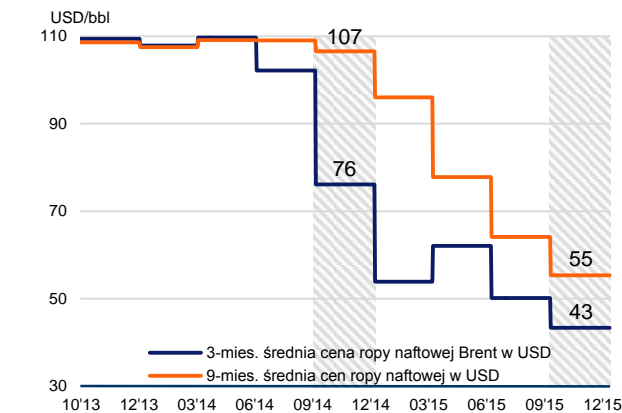
Czynniki wpływające na wynik finansowy

Zauważalny wpływ redukcji taryf na przestrzeni ostatnich okresów na cenę sprzedaży gazu. W 4Q 2015 obniżenie średniej regulowanej ceny o 10% R/R

Wzmacnienie USD i stabilizacja EUR wobec PLN R/R



9-miesięczna średnia cen ropy spadła w 4Q 2015 o 48% R/R i o 14% 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.

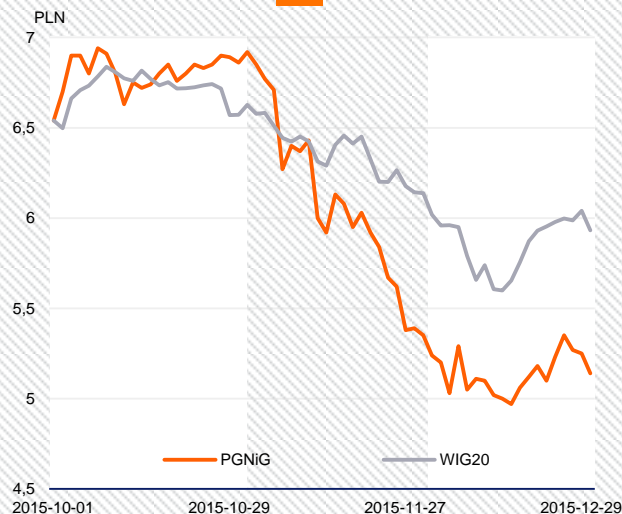
Podstawowe wyniki finansowe 4Q2015



Istotny wpływ spadku ceny surowców i liberalizacji rynku gazu na wyniki operacyjne kwartału

[mln PLN]	4Q2014	4Q2015	Δ%
Przychody ze sprzedaży	11 487	9 769	(15%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(10 130)	(8 998)	(11%)
EBITDA	1 357	771	(43%)
Amortyzacja	(600)	(717)	20%
EBIT	757	54	(93%)
Wynik na działalności finansowej	(130)	(70)	(46%)
Zysk netto	686	(21)	

Kurs akcji PGNiG w 4Q15



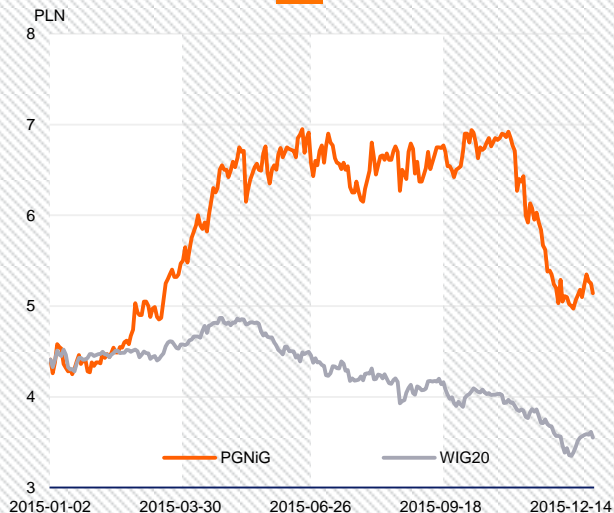
- Przychody ze sprzedaży gazu wysokometanowego (E) niższe R/R o 1,9 mld PLN, (7,4 mld PLN w 4Q15), przy wolumenie sprzedaży malejącym R/R o 0,3 mld m³ do 6,2 mld m³.
- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu niższe o 77 mln PLN w 4Q15 pomimo zwiększonego o 27% R/R wolumenu sprzedaży, sięgającym 315 tys. ton. Decydujący wpływ spadających cen ropy: średnio 43 USD/bbl (169 PLN/bbl) w 4Q15 wobec 76 USD/bbl (256 PLN/bbl) w 4Q14.
- Koszt zakupu gazu niższy o 17%, czyli 1,3 mld PLN R/R.
- Pomijalny wpływ rozliczenia w formule *net proceeds* (netto) gazu katarskiego w 4Q15 (3 dostawy rozliczone w 4Q).
- Wzrost amortyzacji o 117 mln PLN R/R ze względu na wzrost wolumenów sprzedaży w Norwegii (metoda naturalna amortyzacji) i przyjęcie PMG Wierzchowice do eksploatacji.
- W 4Q14 częściowe rozwiązanie odpisu na wartość 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). W 4Q15 brak wpływu na wynik.

Podstawowe wyniki finansowe 2015

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

[mln PLN]	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 PLN, wzrost do 28,5 mld PLN 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 PLN, 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 PLN koszty sprzedanego gazu, sięgające 22 mld PLN w 2015 (wpływ obligo) przy ich zmniejszeniu w samym PGNiG SA.
- Wpływ netto zawiązanych/rozwiązanych odpisów, rezerw oraz spisanych negatywów i sejsmiki na -1 062 mln PLN w 2015 wobec -1 513 mln PLN w 2014 (zmiana +451 mln PLN).
- Wzrost amortyzacji o 288 mln PLN 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 PLN 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 PLN wobec 1,9 mld PLN w 2014 r.

Segmenty – EBITDA 2015

Poszukiwanie i Wydobywanie

- Obniżenie przychodów ze sprzedaży ropy i kondensatu o 0,7 mld PLN R/R.

Obrót i Magazynowanie

- Niższe jednostkowe koszty zakupu gazu przy jednoczesnej presji cenowej po stronie sprzedaży.
- 1Q15 to 99% wyniku segmentu w 2015.

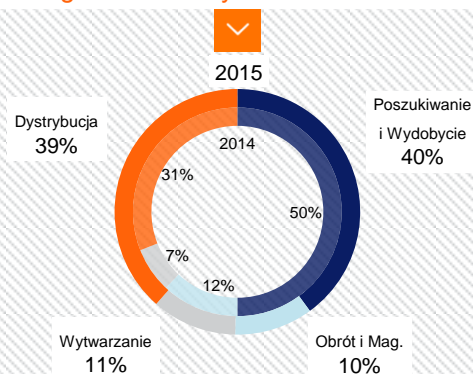
Dystrybucja

- Wzrost taryfy o 3% R/R i wolumenu o 2% R/R.
- W 2015 wpływ bilansowania systemu na +64 mln PLN wobec -49 mln PLN rok wcześniej.

Wytwarzanie

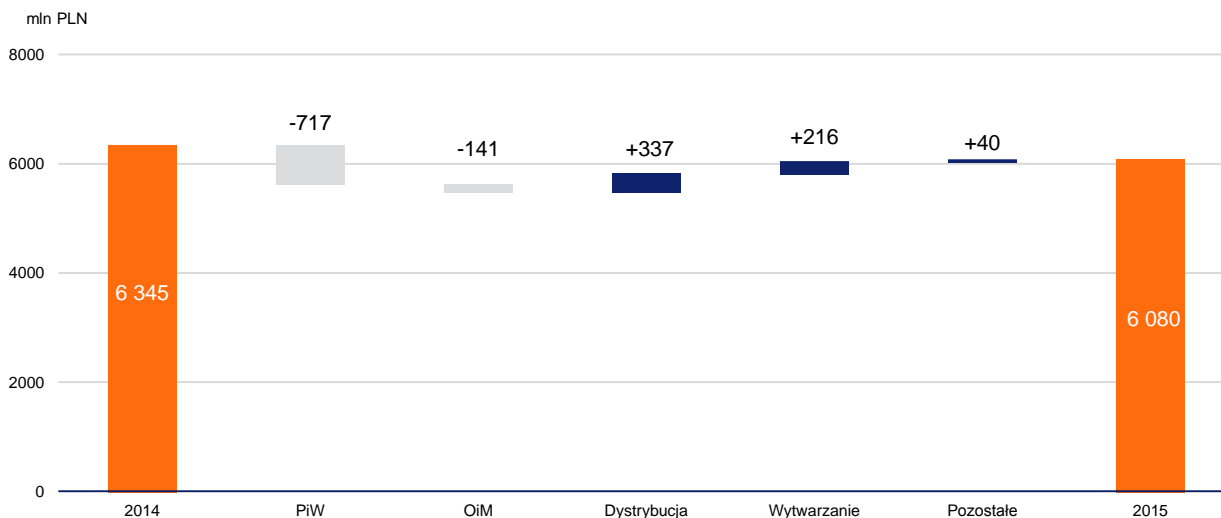
- Wyższe ceny ciepła i Ee przy nieznacznym spadku wolumenów i ograniczonych kosztach zakupu paliw.

Udział segmentów w wyniku EBITDA GK PGNiG



[mln PLN]	2014	2015	Δ%	Udział w wyniku GK
Poszukiwanie i Wydobywanie	3 143	2 426	(23%)	40%
Obrót i Magazynowanie	765	623	(19%)	10%
Dystrybucja	2 002	2 339	17%	39%
Wytwarzanie	463	679	47%	11%
Pozostałe, eliminacje	(28)	13		
Razem	6 345	6 080	(4%)	

Spadek EBITDA Grupy PGNiG 2015 vs 2014



Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie



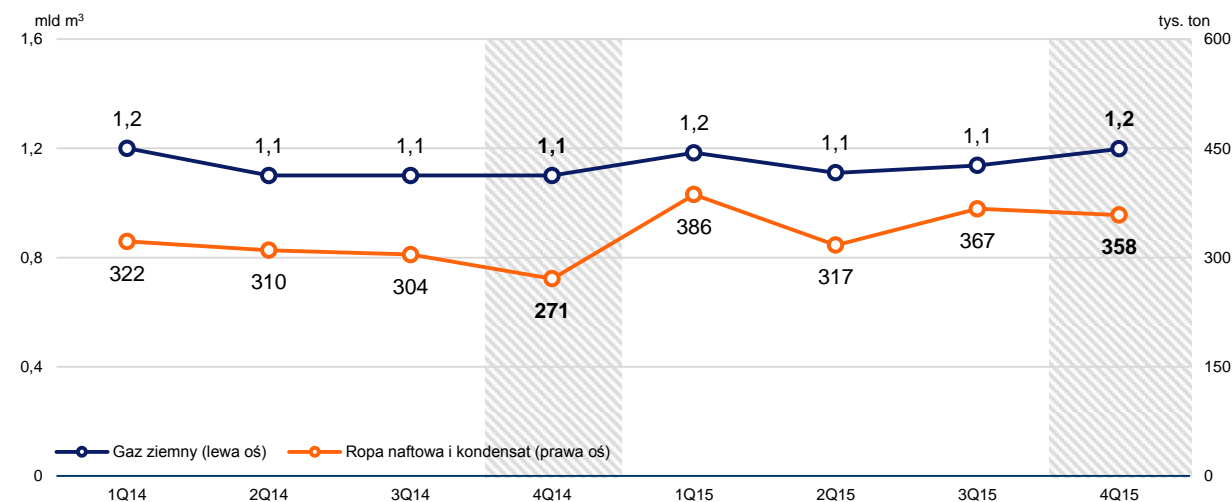
Negatywny wpływ niskich notowań ropy naftowej ograniczony przez wzrost wolumenu sprzedaży

Komentarz:

- Zmniejszenie przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu (R/R o 77 mln PLN) przy spadającej o ponad 34% cenie ropy wyrażonej w PLN oraz 27% wzroście wolumenu sprzedaży do 315 tys. ton.
- Spadek przychodów segmentu z usług geofizycznych i wiertniczych o 71 mln PLN, do 118 mln PLN.
- Saldo odpisów netto -420 mln PLN w 4Q15 wobec -381 mln PLN w 4Q14.
- Spisane odwierty negatywne i sejsmika: -82 mln PLN w 4Q15 oraz -132 mln PLN w 4Q14.
- Zwiększenie amortyzacji w Norwegii o 58 mln PLN R/R w związku z wyższym wolumenem sprzedaży ropy naftowej (metoda naturalna).
- Wzrost wydobycia ropy naftowej R/R jest wynikiem konsolidacji aktywów przejętych od firmy Total (udziały w złożach Morvin, Vale, Vilje) od 1Q15.
- Awaria w Norwegii w 4Q14 spowodowała wstrzymanie wydobycia gazu i ropy. Brak nieplanowanych przerw w produkcji w 4Q15.
- Grupa wyprodukowała w 2015 roku łącznie 4,6 mld m³ gazu ziemnego oraz 1,4 mln ton ropy naftowej.

[mln PLN]	4Q2014	4Q2015	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 212	1 143	(6%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(1 005)	(1 026)	2%
EBITDA	207	117	(44%)
Amortyzacja	(234)	(294)	26%
EBIT	(27)	(177)	(x6)

✓ Stabilna produkcja gazu ziemnego i zwiększona ropy naftowej w IV kwartale 2015 R/R



Segment – Obrót i Magazynowanie (1/2)

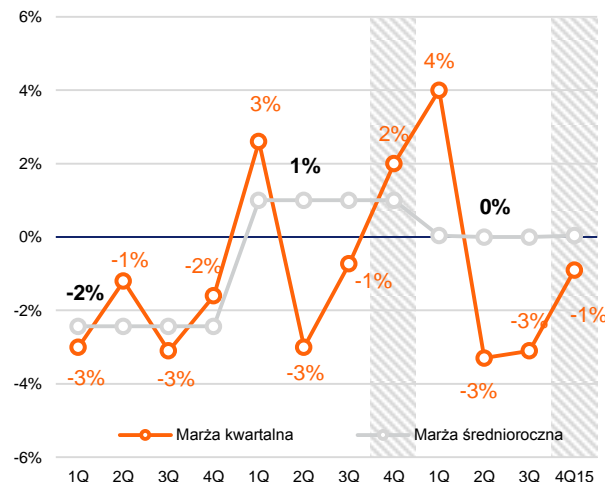
Marża na paliwie gazowym
E +6% przy marży operacyjnej
tego produktu -1% w 4Q2015

Komentarz:

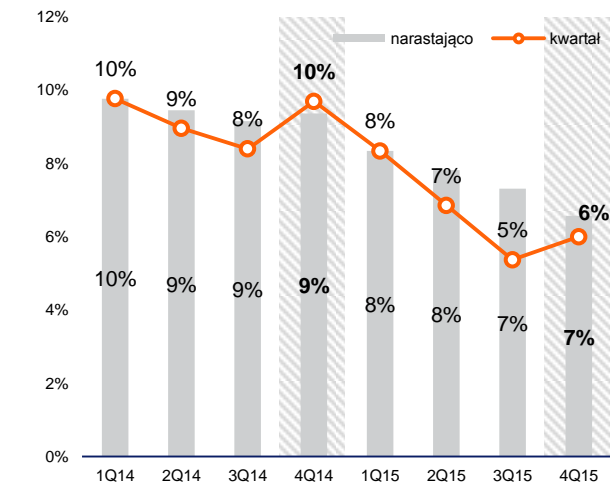
- Spadek przychodów ze sprzedaży gazu segmentu OiM z 9,7 do 7,8 mld PLN w wyniku spadku cen sprzedaży (obniżka taryf i aktywnie prowadzona polityka rabatowa).
- W 4Q15 mniejsza R/R różnica w cenie sprzedaży gazu w porównaniu do cen giełdowych.
- Dowiązanie w 4Q15 odpisu aktualizującego wartość zapasów gazu w kwocie -219 mln zł, w efekcie spadających cen gazu na TGE w kontraktach na rok 2016 (wpływ na 4Q14 -69 mln zł).
- W EBITDA 4Q14 widoczny pozytywny efekt ograniczenia dostaw z kierunku wschodniego, które trwały do marca 2015.
- Udział spółki PST w przychodach ze sprzedaży gazu na zbliżonym poziomie R/R.
- Udział sprzedaży energii elektrycznej z segmentu w przychodach w 4Q15 to 0,5 mld PLN porównywalny R/R.
- Wzrost amortyzacji w związku z ujęciem w 4Q15 skumulowanej amortyzacji PMG Wierzchowice w wysokości -72 mln PLN.

[mln PLN]	4Q2014	4Q2015	Δ%
Przychody ze sprzedaży	10 219	8 622	(16%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(9 737)	(8 757)	(10%)
EBITDA	482	(135)	(128%)
Amortyzacja	(65)	(116)	77%
EBIT	417	(251)	(160%)

Ujemna marża operacyjna na gazie E



Dodatnia marża na paliwie gazowym E



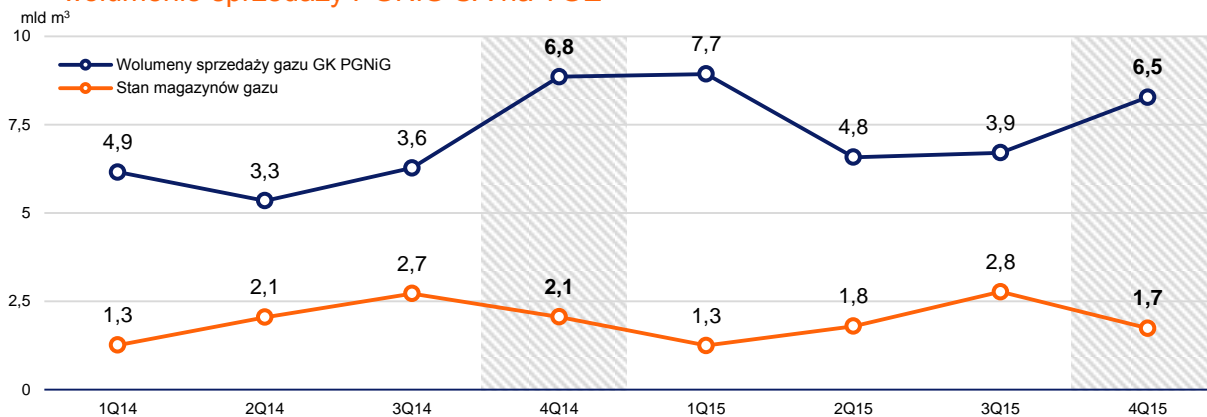
Segment – Obrót i Magazynowanie (2/2)

Wyniki segmentu pod wpływem spadku cen zakupu i sprzedaży gazu oraz łagodniejszych warunków atmosferycznych

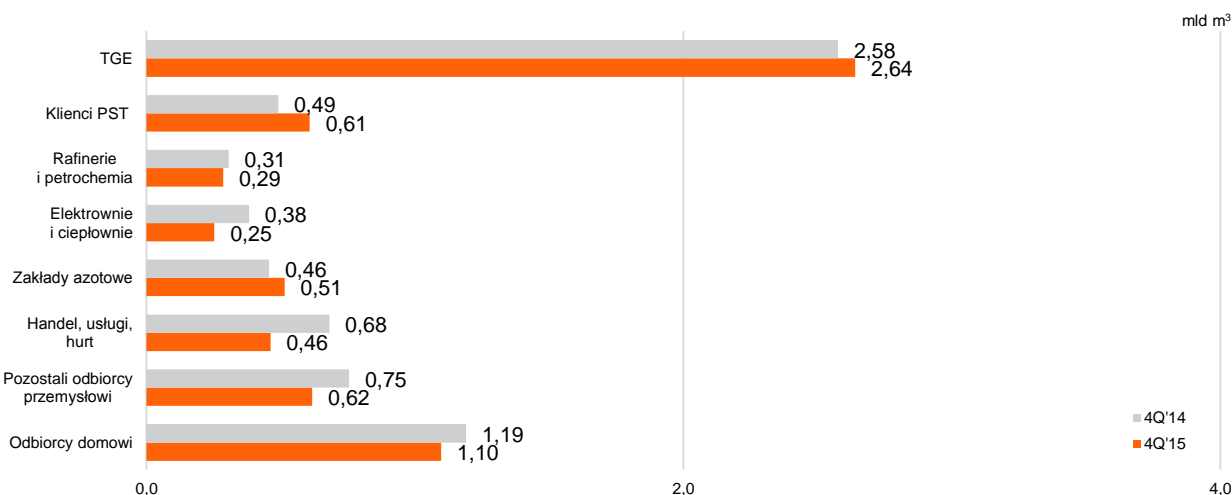
Komentarz:

- Stabilna sprzedaż R/R w grupie zakładów azotowych, rafinerii i petrochemii.
- Wpływ łagodniejszej zimy na zużycie gazu ziemnego przez odbiorców domowych i elektrociepłownie. Temperatura w grudniu wyższa o 2°C R/R.
- Zmniejszenie dostaw do pozostałych odbiorców przemysłowych (różne sektory) i grupę Handel, usługi – wpływ pogody i zmian sprzedawcy.
- W 4Q15 niższe niż w 2014r. załaczanie gazu do PMG.
- Import gazu przez PGNiG SA do Polski zmniejszył się o 23% do 1,9 mld m³ w porównaniu do 4Q14 przy niezmiennym R/R pozyskaniu z kierunku wschodniego - 1,8 mld m³ i zmniejszonym o 0,6 mld m³ z pozostałych kierunków.

▼ Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w 4Q2015 niższa R/R o 0,3 mld m³, przy porównywalnym wolumenie sprzedaży PGNiG SA na TGE



▼ Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



Segment – Dystrybucja

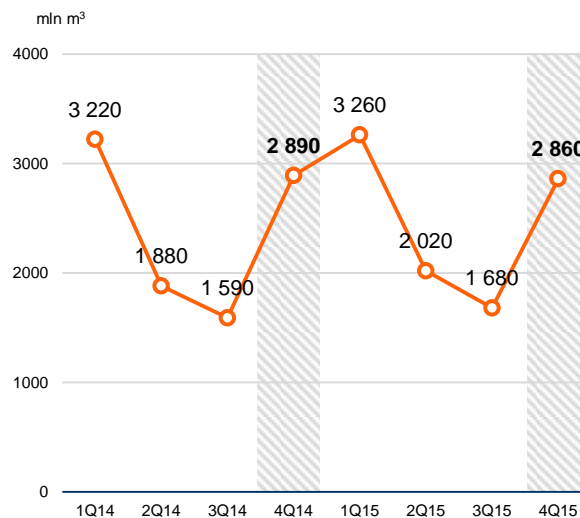
Wyniki segmentu na stabilnym, wysokim poziomie

[mln PLN]	4Q2014	4Q2015	Δ%
Przychody ze sprzedaży	1 180	1 161	(2%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(663)	(636)	(4%)
EBITDA	517	525	1%
Amortyzacja	(217)	(227)	4%
EBIT	300	298	(1%)

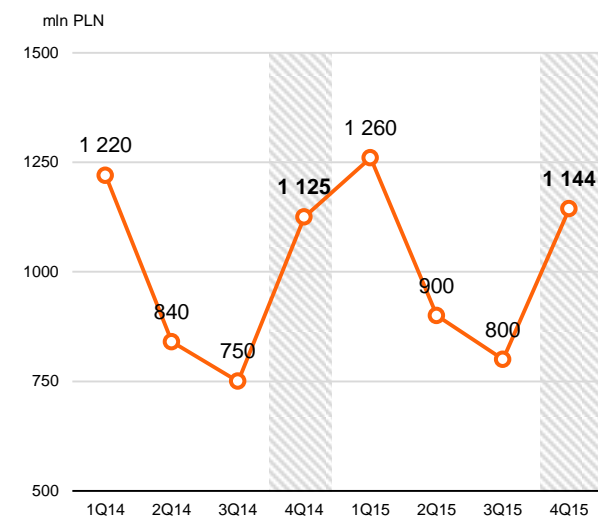
Komentarz:

- Wolumen dystrybuowanych gazów o 1% niższy R/R sięgający 2,86 mld m³.
- Przychody ze świadczenia usługi dystrybucyjnej wyższe o 20 mln PLN.
- Wyższe o 39,2 mln PLN (26%) R/R koszty usług przesyłowych związane ze zmianą taryfy za usługi przesyłowe oraz przesunięciem fakturowania w czasie pomiędzy 3Q i 4Q.
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu wyniosło -130 mln PLN w 4Q15 wobec -118 mln PLN rok wcześniej. Negatywny wpływ na wynik jest zgodny z założeniami temperaturowej metody szacowania sprzedaży.
- Efekt Programu Poprawy Efektywności (PPE) zniwelowany przez jednorazowe wypłaty i rezerwy na świadczenia dla pracowników w związku z zawartymi porozumieniami.

Wolumen dystrybuowanych gazów



Przychód z usług dystrybucyjnych



Segment – Wytwarzanie

Wyższy wynik operacyjny przy stabilnym poziomie przychodów

Komentarz:

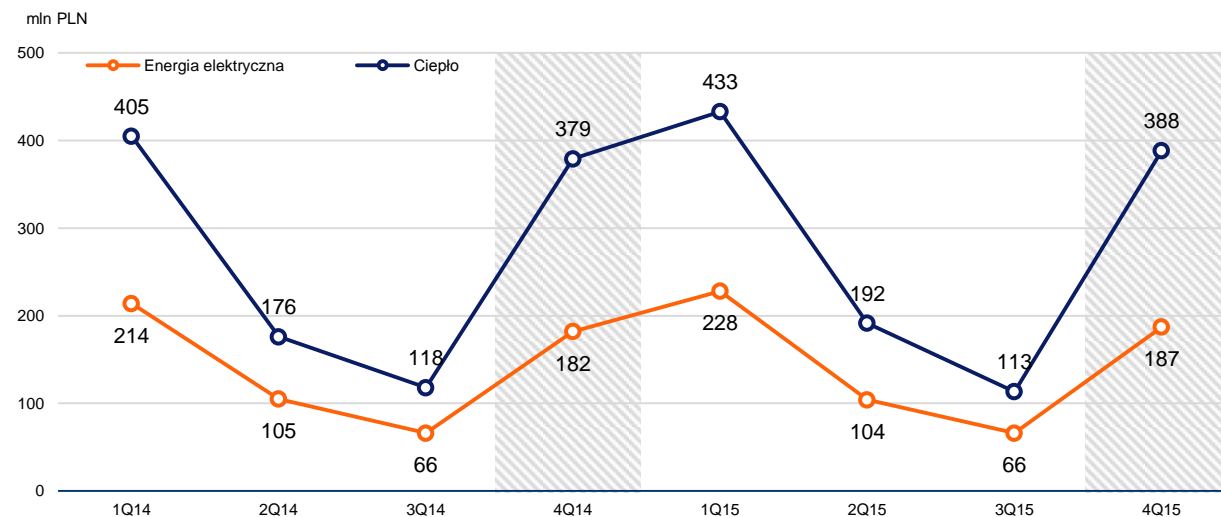
- Przychody ze sprzedaży segmentu na niezmiennym poziomie, przy nieznacznie niższych R/R wolumenach produkcji Ee i ciepła.
- Niższy o ok. 11% koszt zużycia surowców i materiałów do produkcji Ee i ciepła za sprawą spadku cen paliw – głównie spadek o 9% R/R kosztów zakupu węgla.
- Spadek przychodów i kosztów związanych z obrotem zakupioną Ee o odpowiednio 26% i 50% w wyniku ograniczenia działalności w tym obszarze.
- Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych o 17 mln PLN R/R głównie z tytułu rekompensat związanych z renegotiacją ZUZP i zmian aktuarialnych związanych z nagrodami jubileuszowymi i odprawami emerytalnymi.
- Spadek pozostałych kosztów operacyjnych w związku z rozwiązaniem niewykorzystanych rezerw na kwotę ok. 55 mln PLN.

Wolumen sprzedaży PGNiG Termika w 4Q15 (z produkcji):

- Sprzedaż ciepła na poziomie 12,6 PJ, czyli o 3% mniej R/R.
- Energia elektryczna: 1,1 TWh, czyli o 0,4% mniej R/R.

[mln PLN]	4Q2014	4Q2015	Δ%
Przychody ze sprzedaży	617	617	
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(463)	(355)	(23%)
EBITDA	154	262	70%
Amortyzacja	(78)	(77)	(1%)
EBIT	76	185	144%

Przychody PGNiG Termika ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej (z produkcji, mln PLN)



Istotny spadek kosztu sprzedanego gazu w 4Q2015



Niższe koszty sprzedanego gazu oraz zużycia pozostałych surowców w wyniku spadku cen paliw

Komentarz:

- Spadek kosztów paliw do produkcji ciepła i energii – głównie węgiel.
- Redukcja zatrudnienia o 3,6 tys. osób R/R do 25,7 tys. (-12%).
- Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych spowodowany dodatkowymi wypłatami dla pracowników i zawiązaniem rezerw na premie w związku z podpisanymi porozumieniami.
- Wzrost kosztów usługi przesyłowej w PSG R/R o 27% w 4Q15 skompensowany w pozycji „zmiana stanu produktów” w pozostałych kosztach operacyjnych netto.
- Wzrost amortyzacji o -58 mln PLN w spółce norweskiej ze względu na większą R/R sprzedaż ropy naftowej i o -72 mln PLN w związku z amortyzacją PMG Wierzchowice.
- Ograniczenie kosztów na różnych pozycjach w ramach PPE (m.in. usługi gazownicze, transportowe, wynajmu).
- Spadek kosztu sprzedanego gazu w związku z niższym wolumenem sprzedaży o 0,3 mld m³ R/R, przy niższych kosztach jednostkowych zakupu gazu ziemnego.

(mln PLN)	4Q2014	4Q2015	Δ%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	(245)	(227)	(7%)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(442)	(404)	(8%)
Świadczenia pracownicze	(823)	(908)	10%
Usługa przesyłowa	(273)	(302)	11%
Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki	(132)	(82)	(38%)
Pozostałe usługi obce	(413)	(429)	4%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(774)	(868)	12%
<i>Zmiana stanu odpisów aktualizujących</i>	(514)	(632)	23%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	313	312	
Amortyzacja	(600)	(717)	20%
Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu	(3 389)	(3 625)	7%
Koszt sprzedanego gazu	(7 339)	(6 090)	(17%)
Koszty operacyjne ogółem	(10 728)	(9 715)	(9%)

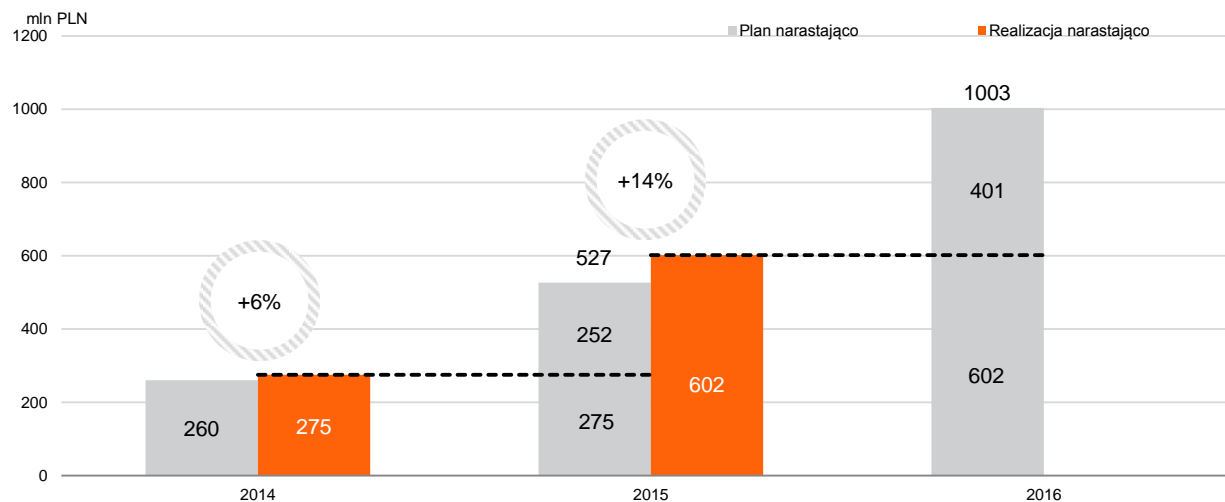
PPE – zwiększenie celu do ponad 1 mld zł w 2016 roku

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 2016 roku inicjatyw poprawiających efektywność funkcjonowania Grupy PGNiG.

W 2015 r. przekroczony plan oszczędności o 75 mln zł



Koszty operacyjne w ramach PPE

OPEX Zarządalny
5 mld zł

OPEX ogółem
29 mld zł
w 2013 r.

Kluczowe koszty poza PPE:

- Koszty zakupu gazu
- Koszty zakupu innych paliw
- Koszty usług przesyłowych
- Amortyzacja

OPEX pozostały
24 mld zł

Wykonanie prognozy EBITDA - 97%



Spadające ceny węglowodorów głównym czynnikiem wpływającym na poziom wykonania prognozy

Komentarz:

- Historyczna średnia wykonania planu wydatków inwestycyjnych – 80%.
- Ostrożna prognoza wydobycia węglowodorów w Norwegii na początku 2015 i optymistyczny finał roku – wzrost wydobycia w 2015 o ok. 2,8 mln baryłek (+49%). Naturalny spadek wydobycia ropy naftowej oczekiwany w 2016 roku.
- Wolumen sprzedaży gazu ziemnego w 2015 roku zgodny z założeniami z początku roku.

Grupa PGNiG	2015 Prognoza	2015 Wykonanie	Wykonanie [%]
Przychody [mld PLN]	37,1*	36,5	98%
EBITDA [mld PLN]	6,3*	6,1	97%
Dług/EBITDA	<2,0	1,0	
Nakłady inwestycyjne [mld PLN]	4,3	3,3	77%
Poszukiwanie i Wydobywanie	1,9	1,4	74%
Obrót i Magazynowanie	0,5	0,2	40%
Dystrybucja	1,3	1,2	92%
Wytwarzanie	0,6	0,5	83%
Wydobycie ropy naftowej [mln ton]	1,27	1,43	113%
w tym ze złóż w Norwegii	0,51	0,66	129%
Wydobycie gazu ziemnego [mld m ³]	4,5	4,6	102%
w tym ze złóż w Norwegii	0,4	0,6	150%
Wolumen sprzedaży gazu ziemnego [mld m ³]	22,8	23,0	101%

▼ Słabsze wyniki segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie

- wysoka globalna podaż ropy naftowej
- wysoka podaż gazu ziemnego przy ciepłej zimie
- spadek cen węglowodorów przy wzmocnieniu USD
- ryzyko dalszych odpisów aktualizujących wartość aktywów produkcyjnych oraz związanych z poszukiwaniami
- niższe wolumeny produkcji ropy naftowej i kondensatu w Grupie PGNiG w wyniku naturalnego szczypania złóż

▼ Walka o klienta w segmencie Obrót i Magazynowanie

- spadające ceny gazu ziemnego na rynkach europejskich korzystne dla cen zakupu przy jednoczesnej presji na ceny sprzedaży w Polsce
- kontynuacja polityki rabatowej
- dalszy spadek kosztu pozyskania gazu w ramach kontraktów długoterminowych w wyniku utrzymujących się niskich cen ropy naftowej
- pierwsze dostawy LNG od Qatargas w ramach kontraktu długoterminowego

▼ Stabilne wyniki segmentu Dystrybucja

- oczekiwana nowa taryfa dla PSG od II półrocza 2016
- wzrost wolumenu dystrybuowanego gazu w wyniku realizacji inwestycji rozwojowych i nowych przyłączy
- dalsza poprawa efektywności kosztowej

▼ Wzrost rentowności segmentu Wytwarzanie

- niższe ceny paliw do produkcji ciepła i energii elektrycznej
- planowany zakup sieci ciepłowniczych

Informacje kontaktowe

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 Zając

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
I kwartał 2016 r.

Okres zamknięty:
26.04 - 09.05.2016 r.



Raport za
I półrocze 2016 r.

Okres zamknięty:
13.07 - 12.08.2016 r.



Raport za
III Kwartał 2016 r.

Okres zamknięty:
27.10 - 09.11.2016 r.

▼ Więcej informacji



Strona internetowa relacji inwestorskich
www.ri.pgnig.pl



Załączniki

- > Zmiany na polskim rynku gazu
- > Obrót i sprzedaż detaliczna gazu
- > Wolumeny operacyjne
- > Zadłużenie i źródła finansowania
- > Bilans, cash flow, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

Zmiany na polskim rynku gazu

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

Komentarz:

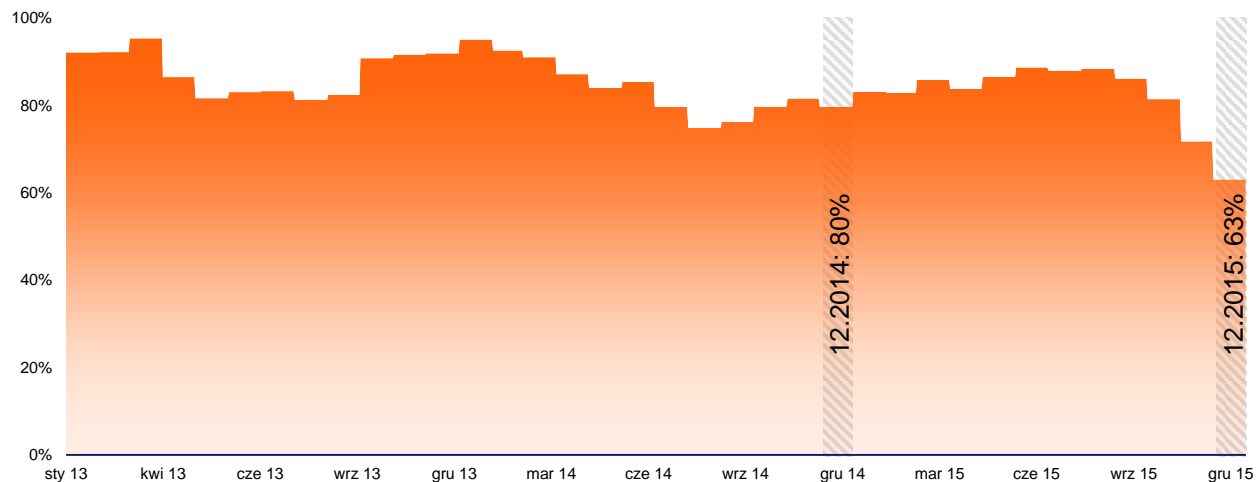
- Od 01.08.2014 r. wolumen sprzedaży gazu przez Grupę PGNiG zawiera zarówno sprzedaż giełdową PGNiG SA, jak i sprzedaż PGNiG OD do klientów końcowych i na giełdzie.
- Sprzedaż PGNiG OD uwzględnia również gaz zaazotowany, który został ujęty w tabeli w ekwiwalencie gazu E.
- Dla uzyskania porównywalności okresów R/R można pro-forma pomniejszyć koszt i przychód o wartość zakupu gazu przez PGNiG OD na TGE w okresie styczeń-lipiec, który wyniósł 5,1 mld PLN.

* 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
- 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	Δ%
Grupa PGNiG ogółem	18 609	23 000	24%
PGNiG SA	13 751	13 177	(4%)
<i>w tym PGNiG SA poprzez TGE</i>	3 742	8 089	x2,2
PGNiG Obrót Detaliczny	3 042	7 502	x2,5

Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski*



Obrót i sprzedaż detaliczna gazu po 1 sierpnia 2014r.

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).

Wolumeny operacyjne



WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG [mln m ³]	FY 2015	Q4 2015	Q3 2015	Q2 2015	Q1 2015	FY 2014	Q4 2014	Q3 2014	Q2 2014	Q1 2014
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	2 031	508	515	507	501	1 876	440	475	482	479
w tym w Polsce	1 458	369	359	362	367	1 457	368	361	362	367
w tym w Norwegii	573	138	156	145	134	419	73	114	120	112
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	2 599	691	622	602	684	2 627	692	582	650	704
w tym w Polsce	2 547	677	610	589	671	2 569	677	567	636	690
w tym w Pakistanie	52	13	12	13	13	58	14	15	15	14
RAZEM (przeliczony na E)	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	81	84	80	79	83	80	79	74	80	85

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG [mln m³]

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

IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA [mln m³]

Razem	9 330	1 863	2 398	2 495	2 574	9 700	2 423	2 143	2 594	2 541
w tym: kierunek wschodni	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	1 428	358	367	317	386	1 207	271	304	310	322
w tym w Polsce	765	207	204	147	207	789	214	188	184	203
w tym w Norwegii	664	151	163	170	180	418	57	116	126	119
Wydobycie razem przeliczone na kbb/d	29	29	29	26	31	24	22	24	25	26
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	1 391	315	356	372	348	1 169	249	262	373	287
w tym w Polsce	772	211	196	148	217	780	213	181	185	201
w tym w Norwegii	619	104	160	224	131	389	36	81	188	85

PGNiG TERMIKA

Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	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]	3 487	1 136	328	674	1 349	3 555	1 132	386	648	1 390

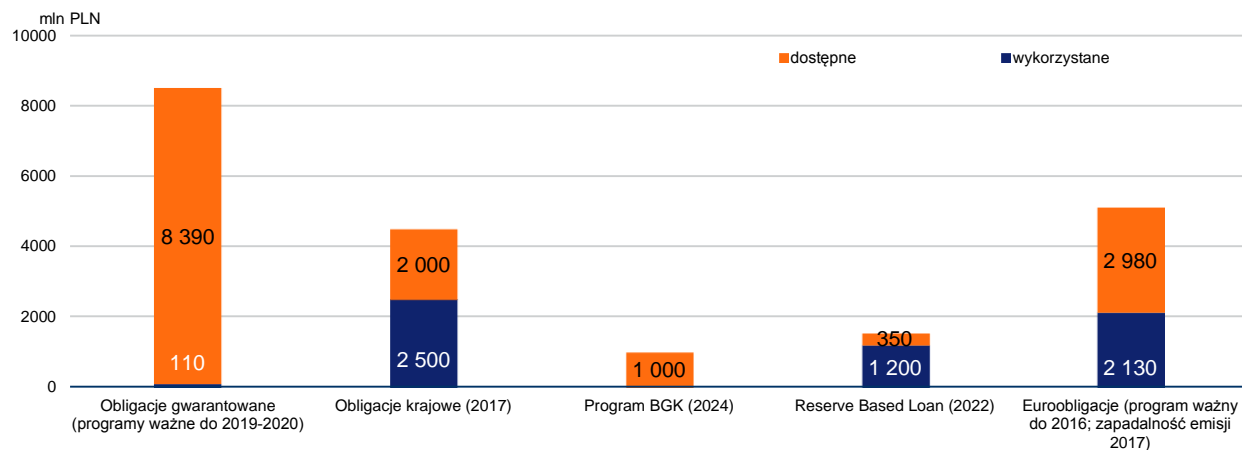
Zadłużenie i źródła finansowania

Mocna pozycja finansowa

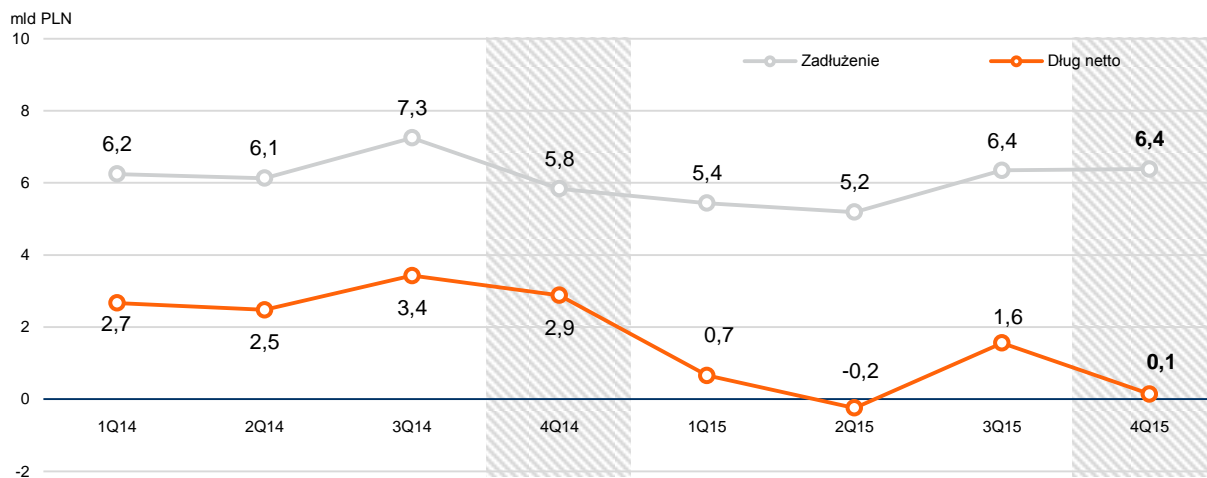
Komentarz:

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

Źródła finansowania (stan na 31.12.2015 r.)

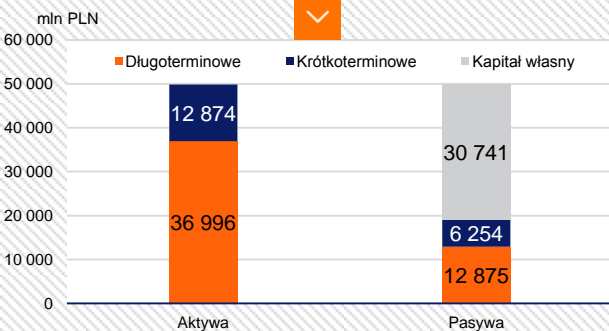


Zadłużenie na koniec kwartału

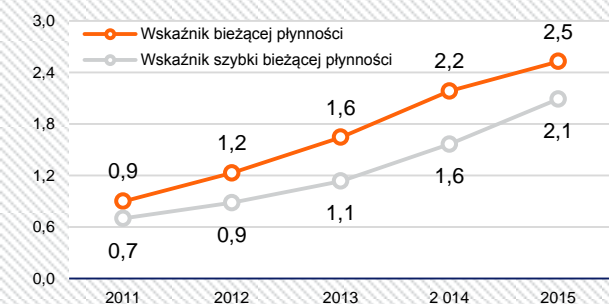
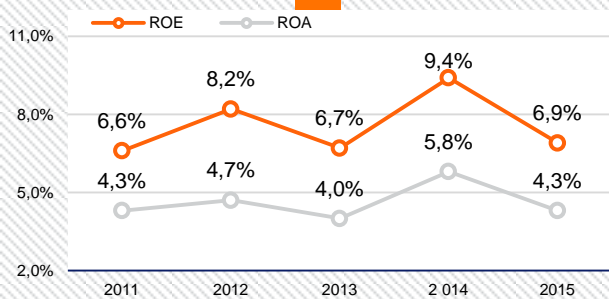


Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

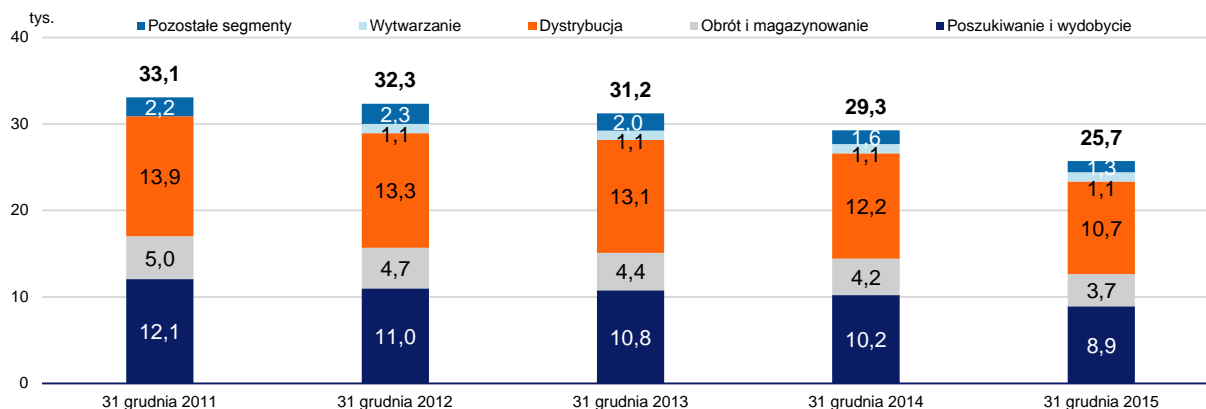
Bilans Grupy (stan na 31.12.2015 r.)



Rentowność i wskaźniki płynności



Zatrudnienie (stan na koniec roku)



Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2015 r. - 31.12.2015 r.)

