



**PGNiG**

Polskie Górnictwo Naftowe  
i Gazownictwo SA

**Wyniki finansowe  
Grupy PGNiG za 2014 rok**

**5 marca 2015r.**

# Podstawowe wyniki finansowe 4Q2014



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

**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 m<sup>3</sup> do 6,8 mld m<sup>3</sup> 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).

# Podstawowe wyniki finansowe 2014



(m PLN)	2013	2014	Δ%
Przychody ze sprzedaży	32 044	<b>34 304</b>	7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(26 432)	<b>(27 959)</b>	6%
EBITDA	5 612	<b>6 345</b>	13%
Amortyzacja	(2 463)	<b>(2 502)</b>	2%
EBIT	3 149	<b>3 843</b>	22%
Wynik na działalności finansowej	(396)	<b>(346)</b>	(13%)
Zysk netto	1 920	<b>2 822</b>	47%

**Rosnący o 47% wynik netto skutkiem poprawy marży na sprzedaży gazu wysokometanowego oraz silnych operacyjnie wyników segmentu Dystrybucja.**

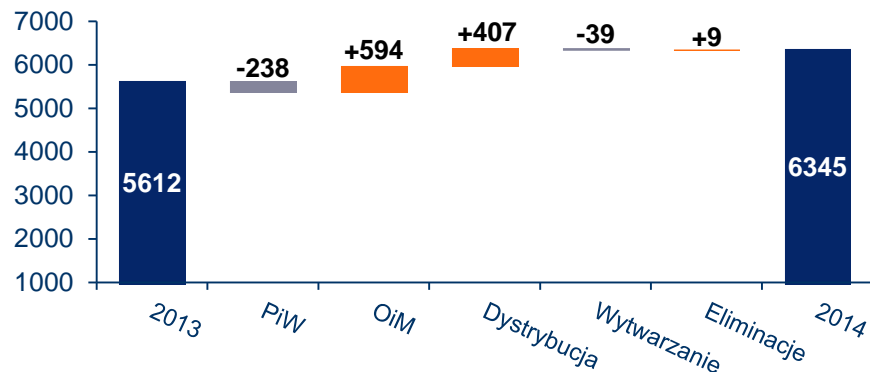
- Wzrost wolumenu sprzedaży ropy naftowej i kondensatu do 1,17 mln ton (1,11 mln ton w 2013r.) przy spadku średnich cen ropy w 4Q14 spowodował zmniejszenie przychodów o 0,1 mld zł.
- Wolumen sprzedaży gazu ziemnego 18,6 m<sup>3</sup> wyższy o 15% R/R, jednak przy zmienionej strukturze sprzedaży (łagodna zima 2014r. oraz wpływ obligo giełdowego). Przychody ze sprzedaży gazu zwiększyły się o 9%, do 27,1 mld PLN.
- Zwiększony w 2014r. obrót energią elektryczną: przychody sięgnęły 1,7 mld PLN (1,4 mld PLN rok wcześniej).
- Koszt gazu wyższy o 1,2 mld PLN do 18,8 mld PLN, czyli o 7% R/R. Wpływ na to miał zwiększony o 15% wolumen sprzedaży gazu (obligo) przy niższych kosztach jednostkowych.
- Niższy o 58 mln PLN R/R koszt odsetek, wskutek zmniejszonego poziomu zadłużenia i stóp procentowych.
- Jednostkowy zysk netto PGNiG SA w 2014: 1,9 mld PLN wobec 1,7 mld PLN w 2013

# Segmenty – EBITDA w 2014 roku

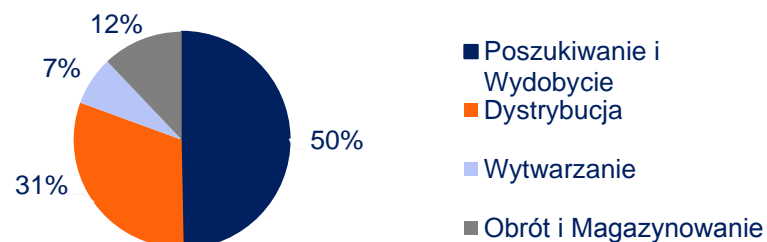
(m PLN)	2013	2014	Δ%	Udział w wyniku Grupy
Poszukiwanie i Wydobywanie	3 381	<b>3143</b>	(7%)	<b>50%</b>
Obrót i Magazynowanie	170	<b>764</b>	350%	<b>12%</b>
Dystrybucja	1 595	<b>2 002</b>	25%	<b>31%</b>
Wytwarzanie	502	<b>463</b>	(8%)	<b>7%</b>
Pozostałe, eliminacje	(36)	<b>(28)</b>	(25%)	-
Razem	5 612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

- 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



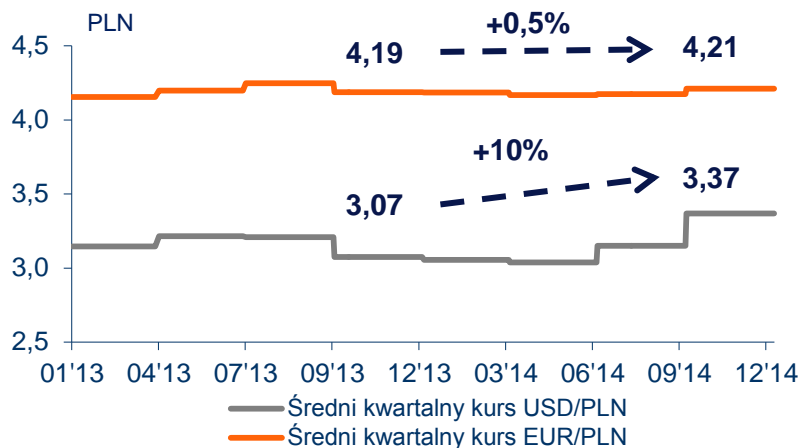
## Udział segmentów w wyniku EBITDA GK PGNiG



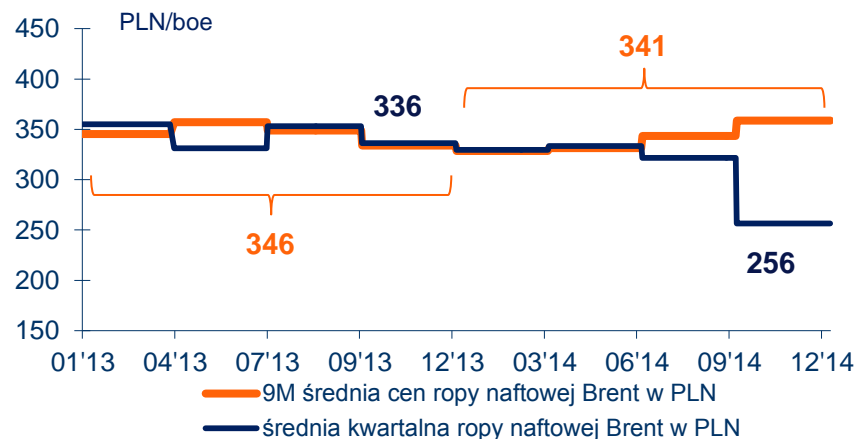
**Zdecydowana poprawa wyniku EBITDA**

# Czynniki wpływające na wynik finansowy

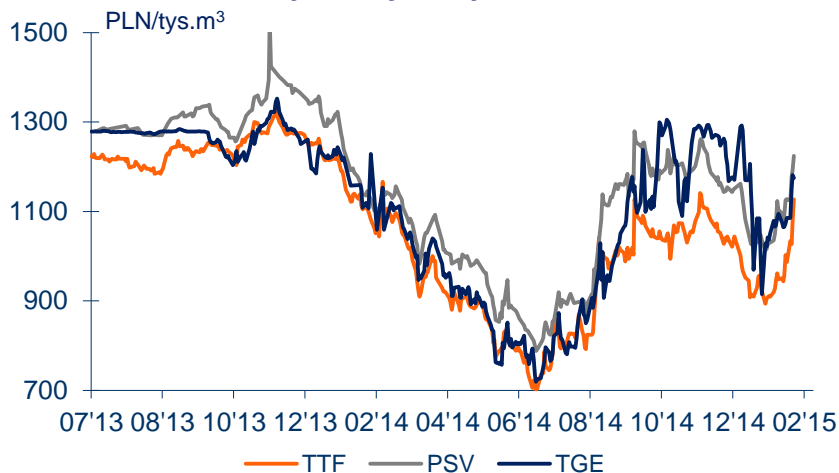
Wzmacnienie USD i stabilne EUR wobec PLN R/R



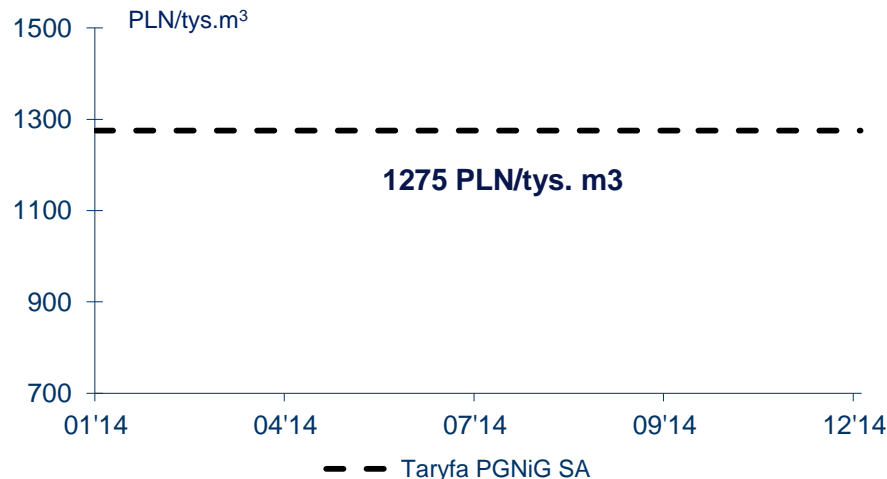
W 2014 wskutek spadku cen ropy i umocnienia dolara 9-miesięczna średnia cen ropy w PLN bez zmian R/R



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



Cena taryfowa PGNiG SA w 2014 do największych klientów



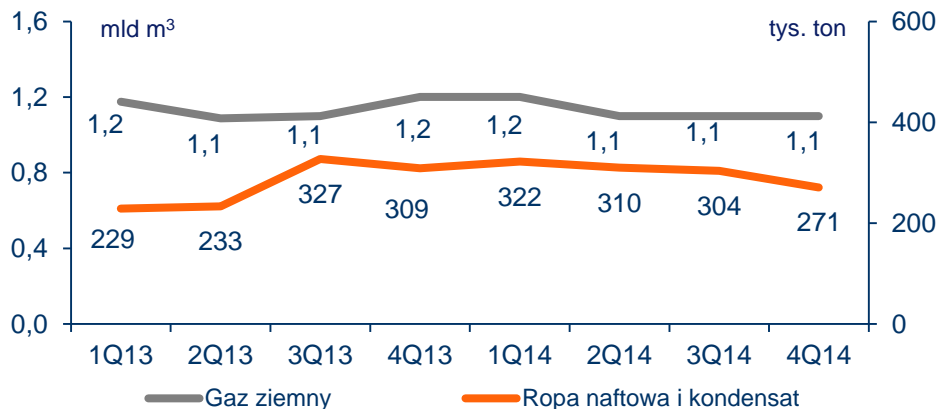
# Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie



(m PLN)	2013	2014	Δ%
Przychody ze sprzedaży	6 185	<b>6 071</b>	(2%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(2 803)	<b>(2 928)</b>	4%
EBITDA	3 381	<b>3 143</b>	(7%)
Amortyzacja	(1 050)	<b>(1 137)</b>	8%
EBIT	2 331	<b>2 006</b>	(14%)

- Niewielki spadek przychodów ze sprzedaży ropy (o 0,1 mld PLN) skompensowane takim samym wzrostem sprzedaży gazu. Niższa sprzedaż helu (o 63 mln PLN R/R) i usług poszukiwawczych (o 69 mln PLN)
- Saldo odpisów netto na -707 mln w 2014r. (z czego w 1H14 -343 mln PLN) wobec -541 mln PLN w 2013r.
- Spisane odwierty negatywne i sejsmika: -330 mln PLN w 2014r. oraz -198 mln PLN rok wcześniej.
- Zwiększenie amortyzacji aktywów norweskich o 89 mln PLN (umarzane metodą naturalną).

## Narastająco: stabilne wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej



- Roczne wydobywanie ropy naftowej i kondensatu przekroczyło prognozę o blisko 30 tys. ton, sięgając 1,21 mln ton. Zmniejszenie wydobywania w 4Q14 wynikało z planowych i nieplanowych przestojów na platformie norweskiej. Na 2015r. zaplanowano wydobywanie 1,27 mln ton.
- Grupa zrealizowała roczny cel wydobywania gazu ziemnego na poziomie 4,5 mld m³. Na rok 2015 przewidywane jest utrzymanie tej wartości.

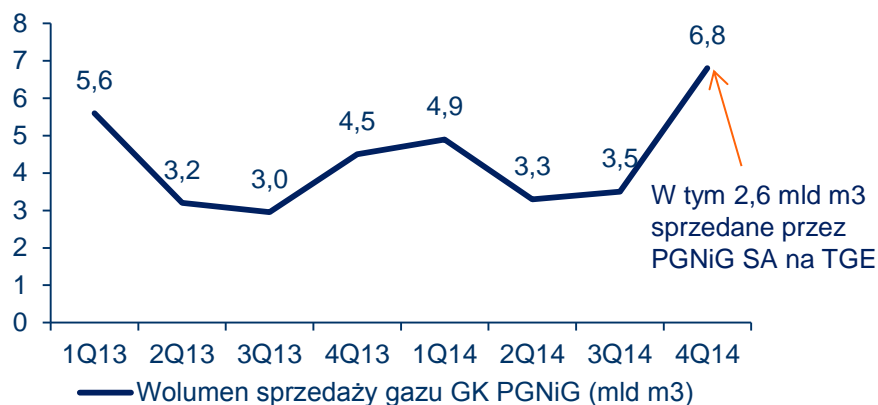
**Dobre wyniki operacyjne obciążone zdarzeniami jednorazowymi**

# Segment – Obrót i Magazynowanie (1)

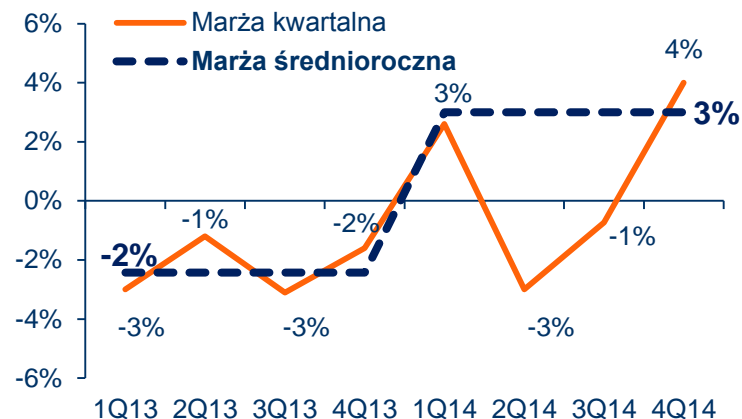
(m PLN)	2013	2014	Δ%
Przychody ze sprzedaży	25 659	<b>28 825</b>	12%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(25 490)	<b>(28 061)</b>	10%
EBITDA	170	<b>764</b>	350%
Amortyzacja	(177)	<b>(181)</b>	2%
EBIT	(8)	<b>583</b>	-

- Narastająco wolumen sprzedaży gazu segmentu OiM wzrósł z 15,5 na 17,8 mld m<sup>3</sup>, przy zmienionej strukturze i cenach sprzedaży (obligo giełdowe). W rezultacie przychody ze sprzedaży gazu wyższe o 2,2 mld PLN (z 24,5 w 2013r. na 26,7 mld PLN w 2014r.).
- Udział spółki PST w przychodach ze sprzedaży gazu: 1,8 mld PLN w 2014r. vs 1,7 mld PLN w 2013r.
- 1,9 mld PLN sprzedaży energii elektrycznej z segmentu OiM w 2014r. vs 1,4 mld w 2013r.
- Wpływ transakcji zabezpieczających i różnic kursowych w segmencie w 2014r. na -470 mln PLN wobec -262 mln PLN w 2013r.

## Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w 2014 wyższa R/R o 2,3 mld m<sup>3</sup>



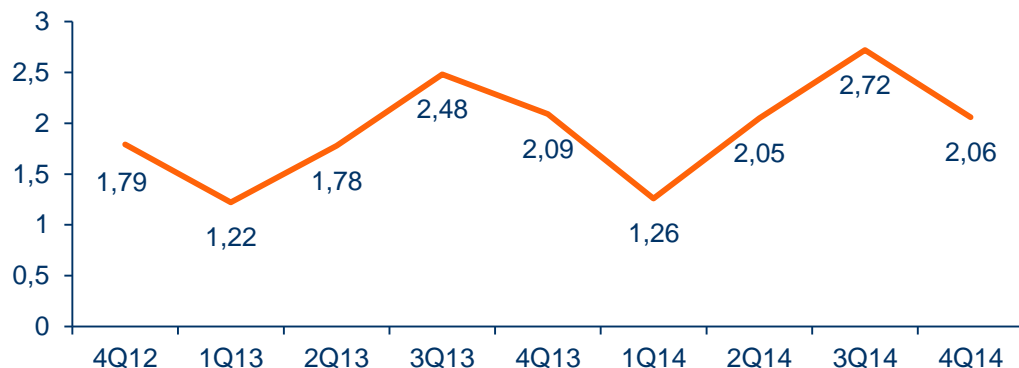
## Marża na sprzedaży gazu E w PGNiG SA i PGNiG Obrót Detaliczny



**Obniżenie kosztów pozyskania gazu  
i wyższy R/R wynik EBITDA**

# Segment – Obrót i Magazynowanie (2)

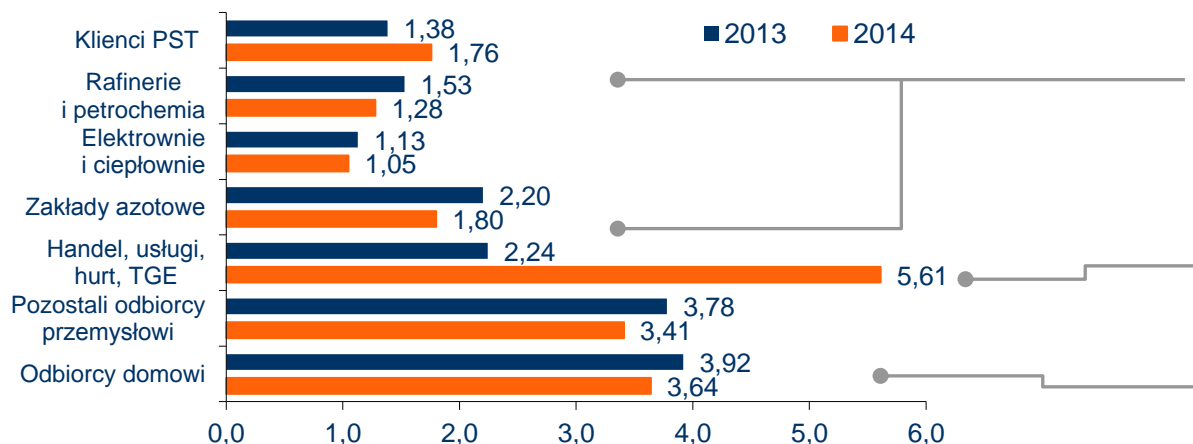
Stan magazynów gazu (mld m<sup>3</sup>)



- Od 01.08.2014r. sprzedaż gazu do ok. 6,7 mln dotychczasowych klientów PGNiG SA prowadzi spółka PGNiG Obrót Detaliczny, która do końca 2014 r. stosowała w rozliczeniach taryfę na paliwo gazowe przejętą od PGNiG SA.

- W PGNiG SA: w 2014 import gazu zmniejszył się o 1,15 mld m<sup>3</sup> do 9,7 mld m<sup>3</sup>, z czego 0,6 mld m<sup>3</sup> mniej z kierunku wschodniego, m.in. w skutek ograniczenia dostaw. Spadek całkowitego importu to głównie skutek łagodnej zimy oraz dywersyfikacji dostaw przez dużych klientów PGNiG SA.

Grupa PGNiG (PGNiG SA, PGNiG Obrót Detaliczny, PST) – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców (mld m<sup>3</sup>)



- W grupie zakładów azotowych i rafinerii zauważalne zmniejszenie R/R sprzedaży w kontraktach bilateralnych w 2014r. o odpowiednio 0,4 i 0,25 mld m<sup>3</sup> przypuszczalnie ze względu na atrakcyjne ceny na TGE i rynkach Europy Zachodniej.

- 3,74 mld m<sup>3</sup> sprzedane poprzez TGE z fizyczną dostawą w 2014r., w tym 2,6 mld m<sup>3</sup> w samym 4Q14.

- Istotny wpływ cieplejszej zimy na zużycie gazu ziemnego przez odbiorców domowych i elektrociepłownie.

**Wpływ temperatury oraz zmian na rynku gazu na wolumen sprzedaży**



# Segment – Dystrybucja

(m PLN)	2013	2014	Δ%
Przychody ze sprzedaży	4 250	<b>4 283</b>	1%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(2 655)	<b>(2 281)</b>	(14%)
EBITDA	1 596	<b>2 002</b>	25%
Amortyzacja	(857)	<b>(864)</b>	1%
EBIT	739	<b>1 138</b>	54%

- Wolumen dystrybuowanych gazów w 2014 o 5% niższy R/R (śr. temperatura o prawie 1°C wyższa), sięgający 9,6 mld m<sup>3</sup>. W 2014r. 3,9 mld PLN przychodu z usług dystrybucyjnych wobec 4,1 mld PLN rok wcześniej.
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu na -49 mln PLN w 2014r. wobec -172 mln PLN w 2013r.
- W 4Q13 zwiększenie rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne o -141 mln PLN (rekalkulacja aktuarialna).
- R/R zmniejszenie rezerwy na nagrodę roczną z zysku o -71 mln PLN.

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



## Przychód z usług dystrybucyjnych (mln PLN)

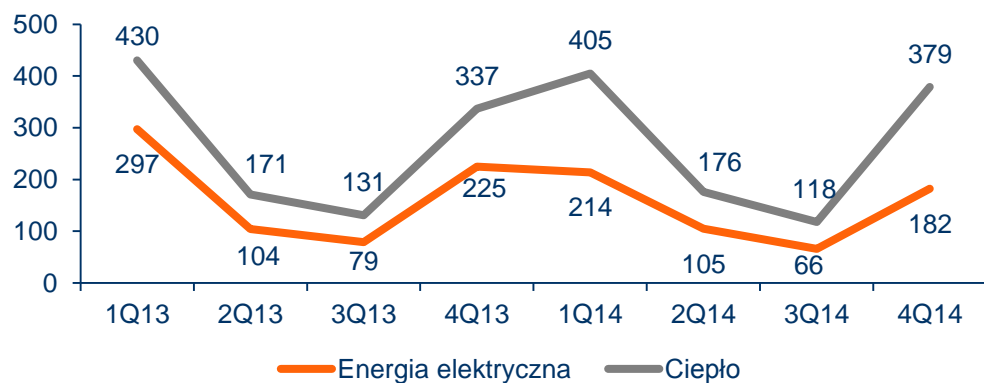


**Dobre operacyjne wyniki segmentu  
mimo słabszego wolumenu R/R**

# Segment – Wytwarzanie

(m PLN)	2013	2014	Δ%
Przychody ze sprzedaży	2 062	<b>1 943</b>	(6%)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(1 560)	<b>(1 480)</b>	(5%)
EBITDA	502	<b>463</b>	(8%)
Amortyzacja	(358)	<b>(301)</b>	(16%)
EBIT	144	<b>162</b>	13%

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



- Stabilne przychody ze sprzedaży ciepła: 1,1 mld PLN przy wolumenie niższym o blisko 9%, i przy wzroście taryfy na ciepło od 01.08.14r.
- Zmniejszenie przychodów ze sprzedaży Ee o 13% do 0,8 mld PLN przy wolumenie zredukowanym o 6% oraz obniżonej średniej cenie sprzedaży.
- Ograniczenie kosztów paliw do produkcji ciepła i energii o 148 mln PLN, do 760 mln PLN, ze względu na niższe ceny węgla i mniejsze wolumeny produkcji.
- W 2014r. niższa niż rok wcześniej wartość umorzeń uprawnień do emisji CO2 (kwota bezpłatnych uprawnień za 2013r. została przyznana dopiero w 1Q14).

### Wolumen sprzedaży PGNiG Termika (z produkcji):

- Sprzedaż ciepła na poziomie 36,6 PJ, czyli o -9% mniej R/R (głównie efekt łagodnej zimy w 1Q14).
- Energia elektryczna: -6%, do poziomu 3,56 TWh.

**Niższy wynik segmentu ze względu na temperaturę**

# Koszty operacyjne – 2014r.



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

- Wzrost wolumenu sprzedaży o 2,4 mld m<sup>3</sup> R/R do 18,6 mld m<sup>3</sup>, 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 R/R 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.

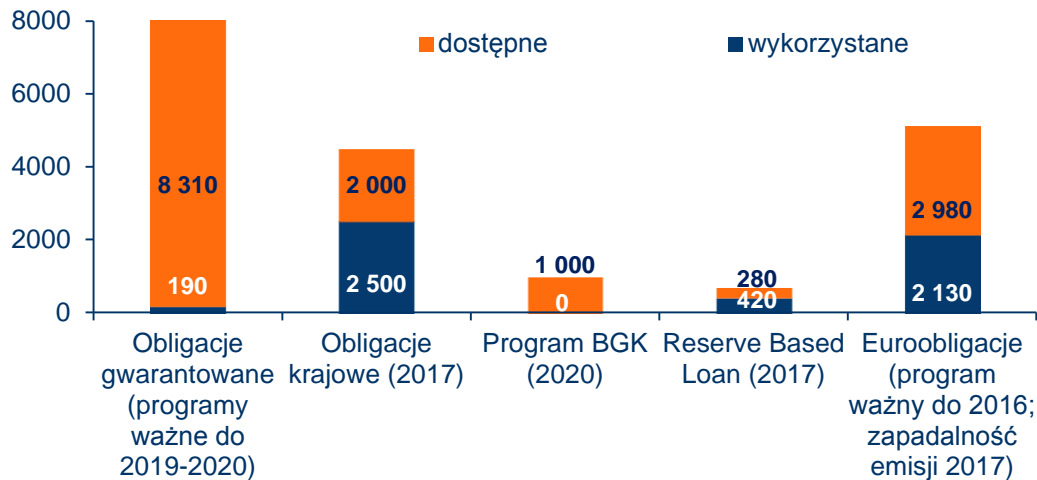
- W 2014r. -720 mln PLN odpisu związane na aktywach trwałych (w tym -428 mln PLN na majątku kopalnianym i -238 mln PLN na aktywach poszukiwawczych) wobec -552 mln w 2013r.

- W 2014r. zwiększenie rezerwy na białe certyfikaty o 86 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**

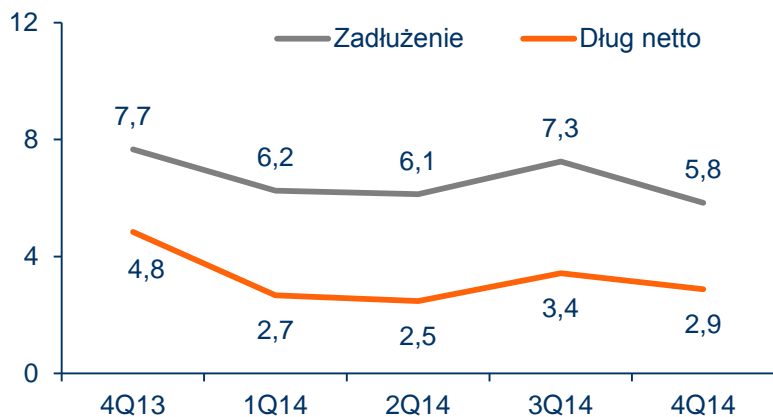
# Zadłużenie i źródła finansowania

## Źródła finansowania na 31.12.2014r. (m PLN)

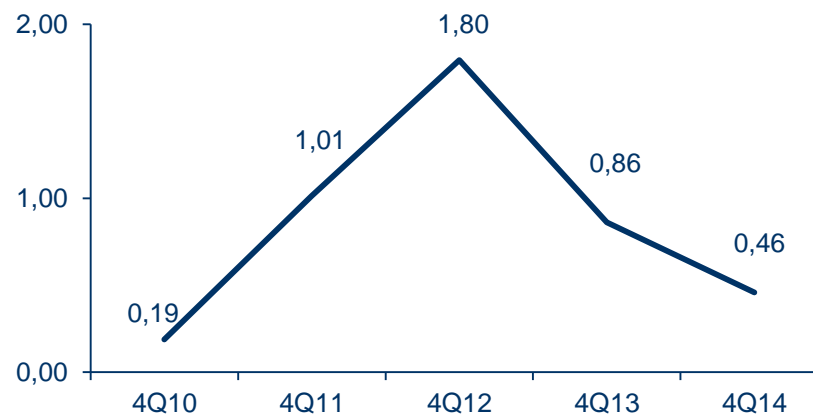


- Niski poziom zadłużenia dobrym punktem wyjściowym do realizacji inwestycji w ramach Strategii 2014-2022.
- Dostępne programy na 14,6 mld PLN, w tym 9,6 mld gwarantowane.
- Dług netto / EBITDA za 2014: 0,46.

## Zadłużenie (mld PLN)



## Dług netto / EBITDA



**Mocna pozycja finansowa**



# Slajdy pomocnicze



# Segmenty – EBITDA w 4Q2014

(m PLN)	4Q2013	4Q2014	Δ%	Udział w wyniku Grupy
Poszukiwanie i Wydobywanie	458	<b>208</b>	(55%)	<b>15%</b>
Obrót i Magazynowanie	(9)	<b>482</b>	-	<b>35%</b>
Dystrybucja	232	<b>518</b>	123%	<b>38%</b>
Wytwarzanie	156	<b>154</b>	(1%)	<b>11%</b>
Pozostałe, eliminacje	(32)	<b>(4)</b>	(88%)	-
Razem	805	<b>1 358</b>	69%	<b>100%</b>

- Przychody ze sprzedaży ropy naftowej niższe R/R o 0,56 mld PLN wskutek niższych cen oraz mniejszego o 152 tys. ton wolumenu sprzedaży.
- Koszty negatywne, spisanej sejsmiki oraz zmiana stanu odpisów i rezerw na -0,55 mld PLN w 4Q14 wobec -0,80 mld PLN w 4Q13.

- Marża 4% na sprzedaży gazu E w 4Q14 wobec -2% w 4Q13.
- Instrumenty pochodne dot. zakupu gazu w 4Q14 wpłynęły na wynik na -10 mln PLN wobec -79 mln PLN w 4Q13

- W 4Q13 zwiększenie rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne o -141 mln PLN (rekalkulacja aktuarialna).
- Saldo bilansowania systemu na -118 mln PLN w 4Q14 wobec -60 mln PLN w 4Q13

- Niewielkie zwiększenie przychodów ze sprzedaży ciepła (R/R wyższy wolumen cena taryfowa), skompensowane przez spadek przychodów ze sprzedaży Ee (mniejsze wolumeny przy niższych cenach).

**Wysoki udział segmentu Obrotu i zmniejszony  
wynik Wydobywania w obliczu zmiennych  
czynników makroekonomicznych**

# Filary Strategii GK PGNiG na lata 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**

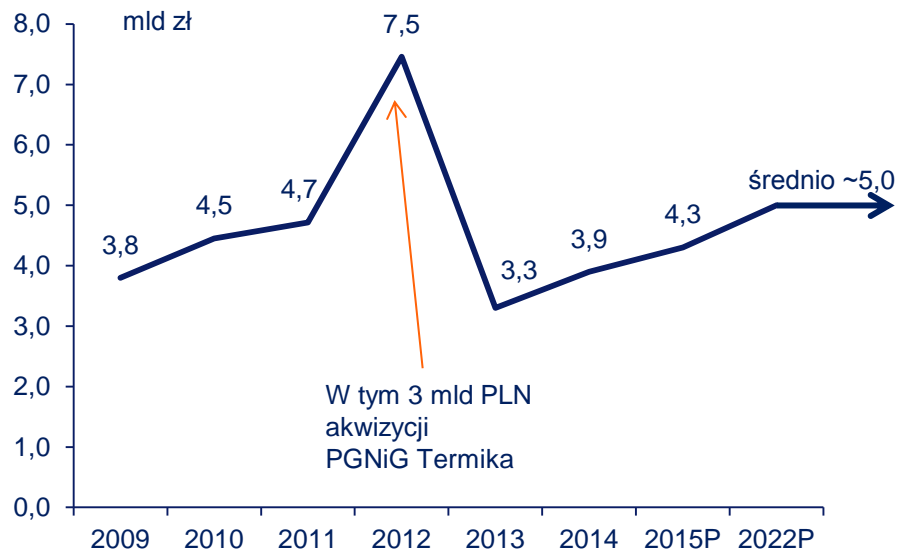
## D Zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości (oszczędności 700-800 mln PLN)

- 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)

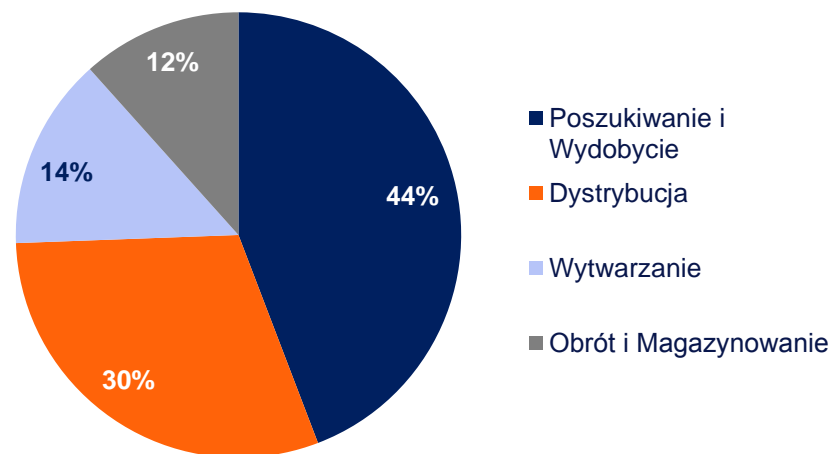


# Planowane wydatki inwestycyjne 2014-2022: 40-50 mld PLN

## CAPEX w latach 2009 – 2022 (plan)



## CAPEX na rok 2015: ~ 4,3 mld PLN



Nakłady inwestycyjne w roku 2014: **1,96 mld PLN**, w tym **164 mln PLN** na złoża „shale gas”.

Prace poszukiwawcze w kraju – **24 otwory**, w tym:

- 15 poszukiwawczych
- 6 badawczych
- 3 rozpoznawcze.

Z tego **10 otworów** wierconych w poszukiwaniu złóż niekonwencjonalnych.

## Zasoby wydobywalne (31.12.2014)

- 81,6 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy)
- 18,5 mln ton ropy naftowej (łącznie z kondensatem)

## Wolumeny wydobywania

	2013	2014	2015P
Gaz ziemny (mld m <sup>3</sup> )	4,6	<b>4,5</b>	4,5
w tym Norwegia	0,3	<b>0,4</b>	0,4
Ropa naftowa (mln ton)	1,1	<b>1,2</b>	1,3
w tym Norwegia	0,3	<b>0,4</b>	0,5

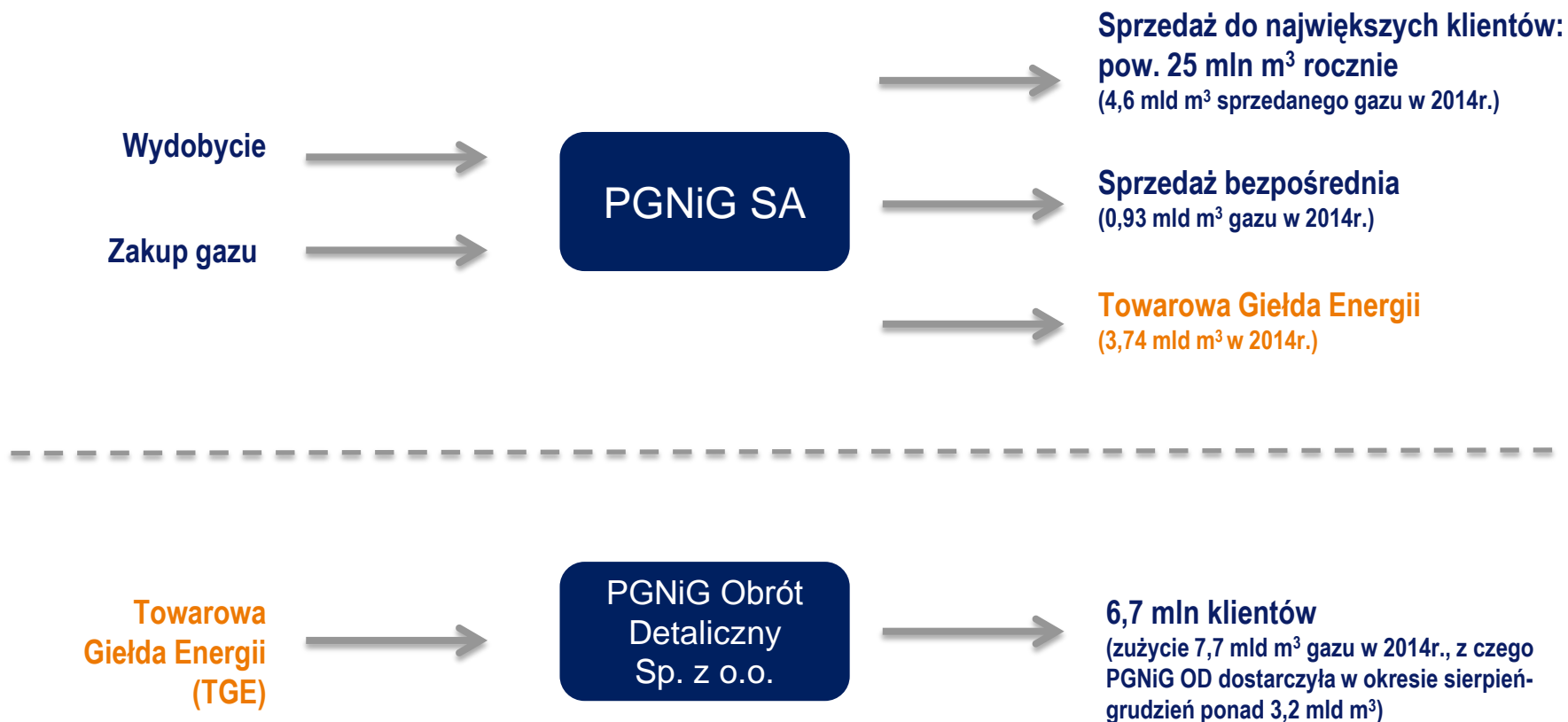
## Prognoza inwestycji w Poszukiwania i Wydobywanie na rok 2015

Nakłady inwestycyjne dla segmentu: **1,9 mld PLN**, w tym:

- 0,8 mld PLN - wiercenia
- 0,3 mld PLN - zagospodarowanie odwiertów, modernizacja i rozbudowa kopalń
- 0,4 mld PLN - zagospodarowanie złoża Gina Krog (PUI)
- 0,1 mld PLN - inwestycje Exalo Drilling.

Zakończenie w kraju **38 otworów**, w tym 15 eksploatacyjnych.

# Obrót i sprzedaż detaliczna gazu po 1 sierpnia 2014r.



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.

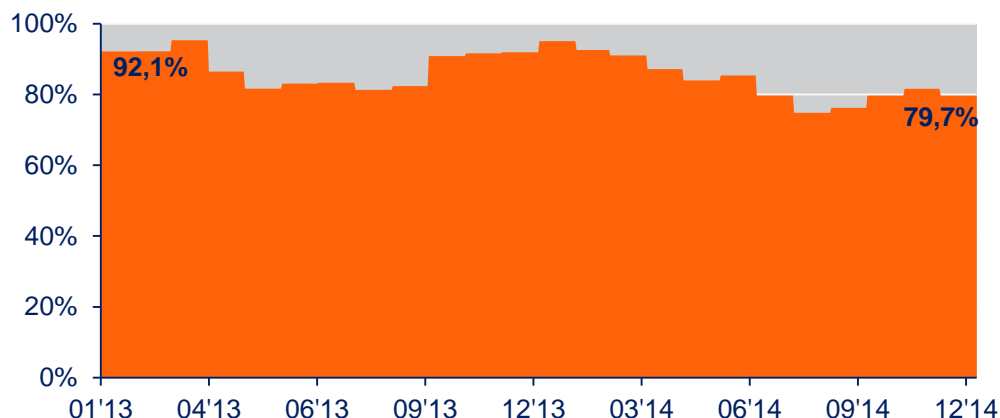
Dane w przeliczeniu na gaz wysokometanowy (bez eliminacji w ramach GK)

# Zmiany na rynku gazu

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

# 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
<b>RAZEM (przeliczony na E)</b>	<b>4 503,1</b>	<b>1 131,8</b>	<b>1 056,8</b>	<b>1 132,3</b>	<b>1 182,2</b>	<b>4 582,3</b>	<b>1 219,9</b>	<b>1 099,8</b>	<b>1 087,4</b>	<b>1 175,2</b>
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
<b>RAZEM (przeliczony na E)</b>	<b>18 602,5</b>	<b>6 797,0</b>	<b>3 555,9</b>	<b>3 349,4</b>	<b>4 900,2</b>	<b>16 208,1</b>	<b>4 482,6</b>	<b>2 951,5</b>	<b>3 209,8</b>	<b>5 564,2</b>
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