

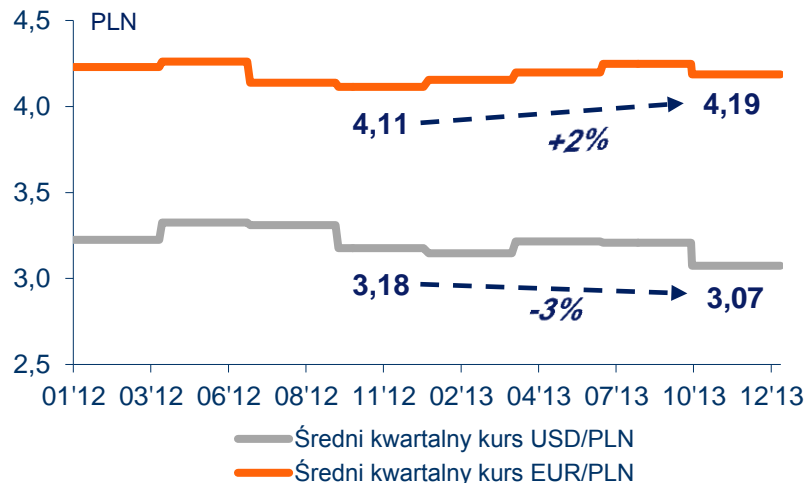


Wyniki finansowe GK PGNiG za 2013

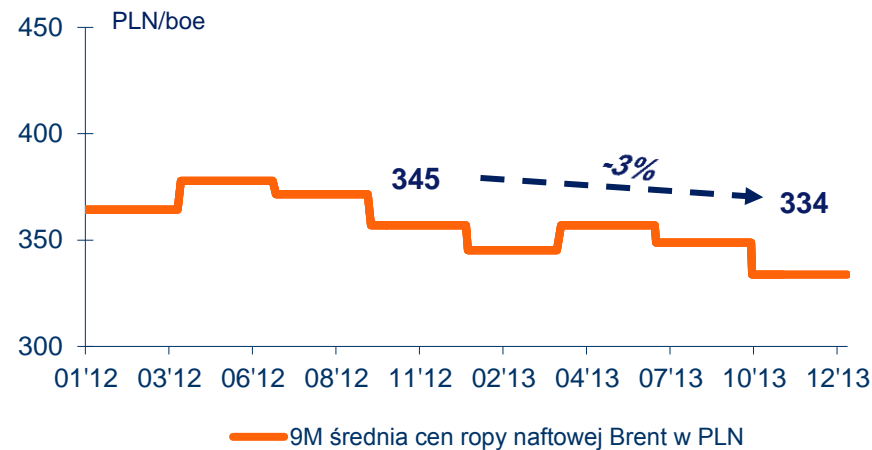
5 marca 2014 r.

Czynniki wpływające na wynik finansowy

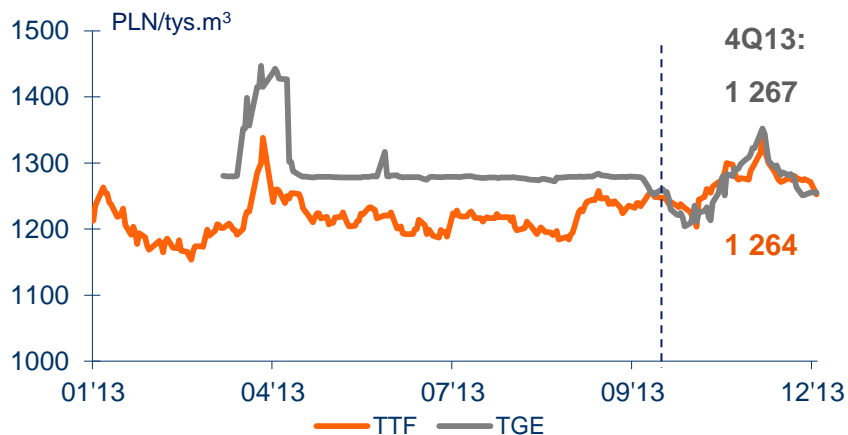
Stabilny średni kurs USD i EUR wobec PLN



Niższe notowania ropy naftowej



W 4Q13 TTF i TGE zbliżyły wyceny



Wzrost ceny taryfowej gazu PGNiG od 01.01.2014r.



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

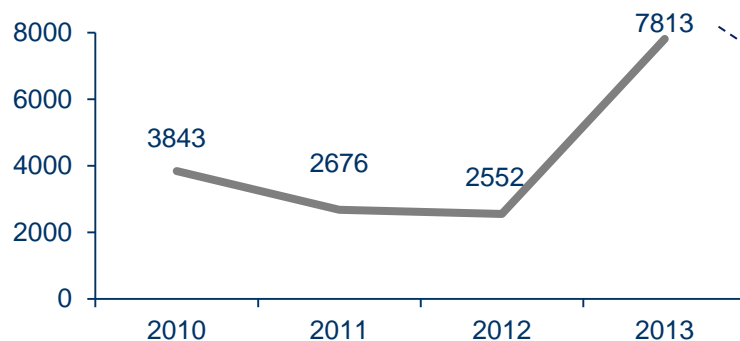
Podstawowe wyniki finansowe 2013

(m PLN)	2012	2013	Δ%
Przychody ze sprzedaży	28 730	32 120	12%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(24 121)	(26 508)	10%
EBITDA	4 609	5 612	22%
Amortyzacja	(2 069)	(2 463)	19%
EBIT	2 540	3 149	24%
Wynik na działalności finansowej	(163)	(396)	143%
Zysk netto	2 240	1 920	-14%

Rosnące przychody ze sprzedaży produktów w 2013:

- Gaz wysokometanowy +1 231m PLN
- Gaz zaazotowany +41m PLN
- Ropa naftowa i kondensat +1 494m PLN
- Energia elektryczna +518m PLN
- Ciepło +91m PLN
- Usługi wiertnicze i serwisowe +44m PLN

Wzrost operacyjnych przepływów pieniężnych netto



Skokowy wzrost operacyjnych przepływów pieniężnych netto wskutek zwiększonej sprzedaży oraz realizacji przez Gazprom w 1Q2013 płatności związanych z aneksem do kontraktu jamalskiego.

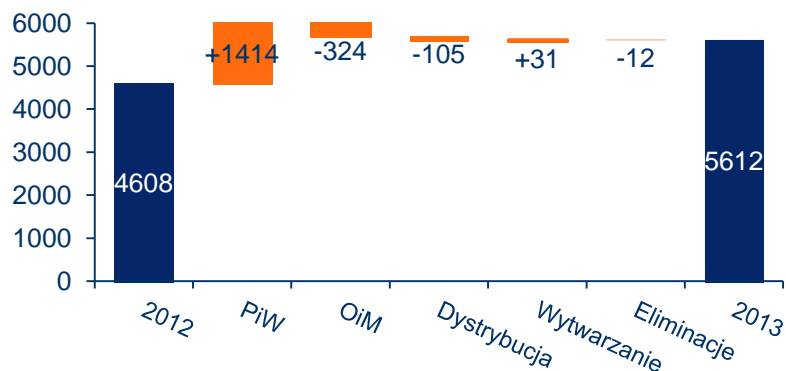
**Znacznie lepsze wyniki operacyjne
po wyłączeniu zdarzeń jednorazowych**

Segmenty – EBITDA 2013

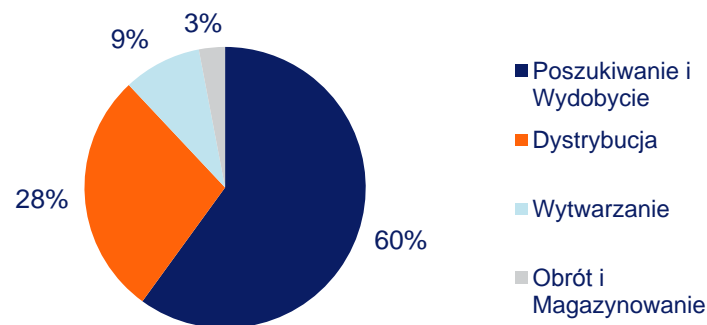
(m PLN)	2012	2013	Δ%	Udział w wyniku Grupy
Poszukiwanie i Wydobywanie	1 967	3 381	72%	60%
Obrót i Magazynowanie	494	170	-66%	3%
Dystrybucja	1 700	1 595	-6%	28%
Wytwarzanie	471	502	7%	9%
Pozostałe, eliminacje	(24)	(36)	50%	-1%
Razem	4 608	5 612	22%	100%

- +1,5 mld PLN R/R przychody ze sprzedaży ropy i kondensatu
- 437m PLN R/R amortyzacji oraz -266m PLN zawiązanych odpisów i rezerw
- W 2012 efekt retroakcji z aneksu do kontraktu jamalskiego
- Średnioroczna marża na sprzedaży gazu E -2% w 2013 vs +2% w 2012
- 141m PLN R/R zmiana stanu rezerw z tytułu nagród jubileuszowych (rekalkulacja aktuarialna)
- +2% wolumenu dystrybucji w 2013
- Wolumen sprzedaży ciepła i Ee z produkcji na tym samym poziomie
- 9-proc. wzrost taryf na ciepło

EBITDA segmentów GK PGNiG 2013 vs 2012



Udział segmentów w wyniku EBITDA GK PGNiG



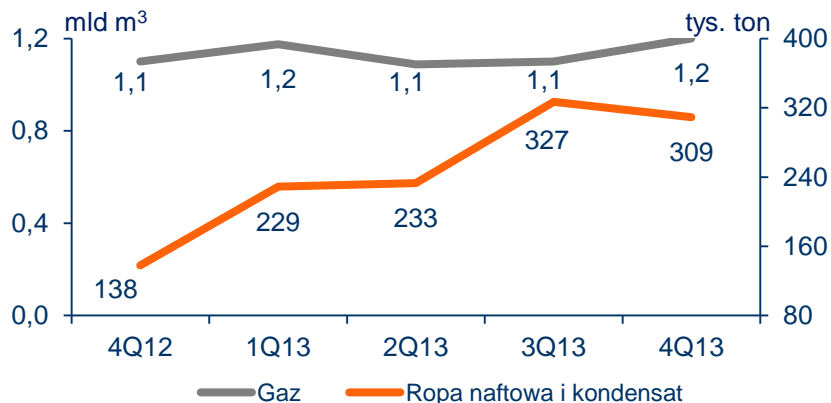
Przesunięcie Grupy w stronę sektora Upstream

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

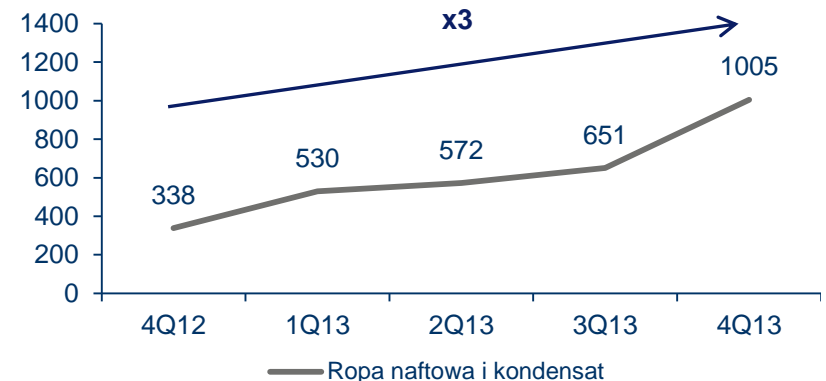
(m PLN)	2012	2013	Δ%
Przychody	4 325	6 261	45%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(2 358)	(2 880)	32%
EBITDA	1 967	3 381	72%
Amortyzacja	(613)	(1 050)	71%
EBIT	1 354	2 331	72%

- +1 494m PLN (+118%) przychodów ze sprzedaży ropy i kondensatu w 2013 R/R
- Wolumen sprzedaży ropy naftowej +128% (+621 tys. ton w 2013 vs 2012)
- Zwiększona międzysegmentowa sprzedaż gazu z Norwegii do PST (340m m³ w 2013) i koszty przesyłu tego gazu
- 2013: i) Libia – zawiązanie 292m PLN odpisu na aktywach oraz rezerwy 137m PLN na zobowiązania koncesyjne, ii) 184m PLN odpis na środkach trwałych w budowie dot. poszukiwania i oceny zasobów mineralnych
- 90m PLN wpływ LMG oraz -313m PLN Norwegia w 2013 (aktywa norweskie umarżane metodą naturalną)

Wolumen wydobycia GK PGNiG



Dynamiczny wzrost przychodów z ropy (m PLN)



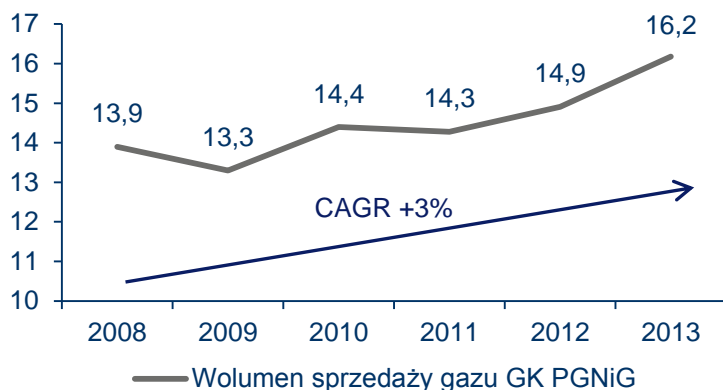
**Wysoki wynik rezultatem
rosnącego wydobycia ropy**

Segment – Obrót i Magazynowanie (1)

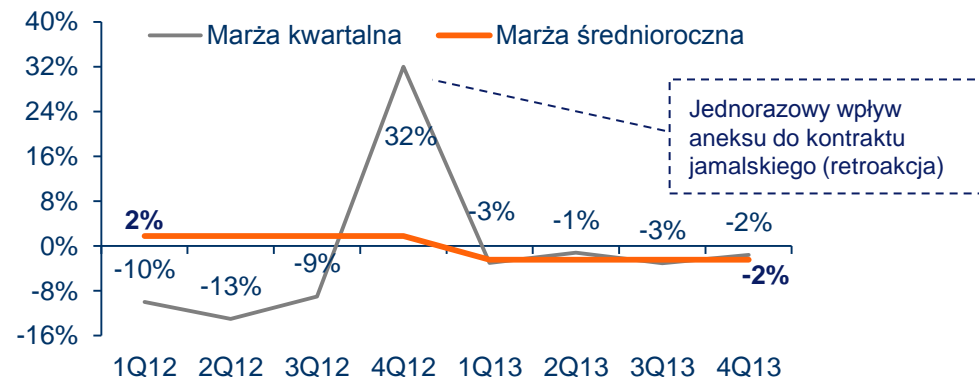
(m PLN)	2012	2013	Δ%
Przychody	23 714	25 659	8%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(23 219)	(25 667)	10%
EBITDA	494	169	-66%
Amortyzacja	(163)	(177)	9%
EBIT	331	(8)	-102%

- Cena taryfowa niepokrywająca kosztów: w 2013r. marża na sprzedaży gazu E -2%
- Udział spółki PST: 1,7 mld PLN przychodów ze sprzedaży gazu w 2013 vs 0,4 mld PLN w 2012
- 1 mld PLN sprzedaży energii elektrycznej w 2013 vs 0,1 mld w 2012 (w segmencie OiM)
- Koszty operacyjne w 2012 pomniejszone o efekt retroakcji z aneksu do kontraktu jamalskiego
- Wpływ różnic kursowych i wyniku na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych: -205m PLN w 2013 vs -457m w 2012

Rosnąca sprzedaż gazu GK PGNiG (mld m³)



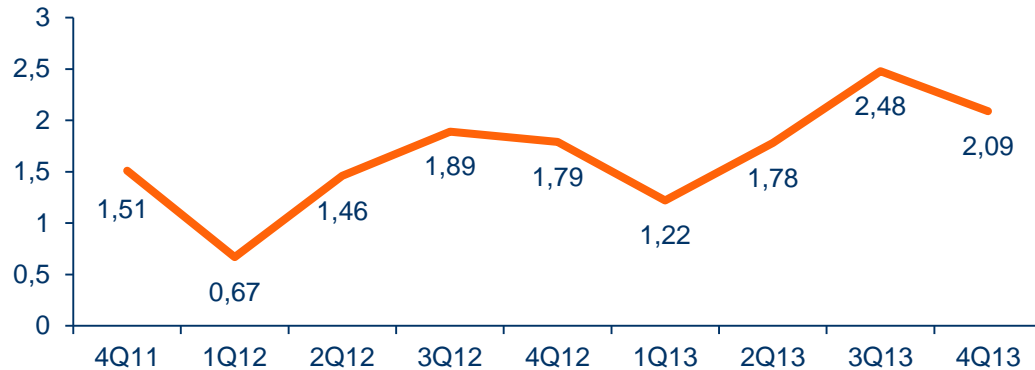
Ujemna marża na sprzedaży gazu E w PGNiG SA



Dodatni wynik EBITDA segmentu

Segment – Obrót i Magazynowanie (2)

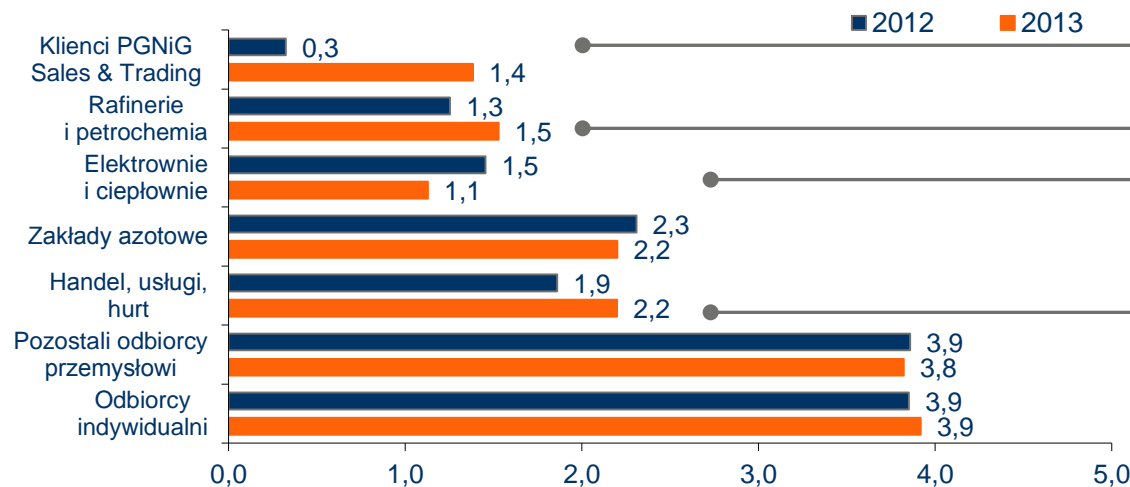
Stan magazynów gazu (mld m³)



- Rekordowy stan magazynów gazu na koniec 2013: 2,09 mld m³ (w tym testowe zatłoczenie 0,4 mld m³ w PMG Wierzchowice i 0,06 mld m³ w PMG Kosakowo)

- Narastająco import gazu -0,15 mld m³, z czego 0,44 mld m³ mniej w 4Q13 R/R
- Spadek R/R importu ze wschodu o 0,28 mld m³, z czego -0,8 mld m³ w samym 4Q13 (średnia temperatura kwartału +2°C i wysokie stany magazynowe)

GK PGNiG – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców (mld m³)



- 1,38 mld m³ gazu sprzedaży PST w Niemczech w 2013 vs 0,31 mld m³ w 2012

- Rafinerie i petrochemia: wpływ kontraktu z Grupą LOTOS
- Elektrociepłownie ograniczyły zużycie gazu przy braku wsparcia dla kogeneracji

- W 2013 ponad 66m m³ sprzedane i dostarczone poprzez Towarową Giełdę Energii (38m m³ w 4Q2013)

- W 4Q13 zakup gazu przez Gaz System 177m m³ vs 26m m³ w 4Q12 (bilansowanie punktu wirtualnego – zmiany IRIESP)

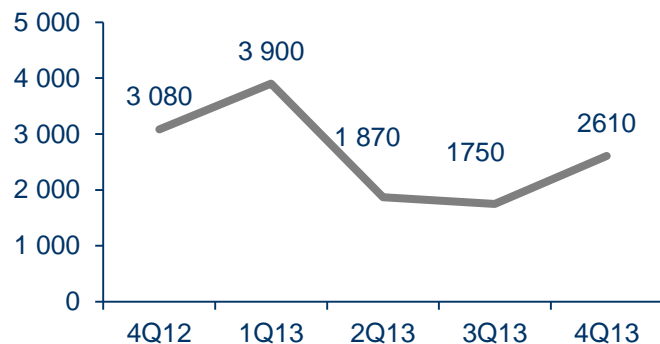
Rosnąca sprzedaż gazu i wysokie stany magazynowe

Segment – Dystrybucja

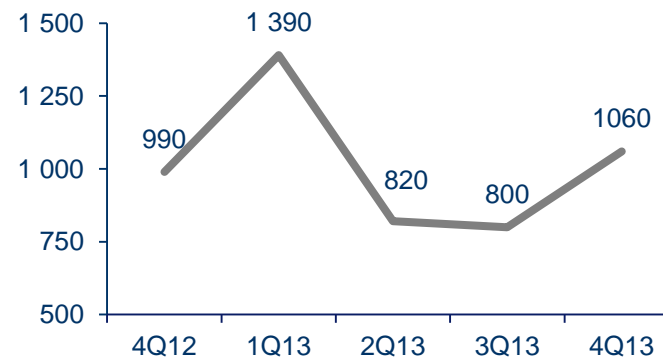
(m PLN)	2012	2013	Δ%
Przychody	3 584	4 250	19%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(1 884)	(2 655)	41%
EBITDA	1 700	1 595	-6%
Amortyzacja	(819)	(857)	5%
EBIT	880	739	-16%

- Wzrost przychodów i kosztów przez zmianę w przesyłowej oraz dystrybucyjnej instrukcji ruchu i eksploatacji (IRiESD i IRiESP, neutralna dla wyniku operacyjnego)
- Koszty usługi przesyłowej 603m PLN w 2013 (zmiany IRiESD i IRiESP), brak tych kosztów w 2012
- Zmiana stanu rezerw z tytułu świadczeń pracowniczych R/R: -141m PLN (rekalkulacja rezerw aktuarialnych) i -71m PLN (nagroda roczna za 2013)
- +2% wolumenu dystrybucji w 2013 i -15% w samym 4Q13 R/R, spowodowane nowymi przyłączeniami i ciepłym 4Q13

Wolumen dystrybuowanych gazów (m m³)



Przychód z usług dystrybucyjnych (m PLN)



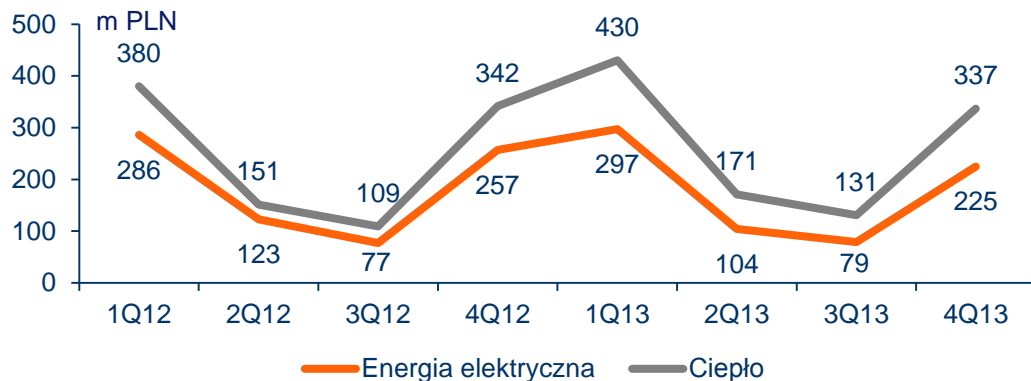
**Stabilny wynik EBITDA po
eliminacji zdarzeń jednorazowych**

Segment – Wytwarzanie

(m PLN)	2012	2013	Δ%
Przychody	1 957	2 063	5%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(1 487)	(1 560)	5%
EBITDA	471	502	7%
Amortyzacja	(456)	(358)	-21%
EBIT	15	144	x10

- 9-proc. wzrost taryf ciepła od lipca 2013
- Wzrost przychodów segmentu ze sprzedaży energii elektrycznej o 113m PLN do 916m (z czego 705m z produkcji)
- Spadek przychodów ze świadectw pochodzenia energii (39m PLN w 2013 vs 125m w 2012)
- Spadek wolumenu zużycia biomasy i jej kosztów (-29m PLN w 2013 vs -76m w 2012)
- W 2012 amortyzacja powiększona o -176m PLN umorzenia aktywów niematerialnych rozpoznanych na moment przejścia PGNiG Termika (2013: -34m PLN)

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



Roczne wolumeny sprzedaży PGNiG Termika (z produkcji):

- Ciepło bez zmian (40,2 PJ), w samym 4Q13 spadek o 12% R/R
- Energia elektryczna na zbliżonym poziomie (3,7 TWh), w samym 4Q13 spadek o 9%

Rosnący wynik EBITDA segmentu

Koszty operacyjne

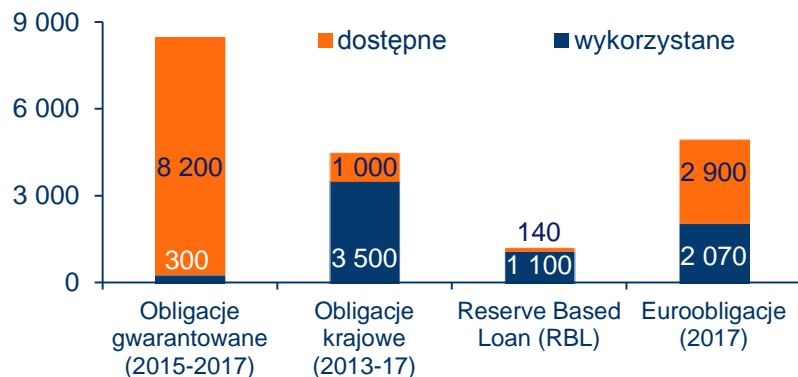
(m PLN)	2012	2013	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	(15 713)	(17 208)	10%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(905)	(1 397)	54%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	(984)	(908)	-8%
Świadczenia pracownicze	(3 047)	(3 214)	5%
Usługa przesyłowa	(1 454)	(1 474)	1%
Koszt odwiertów negatywnych	(127)	(132)	3%
Pozostałe usługi obce	(1 479)	(1 639)	11%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(1 417)	(1 519)	7%
▪ różnice kursowe i instrumenty pochodne	(415)	(183)	-56%
▪ zmiana stanu odpisów i rezerw	(401)	(702)	75%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	1 006	983	-2%
Koszty operacyjne bez amortyzacji	(24 122)	(26 509)	10%
Amortyzacja	(2 069)	(2 463)	19%
Koszty operacyjne ogółem	(26 191)	(28 972)	11%

- W 4Q2012 efekt retroakcji z aneksu kontraktu jamalskiego, obniżający koszt gazu
- +9% większy wolumen sprzedaży gazu
- Energia na cele handlowe 669m PLN w 2013 vs 156m PLN w 2012
- Niższe zużycie biomasy i koszty węgla
- Zmiana stanu rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne na -252m PLN w 2013. Bez tego jednorazowego, niepieniężnego zdarzenia świadczenia pracownicze niższe o 3% R/R
- -122m PLN kosztów usług obcych w związku z eksploatacją złóż w Norwegii
- 2013: Libia (-429m PLN); odpis na środkach trwałych w budowie dot. nierokujących poszukiwań (-184m); rezerwa na białe certyfikaty (-134m)

**Elastyczniejszy portfel gazu i
dyscyplina kosztowa**

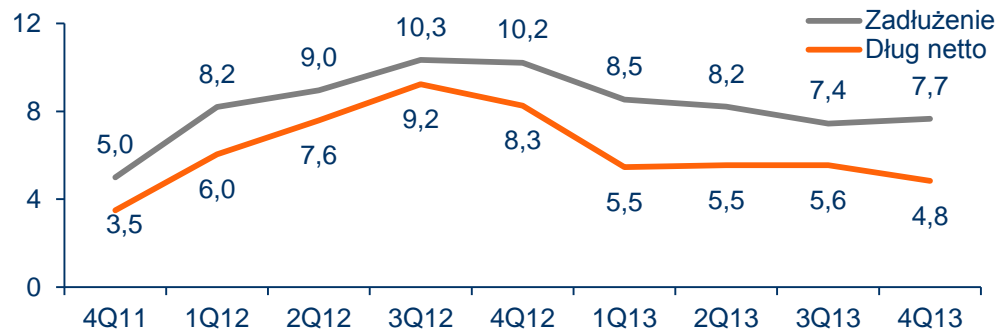
Zadłużenie i źródła finansowania

Źródła finansowania na 31.12.2013 (m PLN)

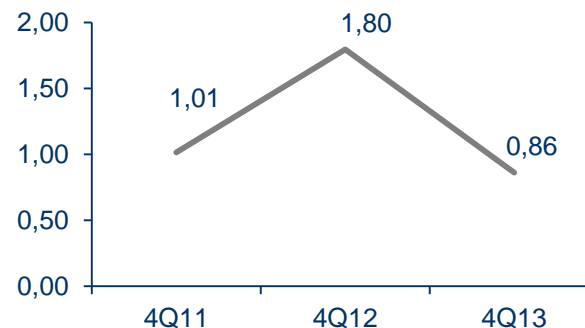


- Optymalizacja źródeł finansowania
- Dostępne programy na 12,2 mld PLN, w tym 8,2 mld gwarantowane
- Dług netto / EBITDA: 0,86

Zadłużenie (mld PLN)



Dług netto / EBITDA



Silna pozycja finansowa punktem startowym do inwestycji i dywidendy

Główne osiągnięcia 2013

Rekordowe wydobycie ropy naftowej i kondensatu

- Norwegia: 283 tys. ton (w tym 94 tys. ton w 4Q13)
- LMG: 348 tys. ton (w tym 96 tys. ton w 4Q13)
- Łącznie: 1,1 mln ton, tj. 3 tys. bbl/dzień (w 4Q13: 309 tys. ton) wobec 492 tys. ton w 2012

Postępy liberalizacji rynku gazu

- Początki handlu na TGE (animacja rynku, aukcje)
- Polityka cenowa zwiększająca atrakcyjność handlu na TGE

Rosnąca sprzedaż gazu

- Polska: 14,8 mld m³ w 2013 vs 14,6 mld m³ w 2012 roku
- Zagranica – PST: 1,38 mld m³ w 2013 vs 0,31 mld m³ w 2012 roku
- Łącznie: 16,2 mld m³ w 2013 vs 14,9 mld m³ w 2012 roku



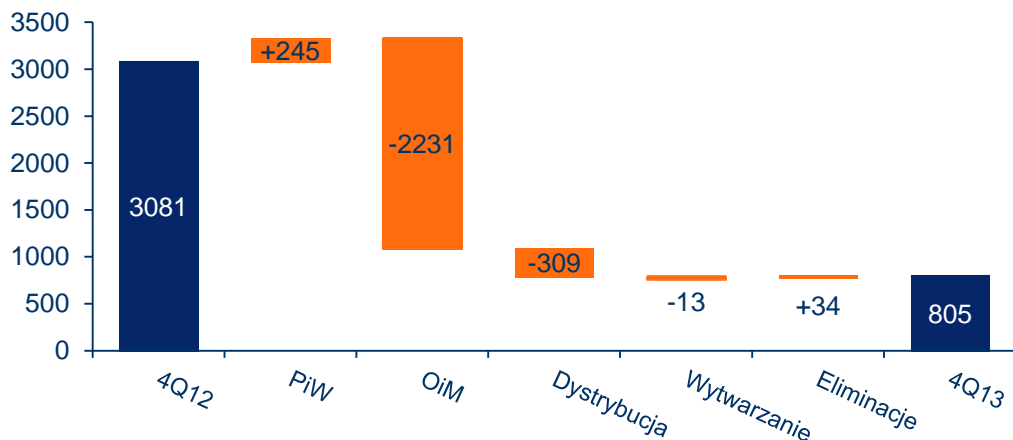
Slajdy pomocnicze

Segmenty – EBITDA 4Q2013

(m PLN)	4Q2012	4Q2013	Δ%	Udział w wyniku Grupy
Poszukiwanie i Wydobycie	213	458	114%	57%
Obrót i Magazynowanie	2 162	(69)	-103%	-9%
Dystrybucja	541	232	-57%	29%
Wytwarzanie	169	156	-8%	19%
Pozostałe, eliminacje	(6)	28	-	3%
Razem	3 081	805	-74%	100%

- 304 mln PLN R/R zawiązaných odpisów i rezerw
- Przychody ze sprzedaży ropy i kondensatu +667m PLN R/R
- W 4Q12 efekt retroakcji z aneksu do kontraktu jamalskiego
- Wolumen sprzedaży gazu GK PGNiG +1% R/R
- Wolumen dystrybucji -15% R/R (wyższe temperatury 4Q13)
- 226m PLN R/R zmiana zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych
- 12% niższy wolumen sprzedaży ciepła
- Niższe ceny energii elektrycznej

EBITDA segmentów GK PGNiG 4Q13 vs 4Q12



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

Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG

(mln m3)

	FY 2013	Q4 2013	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)	1 890	483,1	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
w tym w Polsce	1 550	383,8	386,8	387,2	392,7	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)	2 692	736,8	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
RAZEM (przeliczony na E)	4 582	1 219,9	1 099,8	1 087,4	1 175,2	4 317,2	1 109,4	1 044,4	1 025,7	1 137,7	4 329,5	1 134,5	1 069,0	995,5	1 130,5

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG

(mln m3)

	FY 2013	Q4 2013	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)	15 006	4 132,0	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
w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG	1 383	356,0	306,2	271,4	449,2	323,7	211,0	39,7	24,1	48,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	1 202	350,6	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
RAZEM (przeliczony na E)	16 208	4 482,6	2 951,5	3 209,8	5 564,2	14 912,5	4 405,6	2 531,1	2 930,9	5 045,0	14 277,4	4 197,5	2 531,2	2 795,4	4 753,3

ROPA NAFTOWA w GK PGNiG

(tys. ton)

	FY 2013	Q4 2013	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	1 099	309,4	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
w tym w Polsce	815	215,3	218,1	177,8	204,0	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	1 106	400,9	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
w tym w Polsce	809	221,7	212,7	180,3	194,1	484,6	132,4	129,3	96,0	126,9	466,8	124,1	124,0	89,5	129,2

PGNiG TERMIKA

	FY 2013	Q4 2013	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)	40 175	12 530,1	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)	3 772	1 188,9	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