


PGNiG  
Prezentacja inwestorska

Luty, 2014

# Agenda

---

1. Grupa Kapitałowa PGNiG i rynek gazu w Polsce
2. Segmenty PGNiG
  - 2.1. Poszukiwanie i Wydobycie
  - 2.2. Obrót i Magazynowanie
  - 2.3. Dystrybucja
  - 2.4. Wytwarzanie
3. Nakłady, finansowanie
4. Załącznik – Dane finansowe za 9 miesięcy 2013



# Grupa Kapitałowa PGNiG & rynek gazu w Polsce

# Grupa Kapitałowa PGNiG



Wiodąca zintegrowana spółka w polskim sektorze gazowo-naftowym

\* Slajd zawiera wstępne dane operacyjne za 2013 – ostateczne dane zostaną opublikowane 5 marca w raporcie rocznym.

# Akcjonariat PGNiG

Notowana na GPW  
od września 2005

Kapitalizacja rynkowa  
29,6 mld PLN\*\*

Znaczący udział  
w indeksach WIG20 i WIG30 ~5%

## Notowania akcji od stycznia 2012



### Struktura akcjonariatu

- 72,4% – Skarb Państwa
- 27,6% – Wolny obrót
- Średnia dzienna wartość obrotu: 28 mln PLN (grudzień 2013)

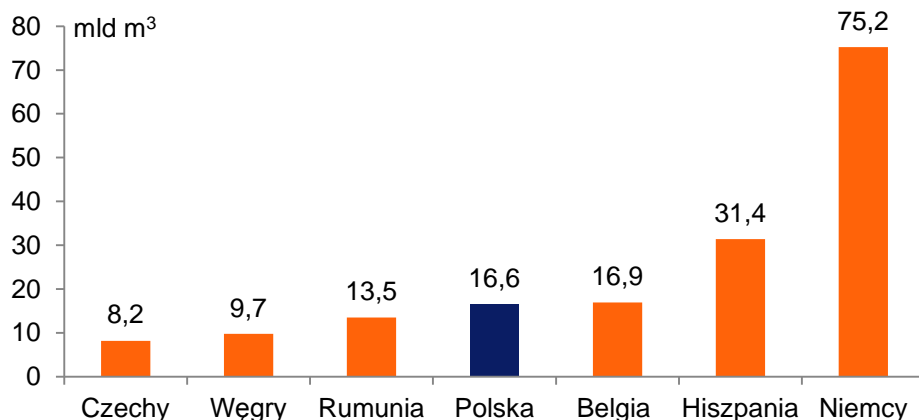
Szósta największa polska spółka notowana na GPW\*

\* Pod względem kapitalizacji  
\*\* PGNiG = 4,88 PLN (20.01.2014)

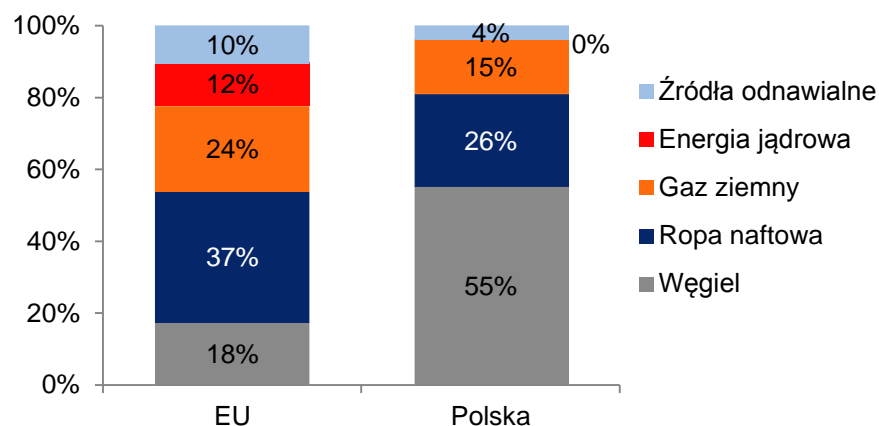


# Rynek gazu w Polsce

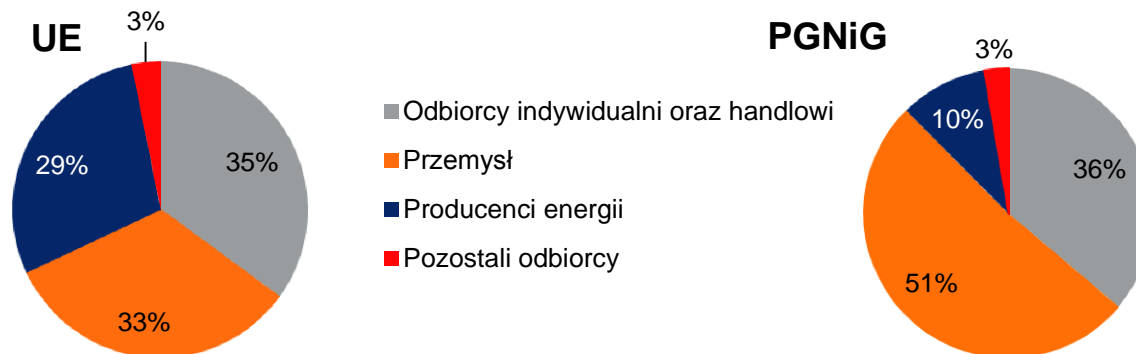
Zużycie gazu ziemnego wg krajów



Zużycie energii pierwotnej



Sprzedż gazu według sektorów

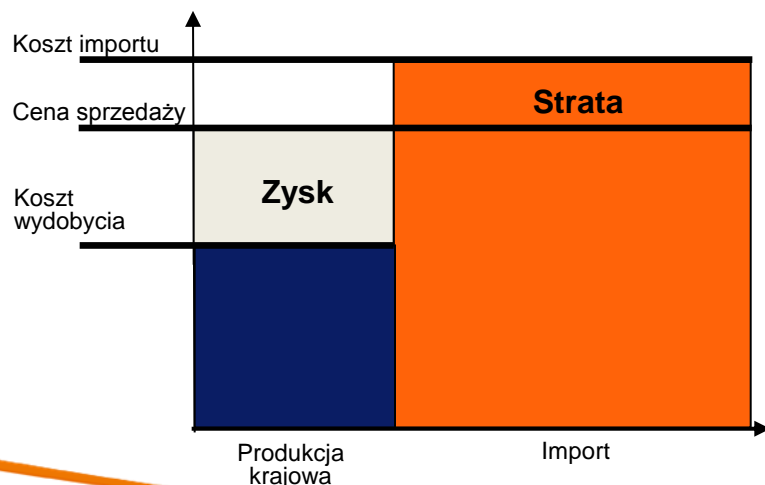


Niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

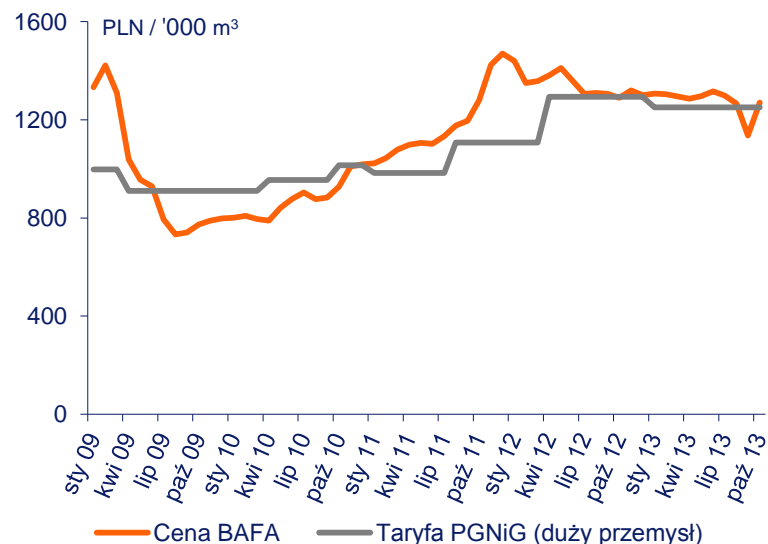
# Model taryfowy w Polsce

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 (11% WACC × 2,7 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)
Dystrybucja	Koszt + zwrot z kapitału (7,9% WACC × 12 mld zł WRA – luka 170m zł)

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



## Średnia importowa cena gazu do Niemiec wg BAFA oraz taryfa PGNiG w okresie styczeń 2009 – październik 2013\*



- 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

# Segmenty PGNiG



# Cele strategiczne budowania wartości w E&P

## Intensyfikacja wydobywania krajowego ze złóż konwencjonalnych

- **Poprawa parametrów wydobywania** w Polsce w wyniku implementacji najnowszych technologii
- **Przyspieszenie zagospodarowania** złóż węglowodorów w Polsce
- Wzmocnienie współpracy z partnerami branżowymi w poszukiwaniach

## Optymalizacja działalności w sektorze złóż niekonwencjonalnych

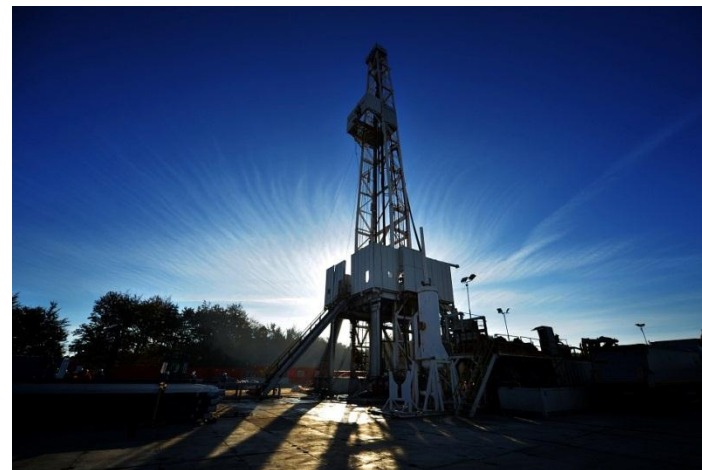
- Kontynuacja programu poszukiwania gazu (shale gas oraz tight gas)
- Wymiana doświadczeń z innymi firmami prowadzącymi poszukiwania gazu w Polsce, **poprawa transferu know-how**
- Pozyskanie doświadczonych **partnerów zewnętrznych** do realizacji projektów w zakresie poszukiwania gazu

## Rozwój działalności wydobywczej poza granicami Polski

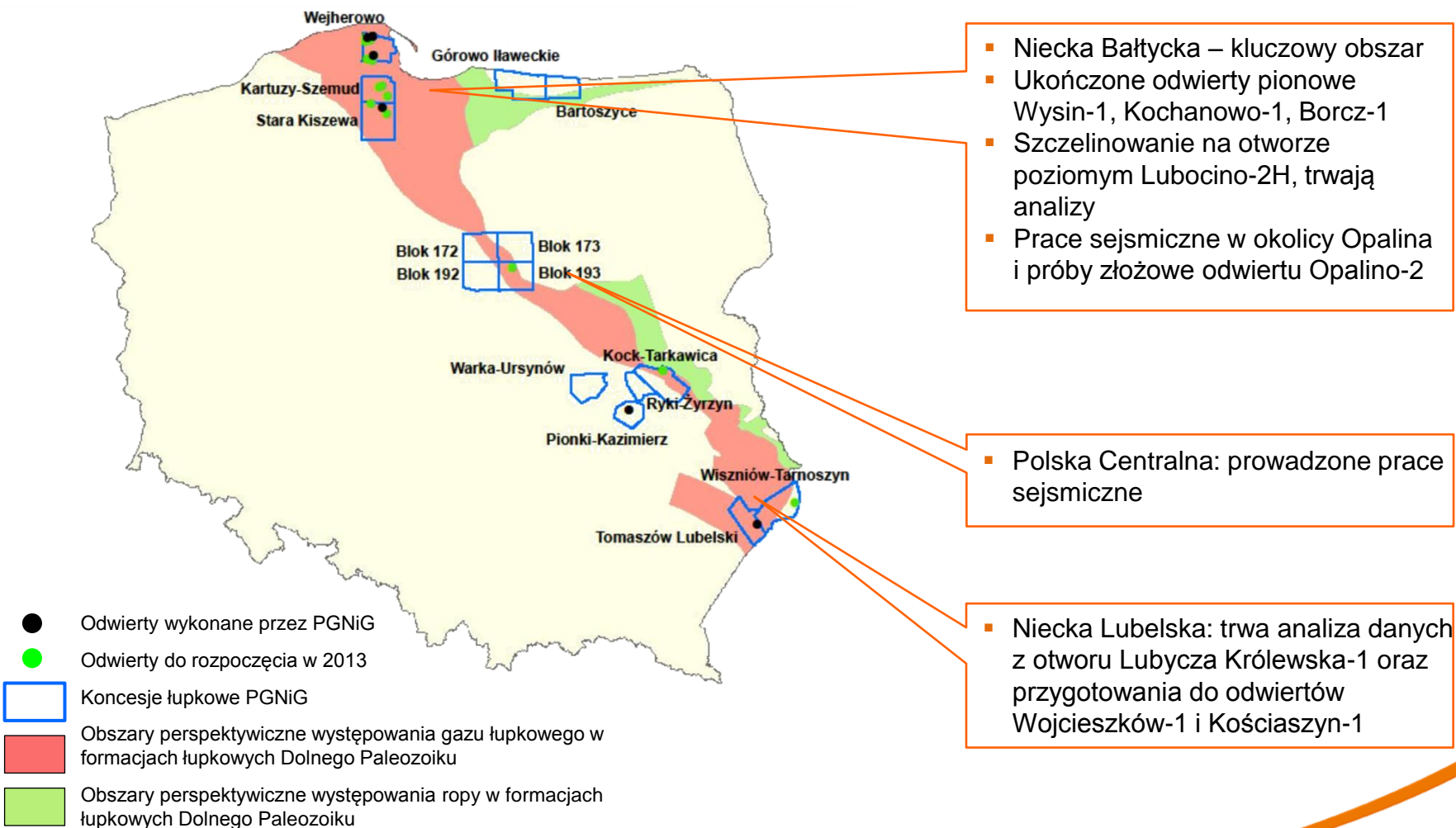
- **Zakup złóż produkcyjnych** ropy naftowej w rejonie Morza Północnego
- Zbadanie możliwości pozyskania aktywów produkcyjnych w Ameryce Północnej
- Przesunięcie działalności poszukiwawczej **do krajów o niskim poziomie ryzyka**

# Zakres działań poszukiwawczych i wydobywczych

- PGNiG to lider działalności poszukiwawczo-wydobywczej ropy i gazu w Polsce
  - Prognoza produkcji gazu ziemnego\* w 2014: 4,6 mld m<sup>3</sup> (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy)
  - Prognoza produkcji ropy naftowej wraz z kondensatem w 2014: 1,2 mln ton
- Polskie złoża gazu łupkowego szacowane są na 2 biliony m<sup>3</sup>
  - PGNiG posiada 15 koncesji poszukiwawczych za gazem z łupków z ponad 100 przyznanych w Polsce.
  - Powierzchnia koncesji łupkowych PGNiG to 12 tys. km<sup>2</sup>
  - Do września 2013 wykonanych 8 odwiertów za gazem łupkowym
- Złoża PGNiG w Polsce
    - udokumentowane złoża gazu 552 mln boe (87,8 mld m<sup>3</sup>)\*
    - udokumentowane złoża ropy 134 mln boe (18,3 mln ton)
  - Koncesje na ropę i gaz: 86 na poszukiwanie i rozpoznawanie oraz 225 na wydobywanie
  - 41 kopalń gazu ziemnego i 27 kopalń ropy naftowej
  - 2.215 odwiertów eksploatujących
  - Poziom wskaźników (średnia za lata 2008-2012):
    - RRR = 0,6
    - R/P = 25,3

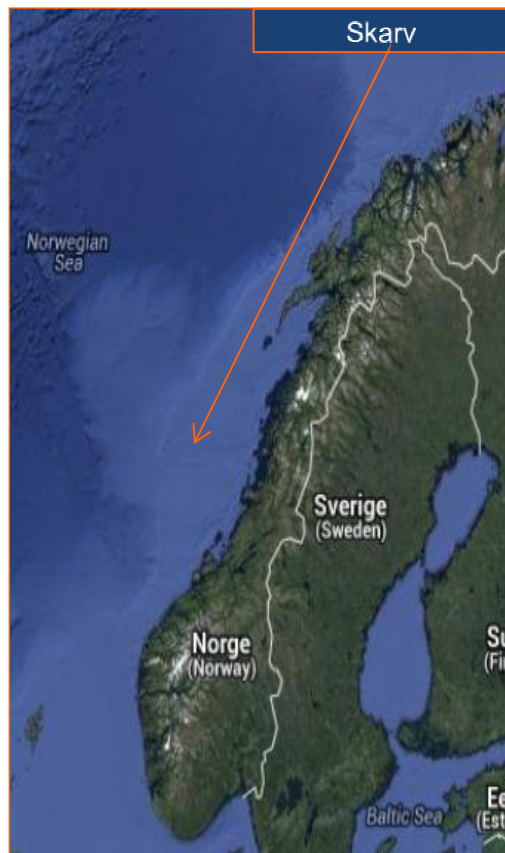


# Gaz niekonwencjonalny w Polsce – Status 1-3Q2013



# Działalność zagraniczna – Norwegia

## Projekt Skarv (Morze Norweskie)



Data zakupu	2007
Udziały	<b>PGNiG 11,92%</b> BP Norge AS (operator) 23,84% E.ON Ruhrgas Norge AS 28,08% Statoil Petroleum AS 36,17%
Koszt zakupionych licencji	360 mln USD
CAPEX (wyłącznie PGNiG)	ok. 800 mln USD
Wydobywalne zasoby licencji (2P) dla PGNiG	69 mboe
Głębokość morza	350-450 m
Plan produkcji	do 2029
Prognoza produkcji na rok 2013	2,1 mboe (0,3 mld m <sup>3</sup> ) gazu ziemnego 2,5 mboe (0,4 mln ton) ropy naftowej oraz NGL

## Pozostałe licencje (Morze Norweskie i Morze Barentsa)

Liczba licencji poszukiwawczych	<b>11</b>
w tym na Morzu Norweskim	9
Udziały	Od 15% do 50%

# Działalność zagraniczna – Afryka i Azja

## Egipt



data umowy	17 maj 2009
udziały	PGNiG - 100%
obszar	4.414,0 km <sup>2</sup>
położenie	blok Bahariya, Pustynia Zachodnia
zobowiązania	1.350 km <sup>2</sup> sejsmiki 2D, 2 odwierty
szacowane zasoby	22 mln ton ropy naftowej

Dwa odwierty w 2013 – oba negatywne; podjęta decyzja o wycofaniu się z Egiptu.

## Libia



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

4Q2013: zawiązanie odpisu na 420 mln PLN na całej wartości aktywów w Libii oraz rezerwy na 137 mln PLN na zobowiązania koncesyjne

## Pakistan



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

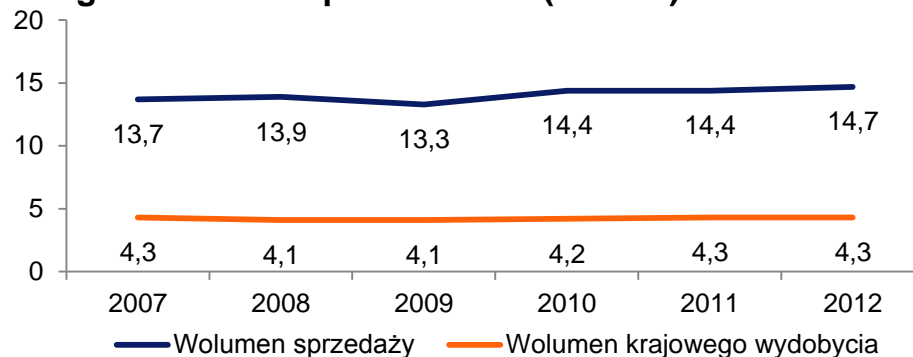
Próbna eksploatacja uruchomiona w czerwcu 2013; ok. 100m<sup>3</sup> rocznie

Przegląd aktywów pod kątem ryzyka geopolitycznego

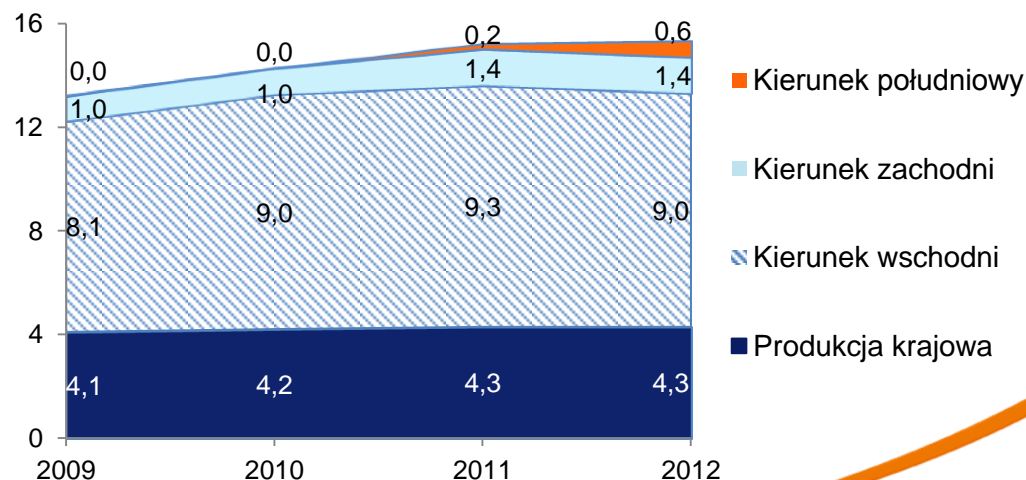
# Pozyskanie i sprzedaż gazu

- W ramach tego segmentu PGNiG prowadzi:
  - sprzedaż gazu ziemnego, importowanego i wydobytego ze złóż krajowych;
  - magazynowanie gazu.
- Rosnący rynek: CAGR +4% 2007-2012
- Około 30% popytu krajowego zaspakajane jest przez produkcję krajową PGNiG – pozostałe zapotrzebowanie pokrywa import
- Kontrakt Jamalski z firmą Gazprom na dostawy gazu:
  - Do 2022 roku
  - 10 mld m<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup> gazu
  - 100% Take-or-Pay
- 1,4 mld m<sup>3</sup> gazu sprzedanych w 2013 roku przez PGNiG Sales & Trading do odbiorców poza Polską

**Krajowe wydobycie pokrywa blisko 30% sprzedaży gazu w Polsce przez PGNiG (mld m<sup>3</sup>)**

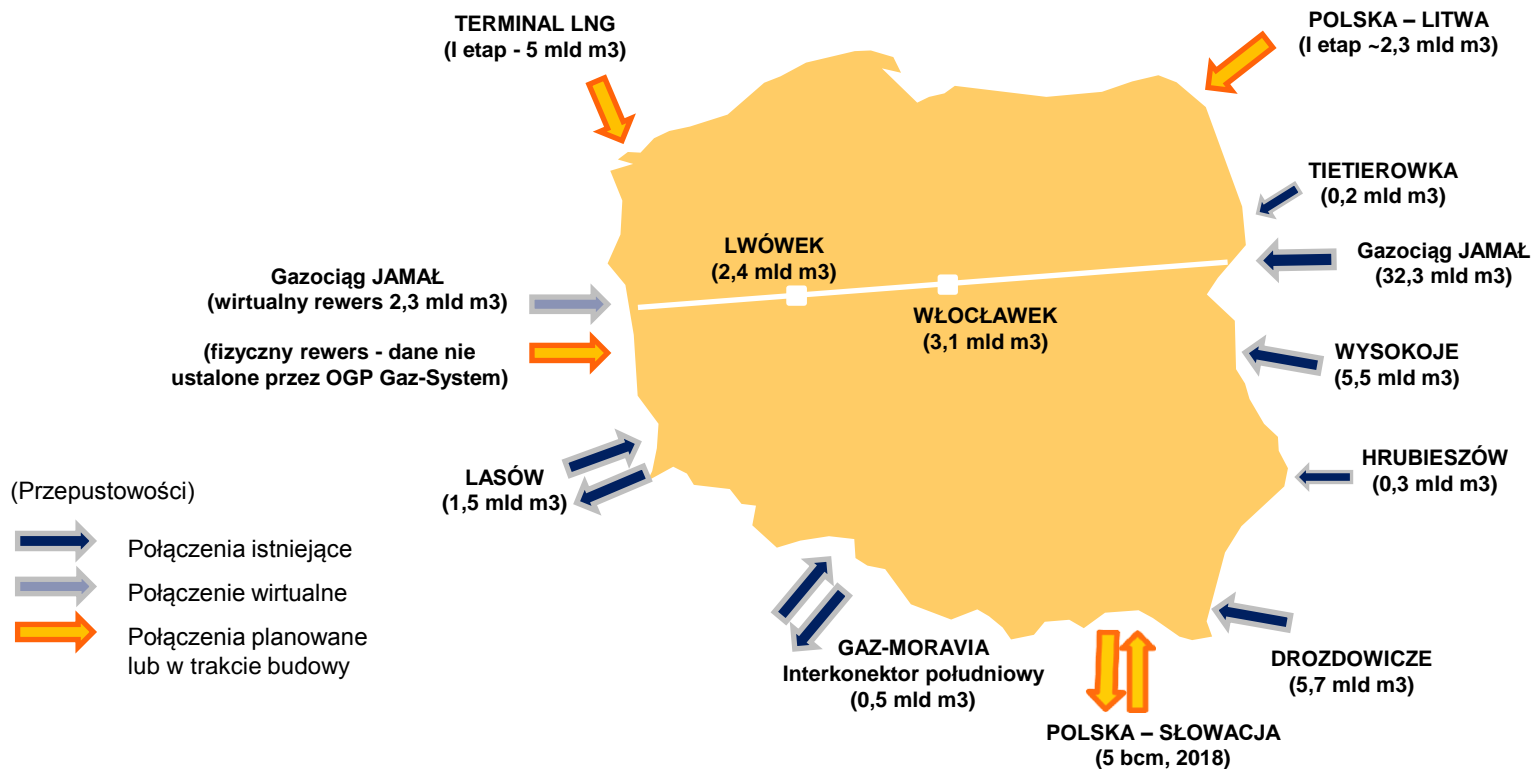


**Źródła zaopatrzenia PGNiG SA w gaz ziemny (mld m<sup>3</sup>)**





# Kierunki dostaw gazu



## Założenia dywersyfikacji dostaw:

- Zwiększenie poziomu bezpieczeństwa dostaw;
- Uniknięcie przerw w dostawach gazu;
- Zmniejszenie zależności od jednego kierunku dostaw (obecny poziom zależności - 59% ze wschodu);
- Umożliwienie importu wyższych wolumenów gazu (popyt na gaz rośnie, zaś obecne punkty wejścia są przeciążone);
- Zbilansowanie źródeł dostaw gazu.

# Rozbudowa podziemnych magazynów gazu

## 2011-2012

- Rozbudowa PMG Strachocina (z 150 do 330 mln m<sup>3</sup>)



## 2013-2014

- Zakończenie I etapu rozbudowy PMG Wierzchowice (z 0,58 do 1,2 mld m<sup>3</sup>)
- I i II etap budowy KPMG Kosakowo (50-100 mln m<sup>3</sup>)
- I etap rozbudowy KPMG Mogilno (z 378 do 535 mln m<sup>3</sup>)
- Rozbudowa PMG Husów (z 350 do 500 mln m<sup>3</sup>)

## 2020

- II etap rozbudowy PMG Wierzchowice (z 1,2 do 2 mld m<sup>3</sup>)
- III etap rozbudowy KPMG Kosakowo (z 100 do 250 mln m<sup>3</sup>) (planowane zakończenie inwestycji: 2021)
- II etap rozbudowy KPMG Mogilno (z 535 do 800 mln m<sup>3</sup>) (planowane zakończenie inwestycji: 2023)
- Rozbudowa PMG Brzeźnica (z 65 do 100 mln m<sup>3</sup>)

## Strategiczne rezerwy

- Od 1 października 2012: **30 dni** średniego dziennego wolumenu importu

## Najważniejsze dane

- Obecna liczba magazynów 8
  - w tym w kawernach solnych 1
- Obecna pojemność czynna ok. 2,0 mld m<sup>3</sup>
- Liczba magazynów w 2015 9
  - w tym w kawernach solnych 2
- Planowana pojemność w 2015 ok. 3,0 mld m<sup>3</sup>
- Pokrycie popytu zimowego przez pojemności magazynowe\* 36 dni



# Wytwarzanie

## PGNiG Termika (2012)

- 11 stycznia 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 Dalkia
- 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<sub>e</sub> w Warszawie na Żeraniu (2018) oraz kotła biomasowego 146MWt na Siekierkach (2015)

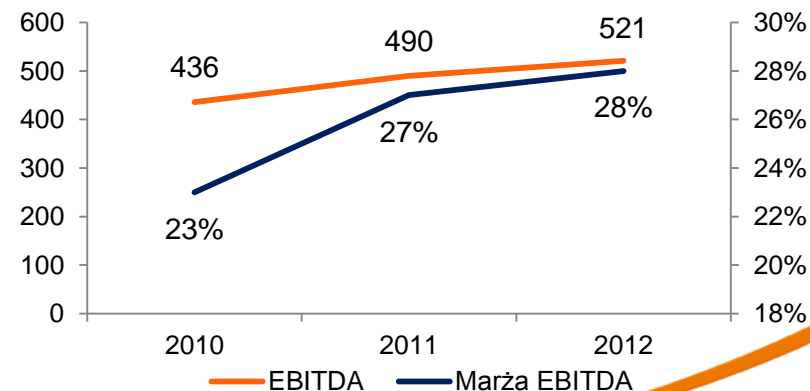
## Kluczowe dane operacyjne PGNiG Termika

Moc zainstalowana cieplna	4 782 MWt
Moc osiągalna elektryczna	1 015 MWe
Sprzedaż ciepła (regulowana)	40,2 PJ
Sprzedaż energii elektrycznej (z produkcji)	3,7 TWh

## Elektrociepłownia Stalowa Wola (2015)

- 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 m<sup>3</sup> rocznie
  - Umowa na sprzedaż energii elektrycznej, zawarta na 14 lat (50% do PGNiG)
  - Moc bloku gazowego: 400 MW<sub>e</sub> oraz 240 MW<sub>t</sub>

## Rosnąca EBITDA w PGNiG Termika\*

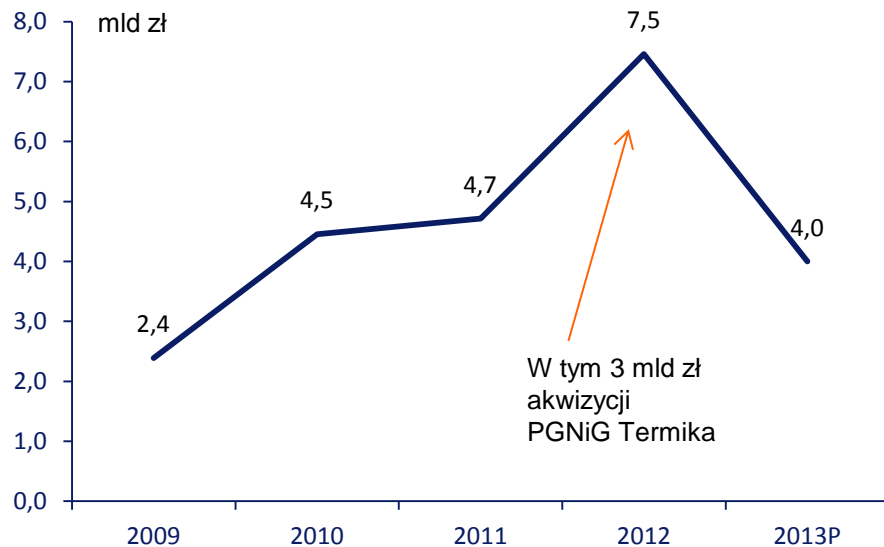


\* Dane 2010 i 2011 dla Vattenfall Heat Poland według Polskich Standardów Rachunkowości, dane PGNiG Termika przed korektami konsolidacyjnymi

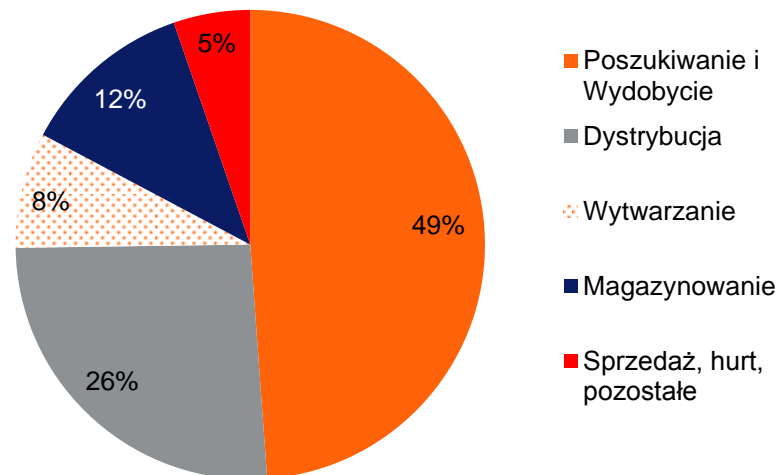
# Nakłady, finansowanie

## Planowane wydatki inwestycyjne w 2013 i 2011-2015

CAPEX w latach 2009 – 2013 (plan)



CAPEX na rok 2013: ~ 4,0 mld PLN

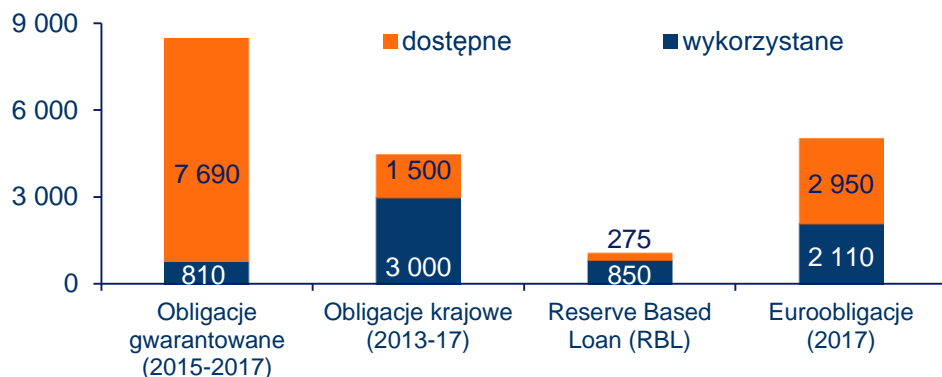


Plan nakładów inwestycyjnych na lata 2011-2015 to około 27 mld PLN



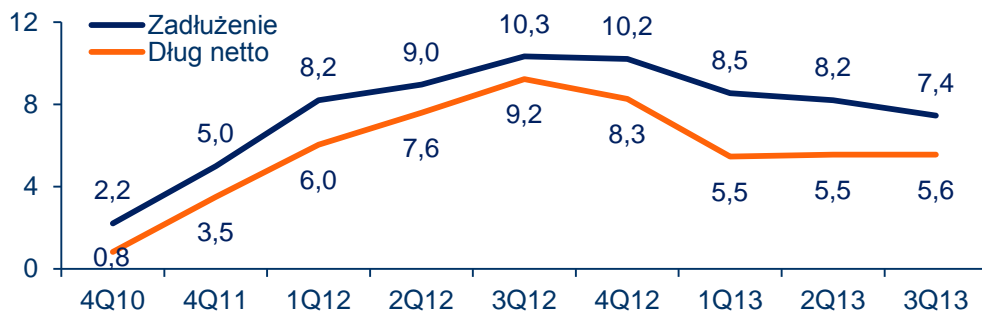
# Zadłużenie i źródła finansowania

## Źródła finansowania na 30.09.2013 (m PLN)

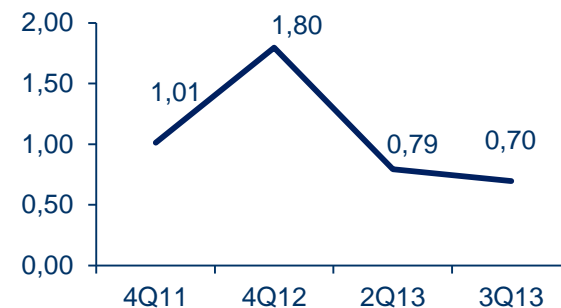


- Optymalizacja źródeł finansowania
- Dostępne programy na 12,4 mld PLN, w tym 9,5 mld gwarantowane
- Dług netto / EBITDA < 1

## Zadłużenie (mld PLN)



## Dług netto / EBITDA



**Stabilna pozycja finansowa do wypłaty dywidendy (wypłacona 10.2013)**

# Informacje kontaktowe

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

ul. M. Kasprzaka 25  
01-224 Warszawa

[www.pgnig.pl](http://www.pgnig.pl)

- **Relacje Inwestorskie**

[www.ri.pgnig.pl](http://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](mailto:aleksandra.dobosiewicz@pgnig.pl)

Adam Kucza

Analityk Finansowy

Tel: +48 22 691 82 56

Kom: +48 723 981 353

Faks: +48 22 589 46 02

E-mail: [adam.kucza@pgnig.pl](mailto:adam.kucza@pgnig.pl)



Załącznik –  
Wyniki finansowe GK PGNiG  
za 9 miesięcy 2013

# Główne osiągnięcia 1-3Q2013

## Poszukiwanie i Wydobywanie

- Wydobywanie ropy naftowej i kondensatu 1-3Q2013:
  - 789 tys. ton (5,8 mboe), w tym:
    - Norwegia: 189 tys. ton (1,4 mboe) w tym 109 tys. ton w 3Q13
    - LMG: 252 tys. ton (1,85 mboe) w tym 92 tys. ton w 3Q13
- 14 odwiertów wykonanych w 1-3Q2013, w tym 3 za gazem łupkowym (plan roczny: uruchomienie 34 odwiertów, z czego 13 za gazem łupkowym)

## Finanse

- Przychody ze sprzedaży +15% R/R (23 mld PLN wobec 20,1 mld PLN w 1-3Q2012)
- Dług netto / EBITDA < 1
- Wypłata dywidendy 767m PLN (10.2013)

## Obrót i Magazynowanie

- Wolumen sprzedaży gazu 11,7 mld m<sup>3</sup> (+12%) w 1-3Q13 i 2,95 mld m<sup>3</sup> (+17%) w 3Q13 R/R
- Ujemna marża na sprzedaży gazu wysokometanowego w Polsce na poziomie -2% w 1-3Q13 vs -11% w 1-3Q12
- PMG zapełnione: 2,48 mld m<sup>3</sup>

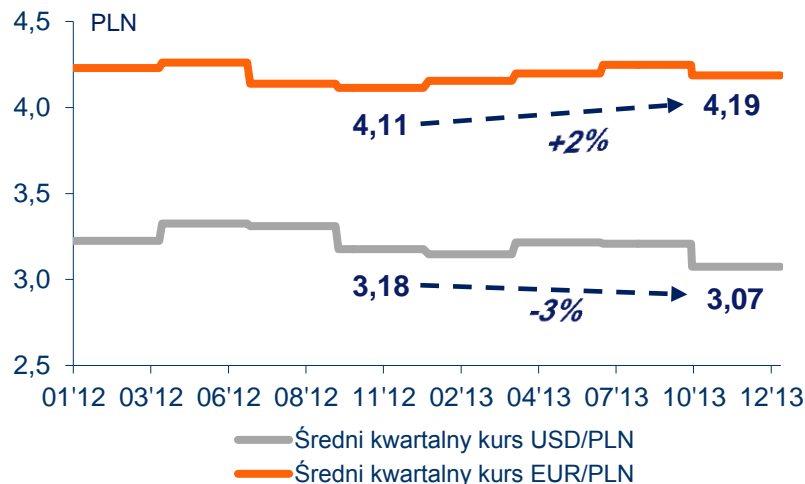
## Otoczenie

- Stabilne ceny ropy, gazu SPOT i kursy walut
- Taryfa gazowa obowiązująca od 01.2013, przedłużona na 4Q13

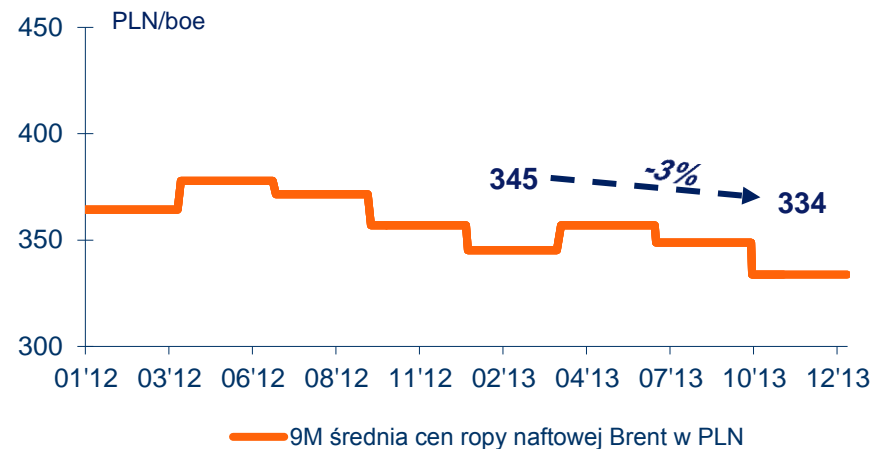


# Czynniki wpływające na wynik finansowy

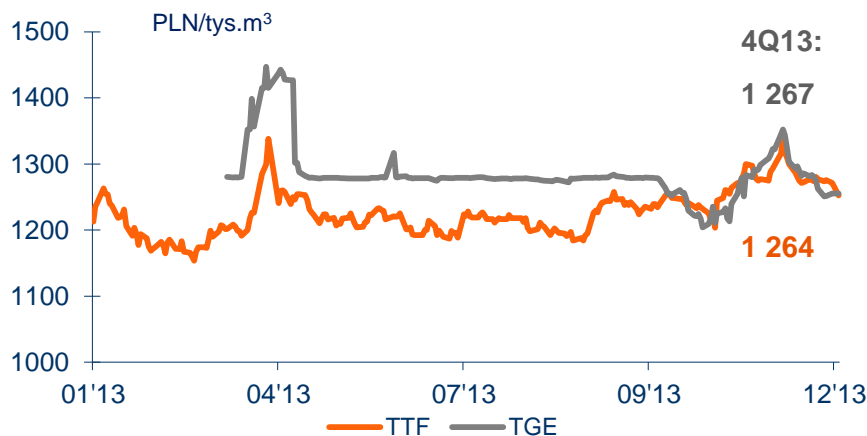
## Stabilny średni kurs USD i EUR wobec PLN



## Niższe notowania ropy naftowej



## Od 4Q13 TTF i TGE zbliżyły wyceny



## Wzrost ceny taryfowej gazu PGNiG od 01.01.2014



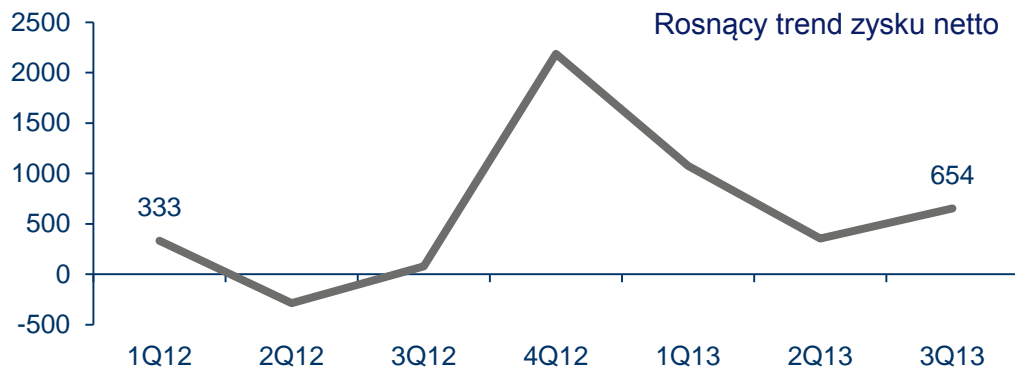
\*od 01.01.2014 cena paliwa gazowego zawiera także koszty magazynowania i część kosztów przesyłu, ujmowane dotychczas w opłacie sieciowej

# Podstawowe wyniki finansowe 1-3Q2013

(m PLN)	1-3Q2012	1-3Q2013	Δ%
Przychody ze sprzedaży	20 064	<b>23 003</b>	15%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(20 043)	<b>(19 948)</b>	0%
EBITDA	1 528	<b>4 808</b>	215%
Amortyzacja	(1 507)	<b>(1 753)</b>	16%
EBIT	21	<b>3 055</b>	x147
Wynik na działalności finansowej	(98)	<b>(310)</b>	217%
Zysk netto	122	<b>2 082</b>	x17

Rosnące przychody ze sprzedaży produktów 1-3Q13:

- Gaz wysokometanowy +1 611m PLN
- Ropa naftowa i kondensat +827m PLN
- Energia elektryczna +348m PLN
- Ciepło +96m PLN
- Gaz zaazotowany +73m PLN
- Usługi wiertnicze i serwisowe +42m PLN



**Znaczna poprawa wyniku dzięki podwojeniu sprzedaży ropy**

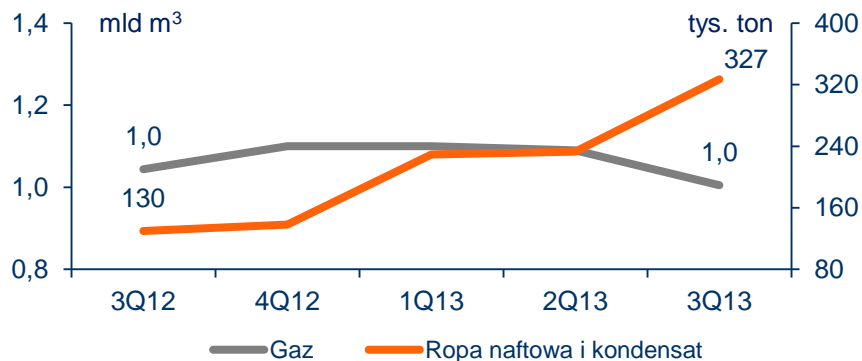


# Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

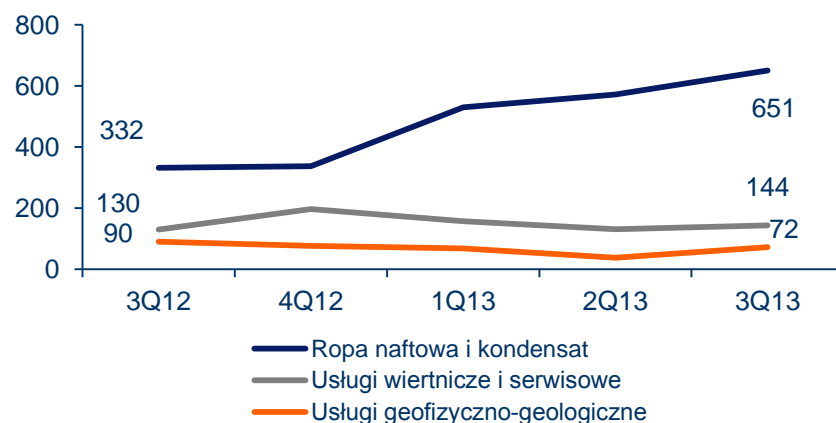
(m PLN)	1-3Q2012	1-3Q2013	Δ%
Przychody	3 118	<b>4 317</b>	38%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(1 364)	<b>(1 393)</b>	2%
EBITDA	1 754	<b>2 924</b>	67%
Amortyzacja	(448)	<b>(720)</b>	61%
EBIT	1 306	<b>2 204</b>	69%

- +827m PLN (+89%) przychodów ze sprzedaży ropy i kondensatu w 1-3Q13 vs 1-3Q12
- Wolumen sprzedaży ropy naftowej +100% (+352 tys. ton w 1-3Q13 vs 1-3Q12)
- Zwiększona międzysegmentowa sprzedaż gazu z Norwegii do PST (241m m<sup>3</sup> w 1-3Q13)
- 63m PLN wpływ LMG oraz -176m PLN Norwegia w 1-3Q13

## Wolumen wydobycia



## Przychody ze sprzedaży (m PLN)



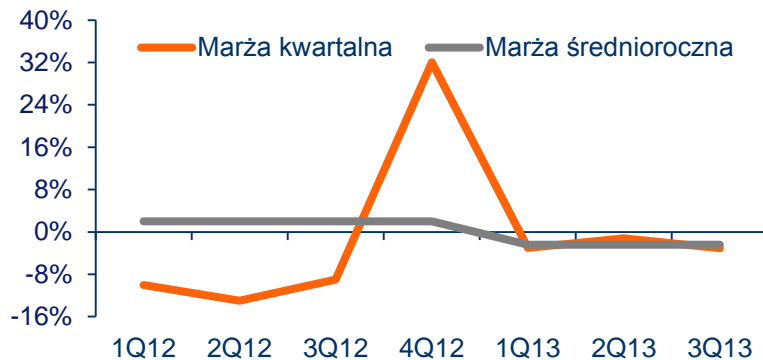
**Wysoki wynik rezultatem rosnącego wydobycia ropy**

# Segment – Obrót i Magazynowanie (1)

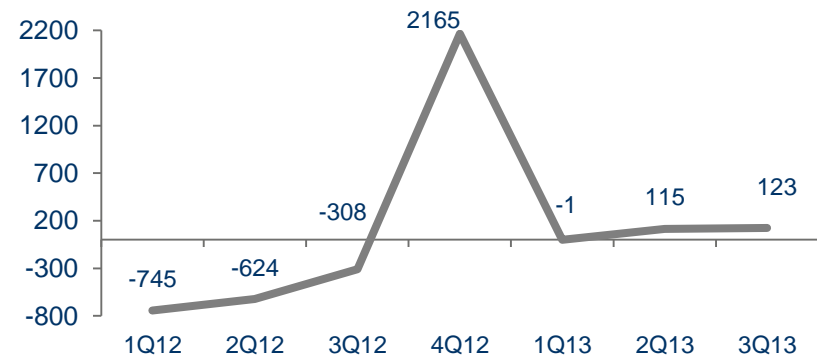
(m PLN)	1-3Q2012	1-3Q2013	Δ%
Przychody	16 552	<b>18 672</b>	13%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(18 220)	<b>(18 434)</b>	1%
EBITDA	(1 668)	<b>238</b>	-
Amortyzacja	(107)	<b>(131)</b>	22%
EBIT	(1 775)	<b>107</b>	-

- Cena taryfowa niepokrywająca kosztów: marża na sprzedaży gazu E poprawiona z -11% do -2% narastająco i z -9% do -3% w samym 3Q
- Udział spółki PST: 1,3 mld PLN przychodów ze sprzedaży gazu w 1-3Q13 vs 135m PLN w 1-3Q12
- 659m PLN sprzedaży Ee w 1-3Q13 vs 70m PLN w 1-3Q12
- Mniejszy o 153m PLN negatywny wpływ różnic kursowych i wyniku na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych R/R

## Marża gazu E



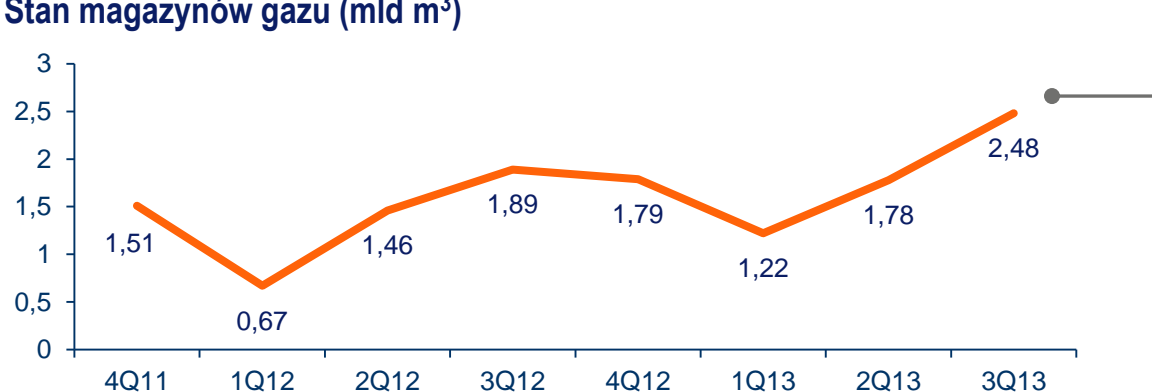
## Kwartałna EBITDA (m PLN)



**Mimo poprawy R/R utrzymuje się ujemna marża na sprzedaży gazu E**

# Segment – Obrót i Magazynowanie (2)

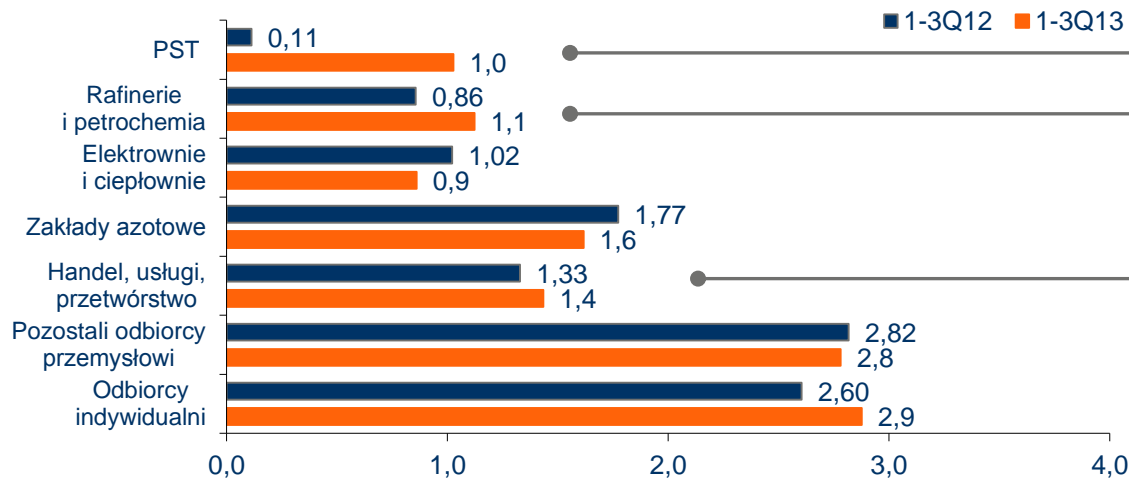
## Stan magazynów gazu (mld m<sup>3</sup>)



- Rekordowy stan magazynów gazu na koniec 09.13: 2,48 mld m<sup>3</sup> (w tym testowe zatłoczenie 0,6 mld m<sup>3</sup> w PMG Wierzchowice)

- Narastająco import gazu +0,3 mld m<sup>3</sup>, z czego wzrost o 0,5 mld m<sup>3</sup> w 1Q13
- Wzrost importu ze wschodu o 0,5 mld m<sup>3</sup> w 1-3Q13, z czego +0,64 mld m<sup>3</sup> w samym 1Q13 (niskie temperatury)

## Wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców (mld m<sup>3</sup>)



- 1 mld m<sup>3</sup> gazu sprzedaży PST w Niemczech w 1-3Q13 vs 0,1 mld m<sup>3</sup> w 1-3Q12

- Rafinerie i petrochemia: wpływ kontraktu z Grupą LOTOS

- W 1-3Q13 ponad 28m m<sup>3</sup> sprzedane i dostarczone poprzez Towarową Giełdę Energii (z zaoferowanych 3,4 mld m<sup>3</sup>)

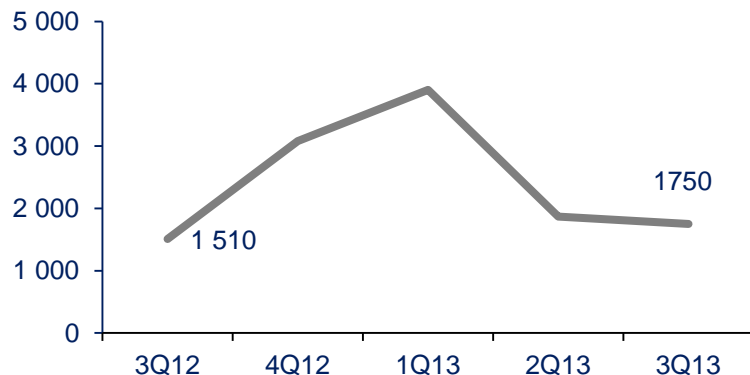
**Rosnąca sprzedaż gazu i wysokie stany magazynowe**

# Segment – Dystrybucja

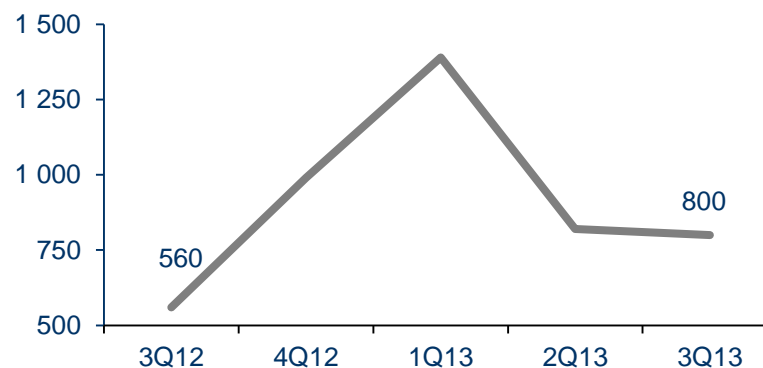
(m PLN)	1-3Q2012	1-3Q2013	Δ%
Przychody	2 546	<b>3 136</b>	23%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(1 387)	<b>(1 773)</b>	28%
EBITDA	1 159	<b>1 363</b>	18%
Amortyzacja	(605)	<b>(636)</b>	5%
EBIT	553	<b>727</b>	31%

- Wzrost przychodów i kosztów przez zmianę w przesyłowej oraz dystrybucyjnej instrukcji ruchu i eksploatacji (IRiESD i IRiESP, neutralna dla wyniku operacyjnego)
- Koszty usługi przesyłowej 445m PLN w 9M13 (zmiany IRiESD i IRiESP), brak tych kosztów w 2012r.
- +10% wolumenu dystrybucji w 1-3Q13 i +16% w samym 3Q13 (R/R)

Wolumen dystrybuowanych gazów (m m<sup>3</sup>)



Przychód z usług dystrybucyjnych (m PLN)



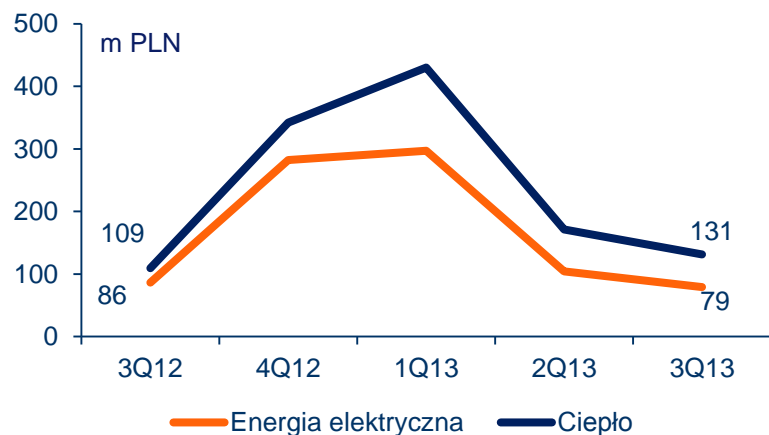
**Stabilna, ciągła poprawa  
wyników Dystrybucji**

# Segment – Wytwarzanie

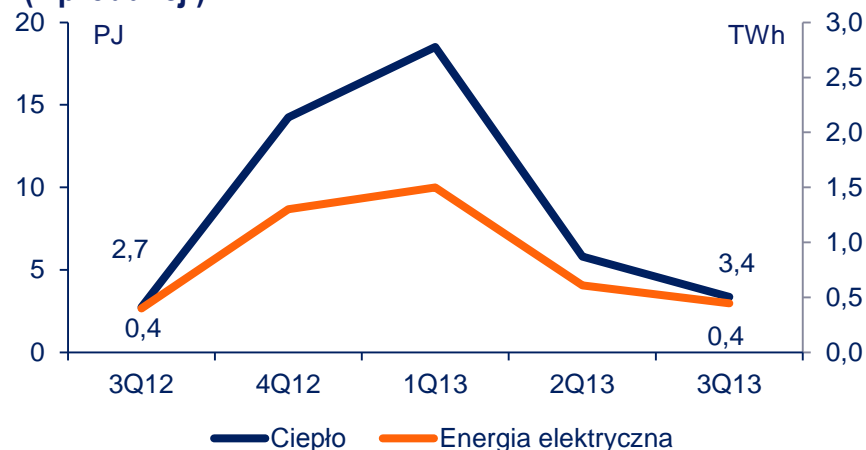
(m PLN)	1-3Q2012	1-3Q2013	Δ%
Przychody	1 354	<b>1 445</b>	7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(1 053)	<b>(1 098)</b>	4%
EBITDA	301	<b>347</b>	15%
Amortyzacja	(334)	<b>(250)</b>	(25%)
EBIT	(33)	<b>96</b>	-

- 9-proc. wzrost taryf ciepła od lipca 2013r.
- +23% wolumen sprzedaży ciepła w 3Q13 (najzimniejszy wrzesień od dekady)
- Spadek wolumenu zużycia biomasy i jej kosztów (-15m PLN w 1-3Q13 vs -54m w 1-3Q12)
- W 1-3Q12 amortyzacja była powiększona o -151m PLN umorzenia praw do emisji CO2 rozpoznanych na moment przejścia aktywów PGNiG Termika

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



Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej (z produkcji)



**Dobre wyniki dzięki wysokim wolumenom sprzedaży**

# Koszty operacyjne

(m PLN)	1-3Q2012	1-3Q2013	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	(12 760)	<b>(12 539)</b>	(2%)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(632)	<b>(933)</b>	48%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	(662)	<b>(633)</b>	(4%)
Świadczenia pracownicze	(2 007)	<b>(2 115)</b>	5%
Usługa przesyłowa	(1 075)	<b>(1 096)</b>	2%
Koszt odwertów negatywnych	(62)	<b>(88)</b>	42%
Pozostałe usługi obce	(1 049)	<b>(1 041)</b>	(1%)
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(937)	<b>(414)</b>	(56%)
▪ różnice kursowe i instrumenty pochodne	(263)	<b>(120)</b>	(54%)
▪ podatki i opłaty	(511)	<b>(485)</b>	(5%)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	647	<b>664</b>	3%
Koszty operacyjne bez amortyzacji	(18 536)	<b>(18 196)</b>	(2%)
Amortyzacja	(1 507)	<b>(1 753)</b>	16%
Koszty operacyjne ogółem	(20 043)	<b>(19 948)</b>	0%

- Niższy koszt gazu mimo wyższego wolumenu sprzedaży – dzięki zmianie formuły w kontrakcie jamalskim oraz stabilnym kursom walut i cenom ropy naftowej i gazu SPOT
- Energia na cele handlowe 439m PLN w 1-3Q13 vs 71m PLN w 1-3Q12
- Niższe zużycie biomasy i koszty węgla mimo wyższego wolumenu produkcji Ee i ciepła
- -63m PLN wpływ LMG oraz -176m PLN Norwegia w 1-3Q13

**Koszty operacyjne pod kontrolą**

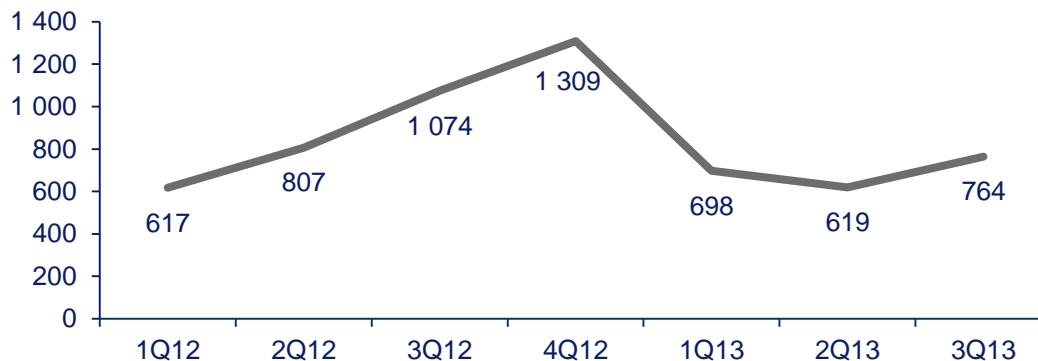


# Nakłady inwestycyjne według segmentów

(m PLN)	1-3Q2012	1-3Q2013	Δ%
Razem	2 498	<b>2 080</b>	-17%
Poszukiwanie i Wydobycie	1 114	<b>1 099</b>	-1%
Obrót i Magazynowanie	499	<b>207</b>	-59%
Dystrybucja	686	<b>675</b>	-2%
Wytwarzanie	170	<b>88</b>	-48%
Pozostałe	29	<b>11</b>	-62%

- Planowany odbiór techniczny PMG Wierzchowice 4Q13, końcowy – 1Q14
- KPMG Kosakowo: ukończona budowa 2 z 5 komór i odbiór techniczny instalacji napowierzchniowej
- 1Q12: realizacja instalacji odsiarczania i odazotowania (68m PLN)
- W 3Q13 wybrany wykonawca kotła biomasowego K1 w EC Siekierki
- 3Q13: ogłoszenie przetargów na projekt bloku gazowo-parowego (450MWe, 300MWt) i kotłownię gazowo-olejową (390MWt) w EC Żerań
- EC Stalowa Wola – zaawansowanie techniczne prac: 58%; w 3Q13 m.in. budowa fundamentów turbiny gazowej, finalizacja II z IV etapów prac przy progu spiętrzającym na Sanie

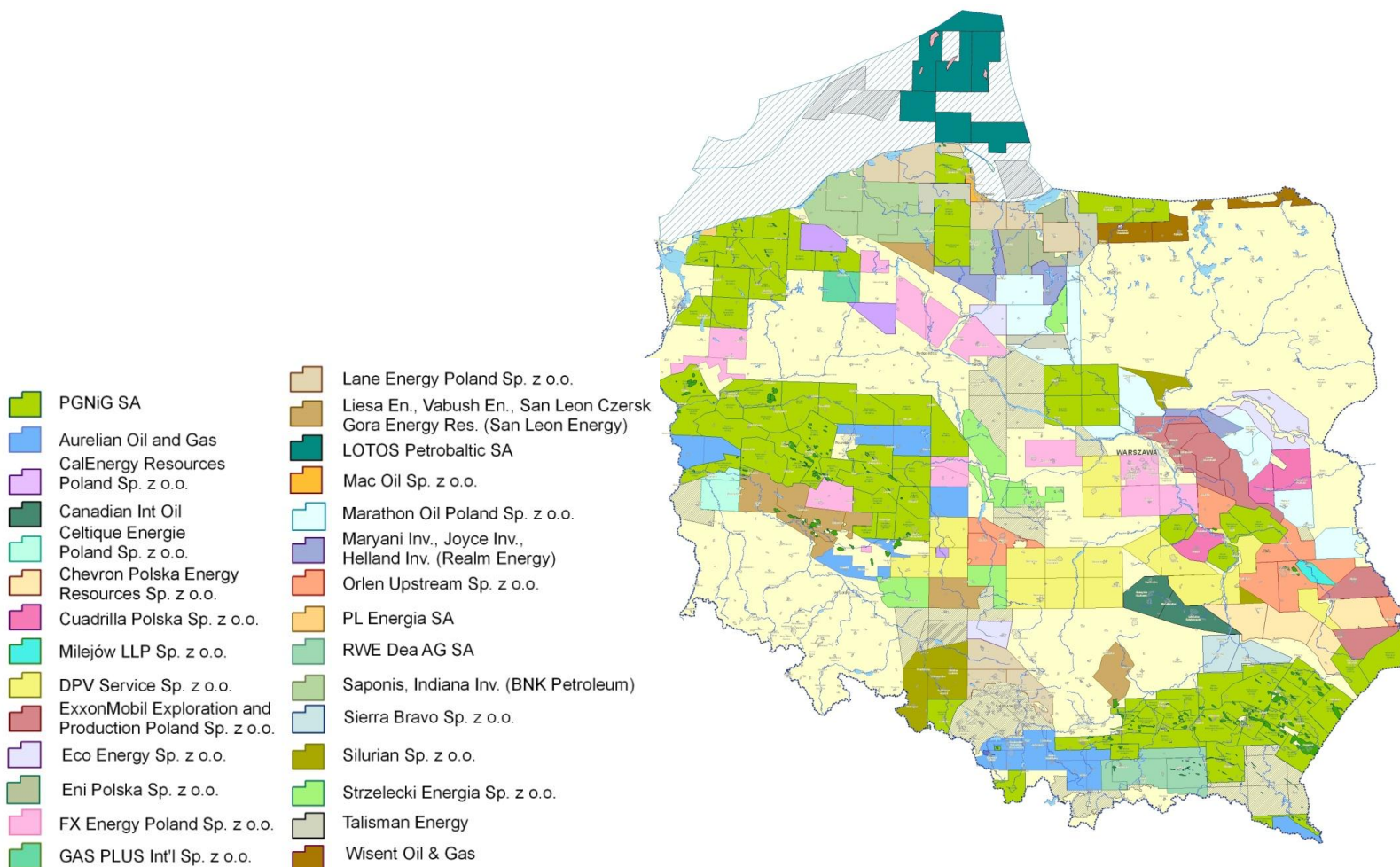
## Kwartalne nakłady inwestycyjne GK PGNiG (m PLN)



Capex na poziomie 2,1 mld PLN w 1-3Q13

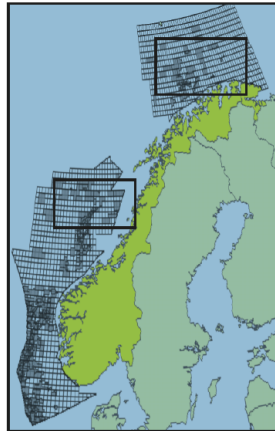


# Koncesje poszukiwawcze w Polsce



# Licencje norweskie

## PGNiG Upstream International AS Licence Portfolio, February 2014



**PL711** (7218/4,5,6 and 7)  
License granted 22nd Round  
**Repsol Exploration Norge** 40 %  
Idemitsu Petroleum Norge 20 %  
OMV Norge 20 %  
PGNiG UI 20 %

**PL707** (7127/5 and 6, 7128/4)  
License granted 22nd Round  
**Edison International** 50 %  
PGNiG UI 30 %  
North Energy 20 %

**PL600** (6607/1 and 2)  
License granted 21st Round  
**Dana Petroleum Norway** 70 %  
PGNiG UI 30 %

**PL599** (6605/2,3 and 6, 6606/1, 6706/10)  
License granted 21st Round  
**BG Norge** 40 %  
Idemitsu Petroleum Norge 20 %  
Noreco Norway 20 %  
PGNiG UI 20 %

**PL702** (6604/8 and 9)  
License granted 22nd Round  
**OMV Norge** 60 %  
PGNiG UI 40 %

**PL703** (6605/1)  
License granted 22nd Round  
**OMV Norge** 60 %  
PGNiG UI AS 40 %

**PL648 S** (6507/1 and 2)  
License granted APA2011  
**PGNiG UI** 50 %  
OMV Norge 50 %

**PL212 E** (6507/3)  
License granted 15th Round  
**Statoil Petroleum** 30 %  
E.ON E&P Norge 30 %  
**BP Norge** 25 %  
PGNiG UI 15 %

**BA SKARV**  
(PL202, PL212, PL212B)  
Statoil Petroleum 36.18500 %  
E.ON E&P Norge 28.08250 %  
**BP Norge** 23.83500 %  
PGNiG UI 11.91750 %

**PL558** (6507/5)  
License granted APA2009  
**E.ON E&P Norge** 30 %  
PGNiG UI 30 %  
Det norske oljeselskap 20 %  
Petoro 20 %

**PL756** (6507/7 and 10)  
License granted APA2013  
**PGNiG UI** 50 %  
Rocksourc 25 %  
Idemitsu 25 %

**PL646** (6507/8 and 9)  
License granted APA2011  
**Winthershall Norge** 40 %  
Lundin Norway 20 %  
PGNiG UI 20 %  
Noreco Norway 20 %

