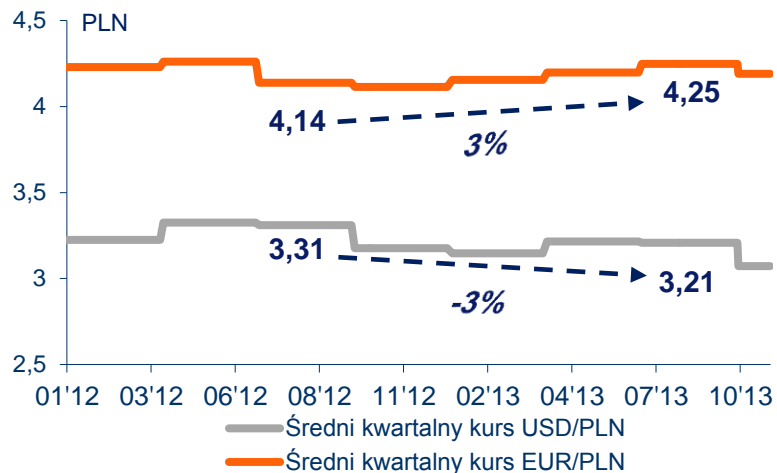


# Wyniki finansowe GK PGNiG za 1-3Q2013

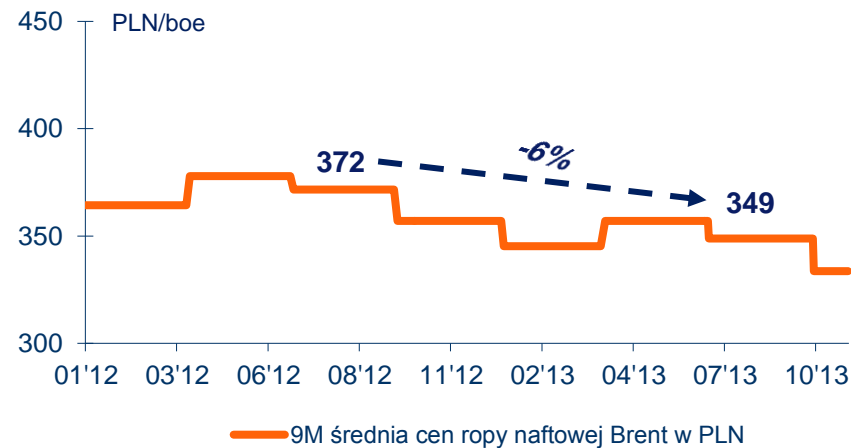
14 listopada 2013

# Czynniki wpływające na wynik finansowy

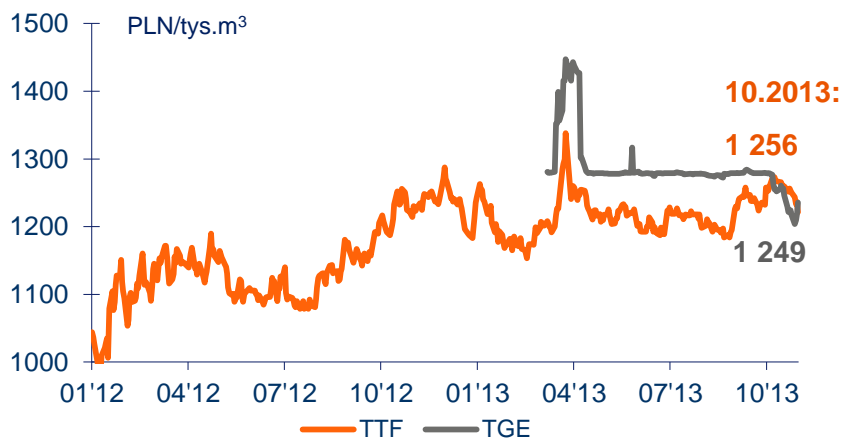
## Średni kurs USD i EUR wobec PLN



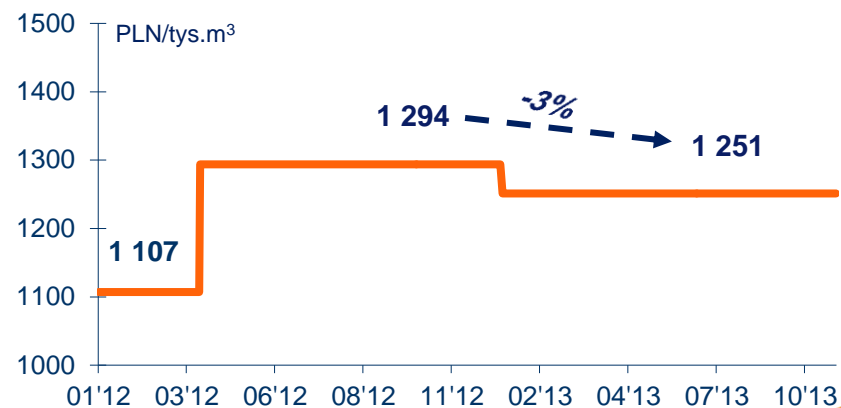
## Notowania ropy naftowej



## Notowania gazu – TTF vs Towarowa Giełda Energii



## Cena taryfowa gazu PGNiG

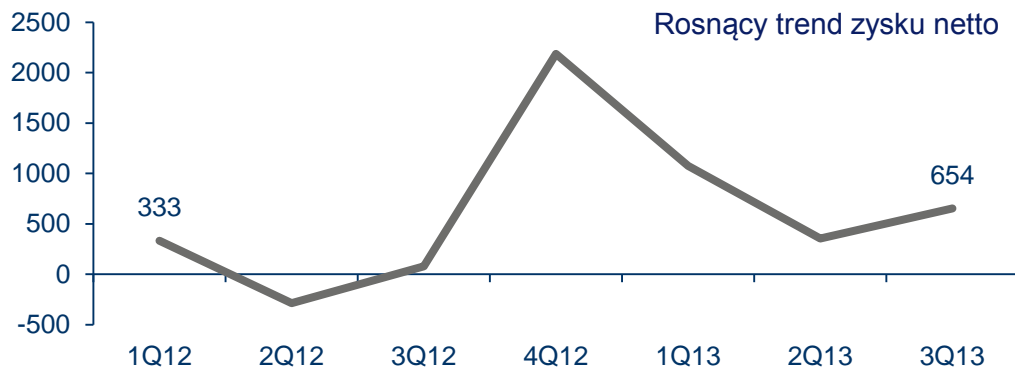


# Podstawowe wyniki finansowe 1-3Q2013

(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



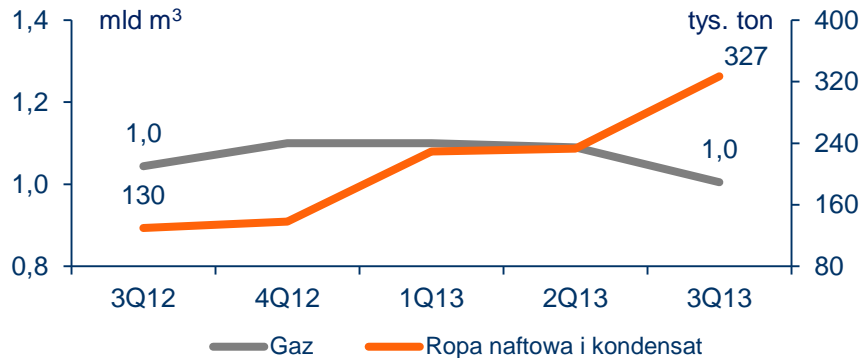
**Znaczna poprawa wyniku dzięki podwojeniu sprzedaży ropy**

# Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

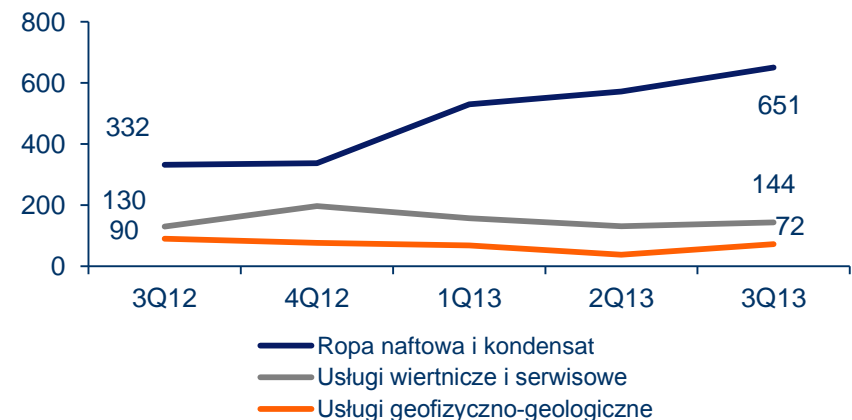
(m PLN)	1-3Q2012	1-3Q2013	Δ%
Przychody	3 118	<b>4 317</b>	38%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(1 364)	<b>(1 393)</b>	2%
EBITDA	1 754	<b>2 924</b>	67%
Amortyzacja	(448)	<b>(720)</b>	61%
EBIT	1 306	<b>2 204</b>	69%

- +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)



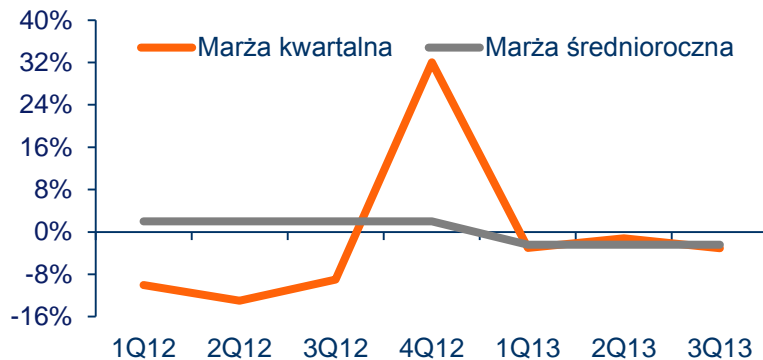
**Wysoki wynik rezultatem  
rosnącego wydobycia ropy**

# Segment – Obrót i Magazynowanie (1)

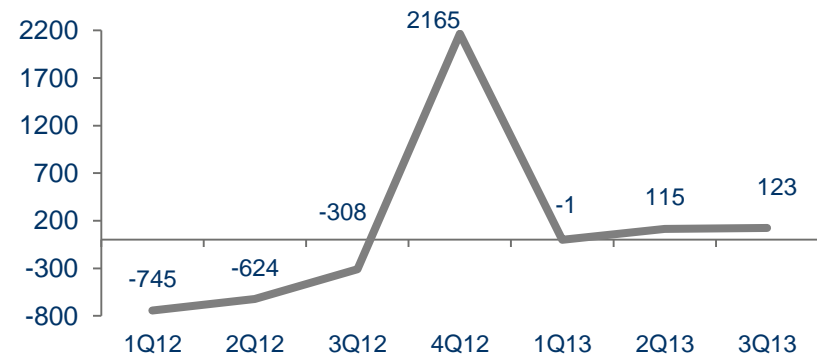
(m PLN)	1-3Q2012	1-3Q2013	Δ%
Przychody	16 552	<b>18 672</b>	13%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(18 220)	<b>(18 434)</b>	1%
EBITDA	(1 668)	<b>238</b>	-
Amortyzacja	(107)	<b>(131)</b>	22%
EBIT	(1 775)	<b>107</b>	-

- 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



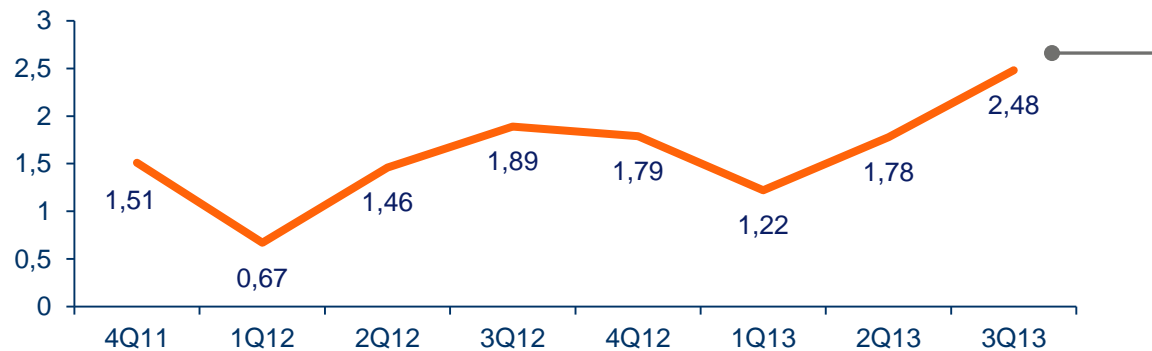
## Kwartałna EBITDA (m PLN)



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

# Segment – Obrót i Magazynowanie (2)

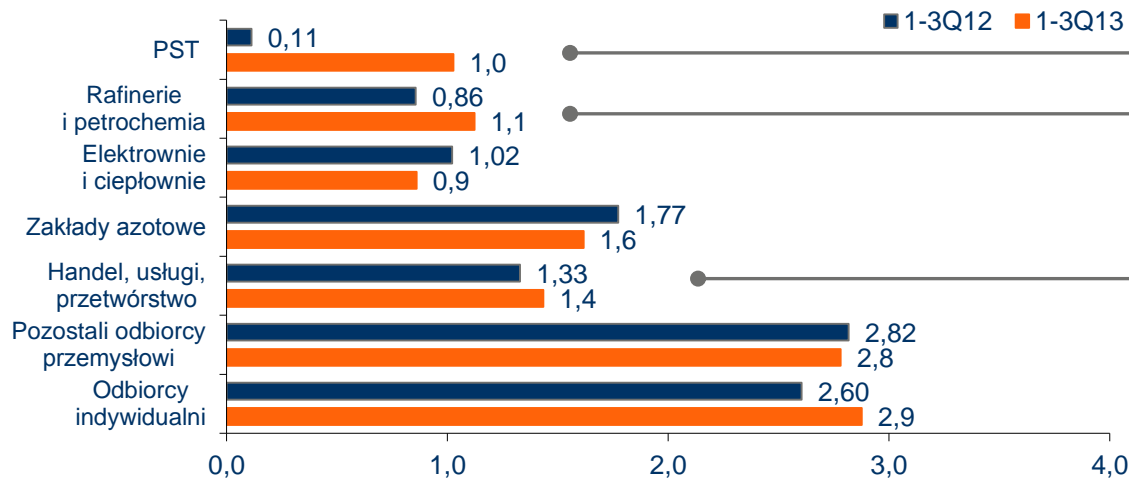
## Stan magazynów gazu (mld m<sup>3</sup>)



- 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>)

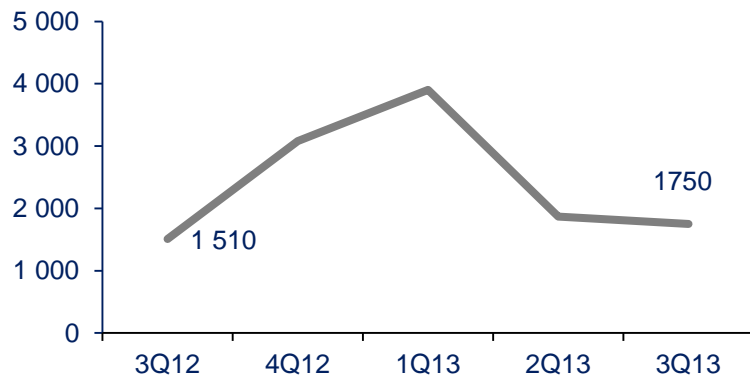
**Rosnąca sprzedaż gazu i wysokie stany magazynowe**

# Segment – Dystrybucja

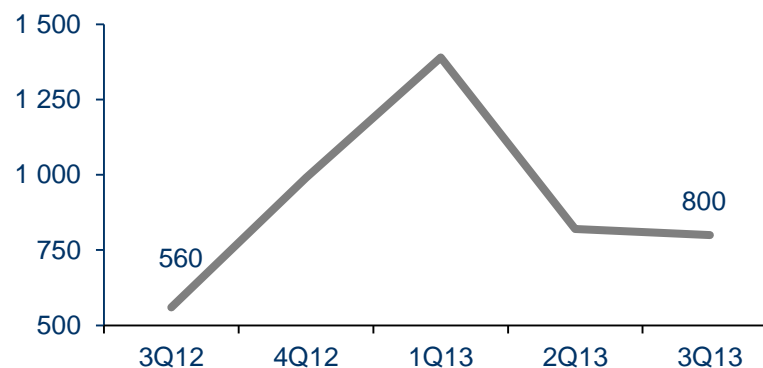
(m PLN)	1-3Q2012	1-3Q2013	Δ%
Przychody	2 546	<b>3 136</b>	23%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(1 387)	<b>(1 773)</b>	28%
EBITDA	1 159	<b>1 363</b>	18%
Amortyzacja	(605)	<b>(636)</b>	5%
EBIT	553	<b>727</b>	31%

- 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)



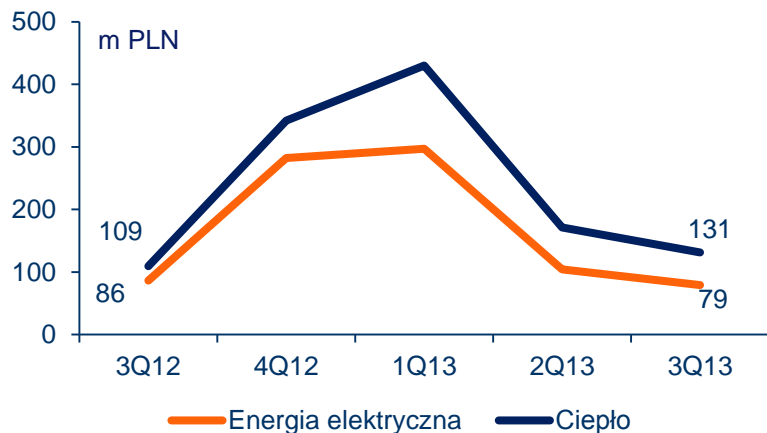
**Stabilna, ciągła poprawa  
wyników Dystrybucji**

# Segment – Wytwarzanie

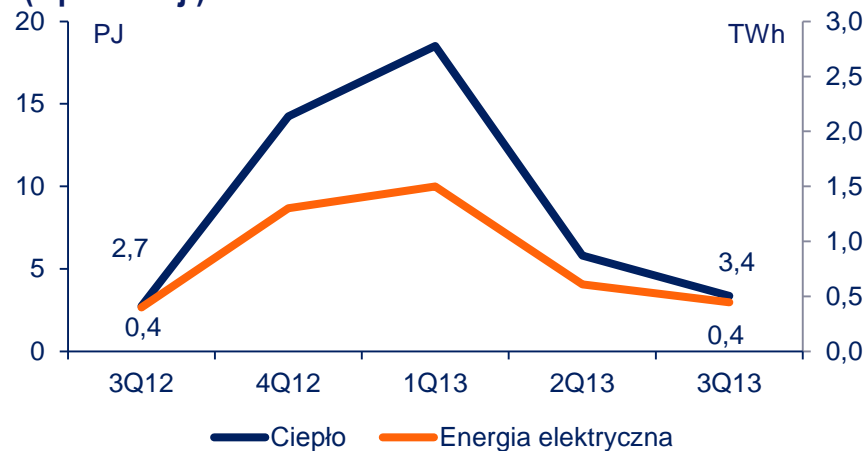
(m PLN)	1-3Q2012	1-3Q2013	Δ%
Przychody	1 354	<b>1 445</b>	7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(1 053)	<b>(1 098)</b>	4%
EBITDA	301	<b>347</b>	15%
Amortyzacja	(334)	<b>(250)</b>	(25%)
EBIT	(33)	<b>96</b>	-

- 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

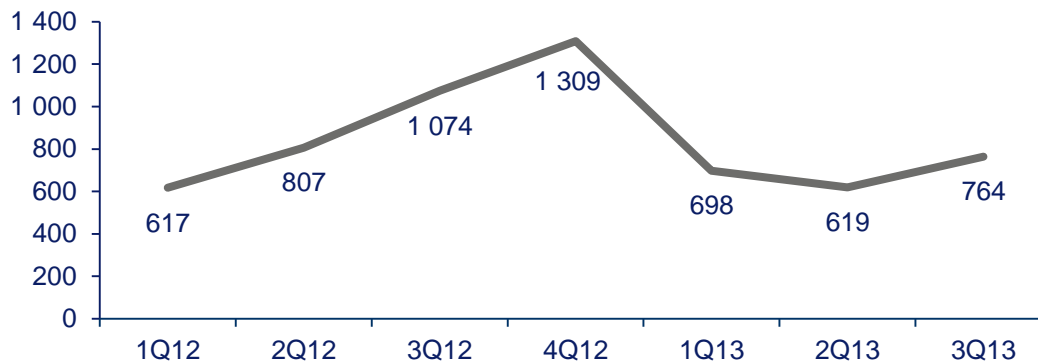
**Koszty operacyjne pod kontrolą**

# Nakłady inwestycyjne według segmentów

(m PLN)	1-3Q2012	1-3Q2013	Δ%
Razem	2 498	<b>2 080</b>	-17%
Poszukiwanie i Wydobywanie	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

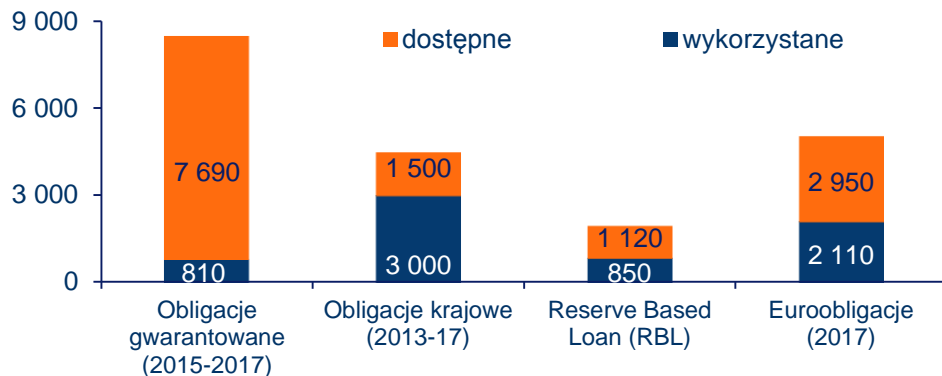
## Kwartalne nakłady inwestycyjne GK PGNiG (m PLN)



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

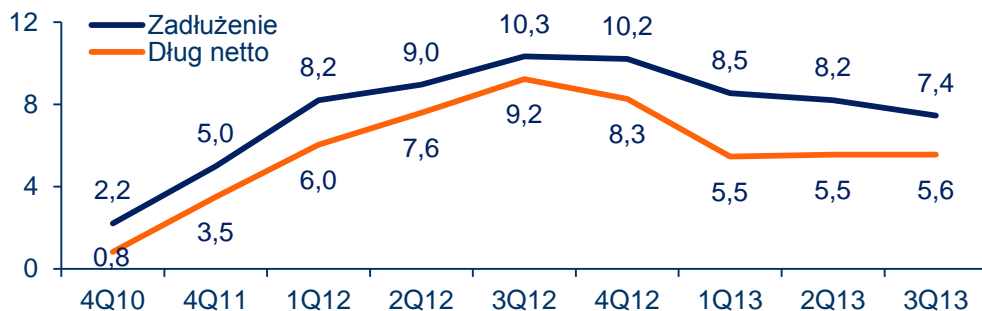
# Zadłużenie i źródła finansowania

## Źródła finansowania na 30.09.2013 (m PLN)

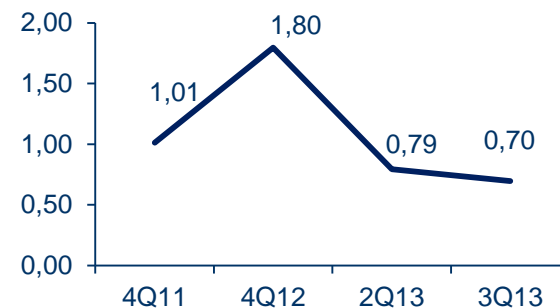


- Optymalizacja źródeł finansowania
- Dostępne programy na 13,3 mld PLN, w tym 8,8 mld gwarantowane
- Dług netto / EBITDA < 1

## Zadłużenie (mld PLN)



## Dług netto / EBITDA



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

# 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
- Wyplata 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





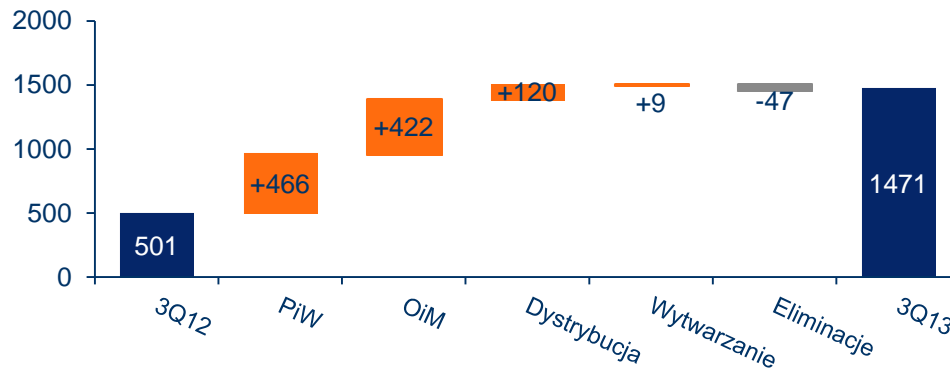
Slajdy pomocnicze

# Segmenty – EBITDA 3Q2013

(m PLN)	3Q2012	3Q2013	Δ%
Poszukiwanie i Wydobycie	617	<b>1 083</b>	76%
Obrót i Magazynowanie	(299)	<b>123</b>	-
Dystrybucja	185	<b>305</b>	65%
Wytwarzanie	18	<b>27</b>	50%
Pozostałe, eliminacje	(20)	<b>(67)</b>	235%
Razem	501	<b>1 471</b>	194%

- Przychody z ropy naftowej i kondensatu wyższe o 319m PLN dzięki projektom LMG i Skarv
- Efekt renegocjacji kontraktu jamalskiego
- Wolumen sprzedaży gazu +17% R/R
- Wolumen dystrybucji +16% R/R
- O 39m PLN mniejsze koszty różnicy bilansowej
- Wzrost taryfy na ciepło od 1 lipca 2013 o 9%

## EBITDA segmentów GK PGNiG 3Q13 vs 3Q12



**Potwierdzenie trafności inwestycji  
w wydobycie ropy i gazu**

# Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO	(mln m3)												
	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	FY 2012	Q4 2012	Q3 2012	Q2 2012	Q1 2012	FY 2011	Q4 2011	Q3 2011	Q2 2011	Q1 2011
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	481,2	483,5	442,7	1 607,5	403,2	396,5	400,6	407,2	1 616,4	409,1	400,3	400,9	406,1
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	618,6	603,9	732,5	2 709,7	706,2	647,9	625,1	730,5	2 713,1	725,4	668,7	594,6	724,4
<b>RAZEM (przeliczony na E)</b>	<b>1 099,8</b>	<b>1 087,4</b>	<b>1 175,2</b>	<b>4 317,2</b>	<b>1 109,4</b>	<b>1 044,4</b>	<b>1 025,7</b>	<b>1 137,7</b>	<b>4 329,5</b>	<b>1 134,5</b>	<b>1 069,0</b>	<b>995,5</b>	<b>1 130,5</b>

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG	(mln m3)												
	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	FY 2012	Q4 2012	Q3 2012	Q2 2012	Q1 2012	FY 2011	Q4 2011	Q3 2011	Q2 2011	Q1 2011
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	2 731,4	2 964,5	5 177,7	13 756,4	4 070,1	2 315,2	2 698,2	4 672,9	13 166,8	3 871,4	2 320,7	2 588,5	4 386,2
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	220,1	245,3	386,5	1 156,1	335,5	215,9	232,7	372,1	1 110,6	326,1	210,5	206,9	367,1
<b>RAZEM (przeliczony na E)</b>	<b>2 951,5</b>	<b>3 209,9</b>	<b>5 564,2</b>	<b>14 912,5</b>	<b>4 405,6</b>	<b>2 531,1</b>	<b>2 930,9</b>	<b>5 045,0</b>	<b>14 277,4</b>	<b>4 197,5</b>	<b>2 531,2</b>	<b>2 795,4</b>	<b>4 753,3</b>

ROPA NAFTOWA	(tys. ton)												
	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	FY 2012	Q4 2012	Q3 2012	Q2 2012	Q1 2012	FY 2011	Q4 2011	Q3 2011	Q2 2011	Q1 2011
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	327,3	233,1	228,7	491,6	138,5	129,7	95,7	127,7	467,6	123,5	126,7	84,4	133,0
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	255,1	242,9	206,6	484,6	132,4	129,3	96,0	126,9	466,8	124,1	124,0	89,5	129,2

PGNiG TERMIKA													
	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	FY 2012	Q4 2012	Q3 2012	Q2 2012	Q1 2012	FY 2011	Q4 2011	Q3 2011	Q2 2011	Q1 2011
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) (TJ)	3 367,4	5 765,6	18 511,4	40 213,9	14 242,0	2 747,7	5 503,2	17 721,0	38 660,2	13 317,2	2 789,3	5 199,7	17 354,0
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) (GWh)	444,6	613,0	1 525,7	3 719,3	1 287,9	395,7	632,7	1 403,0	3 685,1	1 279,7	432,8	572,3	1 400,3