



Wyniki finansowe GK PGNiG za 1Q2014

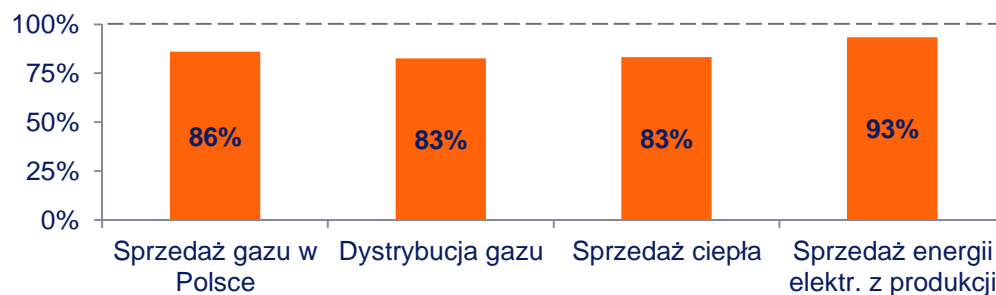
9 maja 2014 r.

Podstawowe wyniki finansowe 1Q2014

(m PLN)	1Q2013	1Q2014	Δ%
Przychody ze sprzedaży	10 255	9 537	-7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(8 279)	(7 356)	-11%
EBITDA	1 976	2 181	10%
Amortyzacja	(549)	(623)	14%
EBIT	1 428	1 558	9%
Wynik na działalności finansowej	(147)	(31)	-79%
Zysk netto	1 074	1 180	10%

- Związany z temperaturą spadek przychodów ze sprzedaży (-7%) był mniejszy niż ograniczenie kosztów operacyjnych (-11%)
- Obniżenie kosztów gazu o ponad 1 mld zł, dzięki elastyczności kontraktów i formuł cenowych. Wpływ niższego o 690m m³ wolumenu oraz spadku cen gazu na giełdach europejskich.
- Wzrost amortyzacji głównie w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie o 93m PLN (projekty LMG i Skarv)
- Niższe koszty finansowe dzięki zmniejszeniu zadłużenia i wskutek ograniczonego wpływu różnic kursowych

Wpływ wyższej temperatury w 1Q2014 na zmniejszenie wolumenów sprzedaży gazu, dystrybucji, sprzedaży Ee i ciepła (1Q2013 jako 100%)

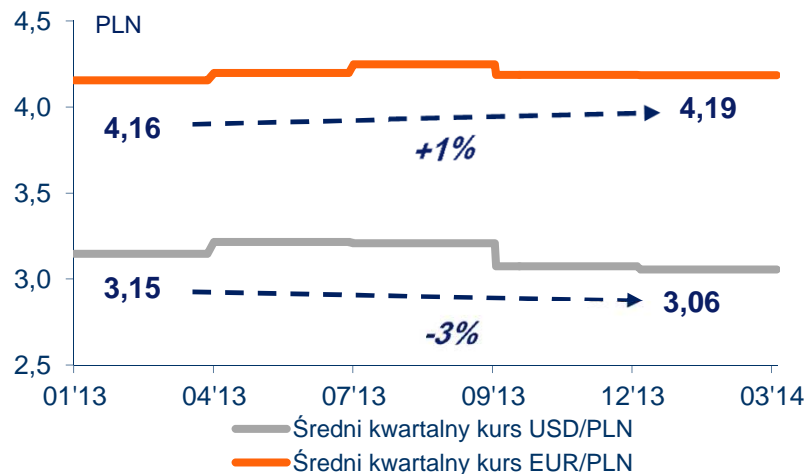


Rekomendacja Zarządu i Rady Nadzorczej o wypłacie dywidendy z zysku 2013 roku w wysokości 885 mln PLN, tj. 46% skonsolidowanego wyniku netto i 52% jednostkowego wyniku netto (do decyzji ZWZ PGNiG 15 maja).

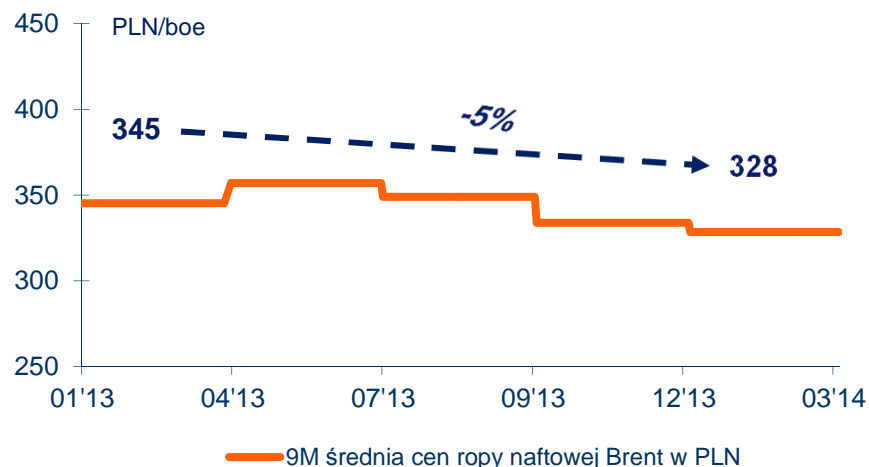
Mimo wpływu wyższych temperatur na wolumen, wyniki Grupy lepsze rok do roku

Czynniki wpływające na wynik finansowy

Stabilny średni kurs USD i EUR wobec PLN



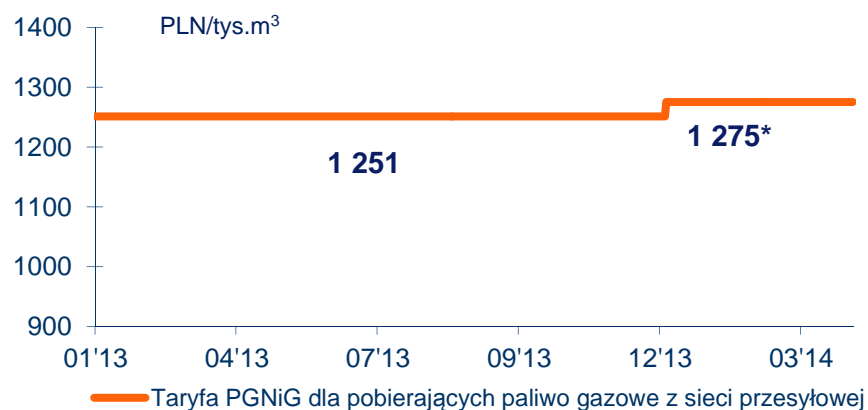
Niższe notowania ropy naftowej



Zbliżone wyceny ceny gazu na giełdach TTF i TGE



Wzrost ceny taryfowej gazu PGNiG od 01.01.2014r.



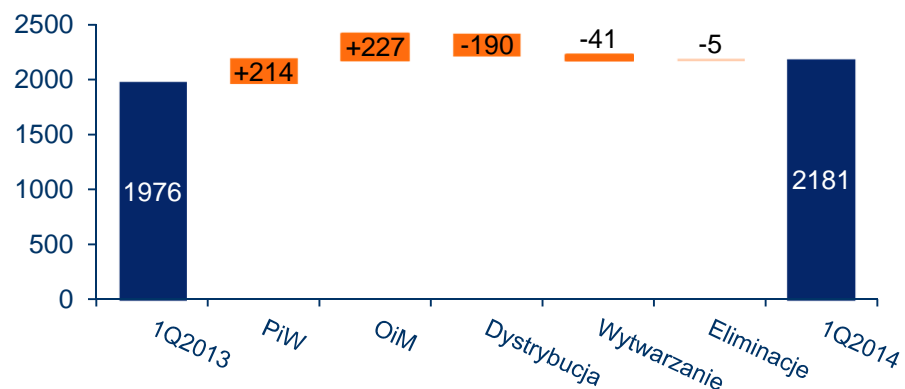
*od 01.01.2014r. cena paliwa gazowego zawiera także koszty magazynowania i część kosztów przesyłu, ujmowane dotychczas w opłacie sieciowej

Segmenty – EBITDA

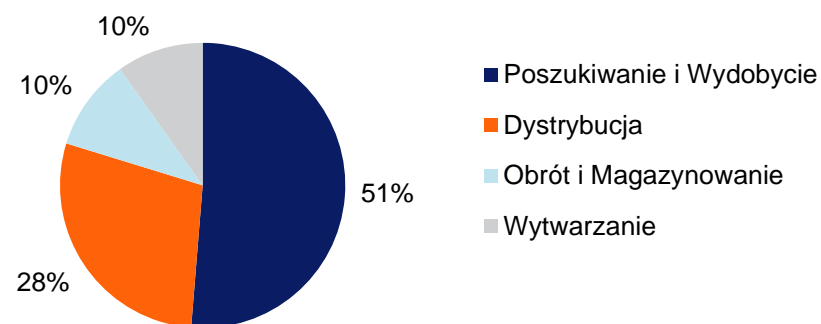
(m PLN)	1Q2013	1Q2014	Δ%	Udział w wyniku Grupy
Poszukiwanie i Wydobywanie	912	1 126	23%	51%
Obrót i Magazynowanie	1	228	x228	10%
Dystrybucja	815	625	-23%	28%
Wytwarzanie	257	216	-16%	10%
Pozostałe, eliminacje	(9)	(14)	56%	-
Razem	1 976	2 181	10%	100%

- Wzrost produkcji ropy i gazu ze złóż w Norwegii
- Wzrost amortyzacji o ponad 90m PLN
- Kwartałna marża na sprzedaży gazu E +3% w 1Q14 vs -3% w 1Q13
- Spadek wolumenu dystrybucji gazu o 17% i przychodu z tej działalności o 12%
- Wpływ temperatury na wolumeny sprzedaży ciepła i energii elektrycznej (zmniejszenie odpowiednio o 17% i 9%)

EBITDA segmentów GK PGNiG 1Q2013 vs 1Q2014



Udział segmentów w wyniku EBITDA GK PGNiG



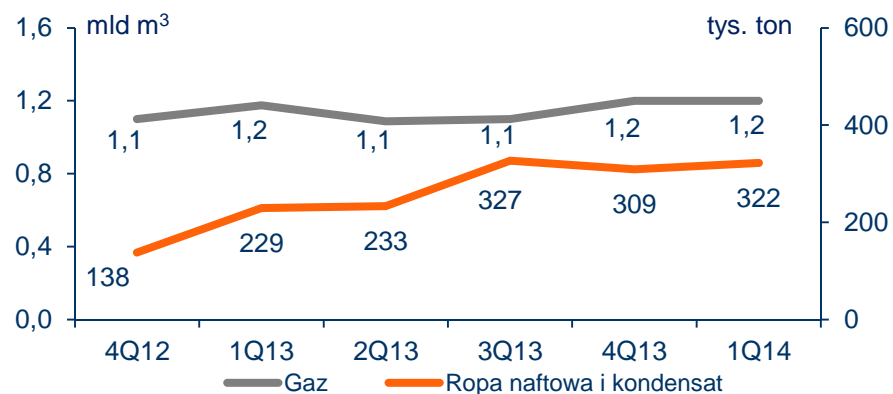
Potwierdzenie trafnych inwestycji w upstream

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

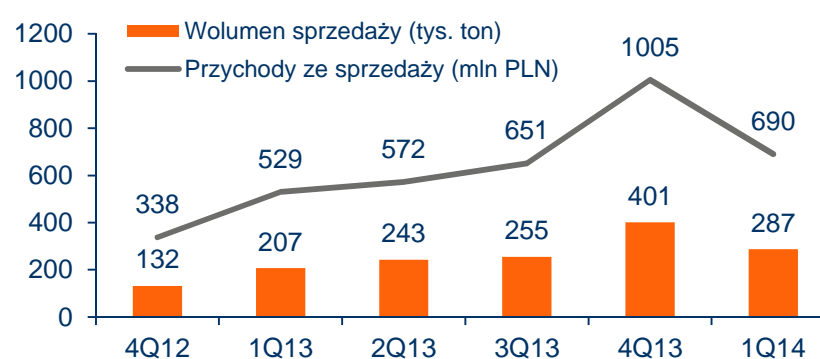
(m PLN)	1Q2013	1Q2014	Δ%
Przychody	1 384	1 617	17%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(473)	(491)	4%
EBITDA	912	1 126	24%
Amortyzacja	(189)	(281)	49%
EBIT	723	845	17%

- +161m PLN (+30%) przychodów ze sprzedaży ropy i kondensatu R/R przy wzroście wolumenu sprzedaży z 207 do 287 tys. ton
- Zwiększona międzysegmentowa sprzedaż gazu z Norwegii do PST: 110m m³ vs 50m m³
- Utrzymanie pod kontrolą kosztów operacyjnych i wykorzystanie dźwigni operacyjnej
- Zwiększenie amortyzacji projektu LMG o 27m PLN oraz aktywów norweskich o 67m PLN (aktywa norweskie umarzane metodą naturalną)

Rosnący wolumen wydobycia ropy Grupy PGNiG



Ropa: przychody w kwartale zależne od daty sprzedaży



**Wysoki wynik rezultatem
rosnącego wydobycia ropy**

Segment – Obrót i Magazynowanie (1)

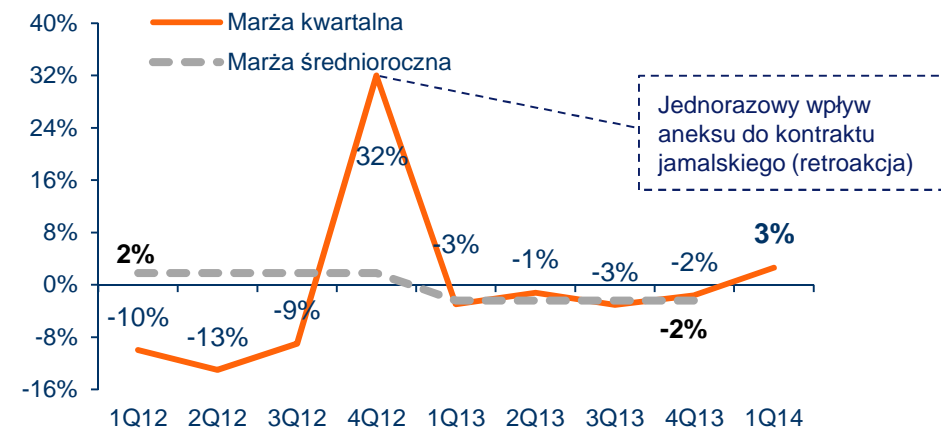
(m PLN)	1Q2013	1Q2014	Δ%
Przychody	8 579	7 949	-7%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(8 578)	(7 721)	-10%
EBITDA	1	228	x228
Amortyzacja	(44)	(39)	-12%
EBIT	(43)	189	-

- Niskie ceny gazu na giełdach europejskich spowodowały spadek kosztu na wolumenie zależnym od tych rynków. Pozwoliło to na osiągnięcie marży na sprzedaży gazu E na poziomie +3%.
- Stabilny R/R udział spółki PST w przychodach ze sprzedaży gazu: 0,6 mld PLN
- 0,47 mld PLN sprzedaży energii elektrycznej w 1Q14 vs 0,16 mld w 1Q13 (w segmencie OiM)
- Wpływ różnic kursowych i wyniku na instrumentach pochodnych w segmencie OiM (w pozostałych kosztach operacyjnych i koszcie gazu): -143m PLN w 1Q14 vs -81m w 1Q13

Niższa R/R sprzedaż gazu Grupy PGNiG w 1Q2014: 4,9 wobec 5,6 mld m³ (-12%)



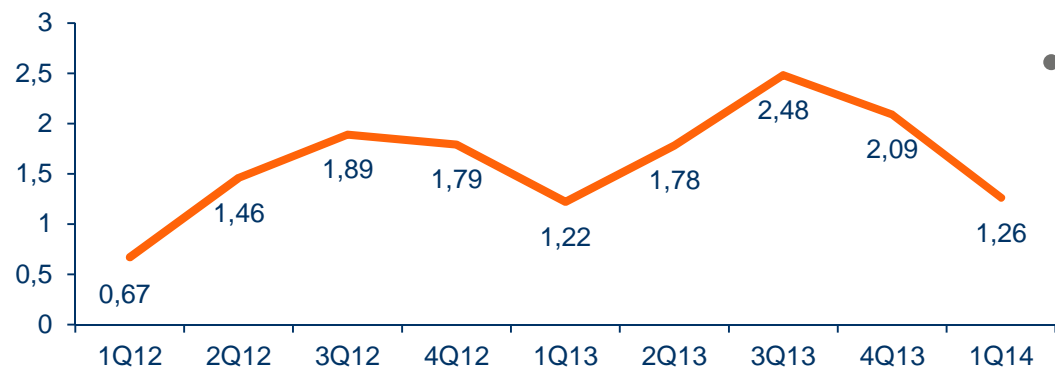
Dodatnia marża na sprzedaży gazu E w PGNiG SA w 1Q2014



Struktura pozyskania gazu i jego niskie ceny na giełdach europejskich poprawiły wynik EBITDA segmentu

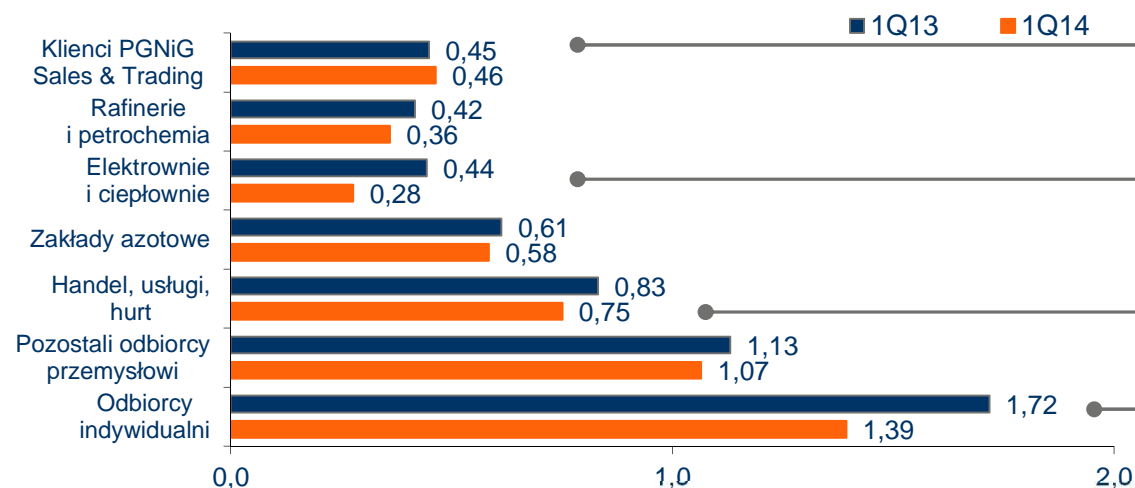
Segment – Obrót i Magazynowanie (2)

Stan magazynów gazu (mld m³)



- Stan magazynów gazu na koniec marca 2014: 1,26 mld m³
- Import gazu niższy R/R o ponad 0,9 mld m³ (2,54 vs 3,46 mld m³) z czego 0,76 mld m³ mniej z kierunku wschodniego
- Import z kierunku wschodniego na poziomie 2 mld m³, a z zachodniego i południowego 0,5 mld m³ (odpowiednio 2,8 oraz 0,7 mld m³ w 1Q13)

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



- 0,46 mld m³ gazu sprzedaży PST (głównie w Niemczech) w 1Q14 vs 0,45 mld m³ w 1Q13
- Elektrociepłownie ograniczyły zużycie gazu przy braku wsparcia dla kogeneracji
- 94m³ sprzedane i dostarczone poprzez Towarową Giełdę Energii w 1Q14 (6m³ w 1Q13)
- Istotny wpływ cieplejszej zimy na odbiorców indywidualnych i w mniejszym stopniu na pozostałych odbiorców przemysłowych oraz grupę handel i usługi

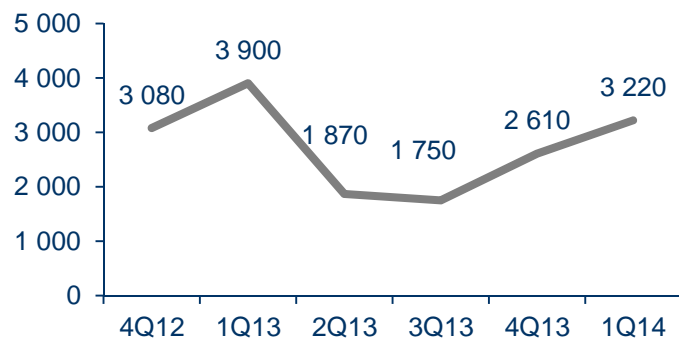
Wysokie stany magazynowe i wpływ temperatury na wolumen sprzedaży

Segment – Dystrybucja

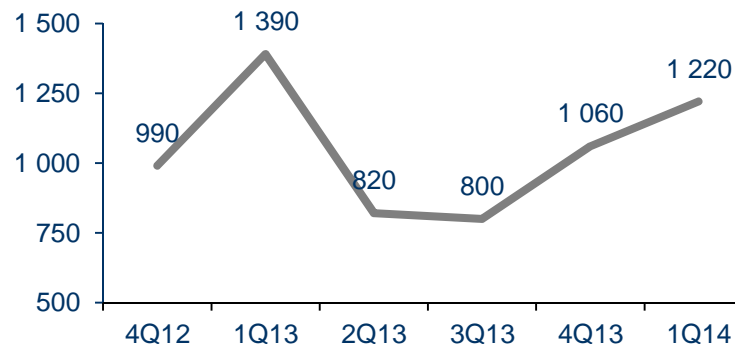
(m PLN)	1Q2013	1Q2014	Δ%
Przychody	1 420	1 264	-11%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(605)	(639)	6%
EBITDA	815	625	-23%
Amortyzacja	(211)	(216)	3%
EBIT	604	409	-32%

- Spadek wolumenu dystrybucji gazu o -17% i przychodu z tej działalności o -12% R/R, czyli o ponad 170 mln PLN, spowodowane ciepłym 1Q14 (śr. temperatura kwartału o 4°C wyższa)
- Negatywny wpływ szacunków różnicy bilansowej uwzględniającej zmiany z tytułu bilansowania handlowego: jej wolumen i koszt o ponad 90% wyższy niż w 1Q13. Wpływ różnicy bilansowej na koszty operacyjne w 1Q14 to 104m vs 54m PLN w 1Q13.

Wolumen dystrybuowanych gazów (m m³)



Przychód z usług dystrybucyjnych (m PLN)



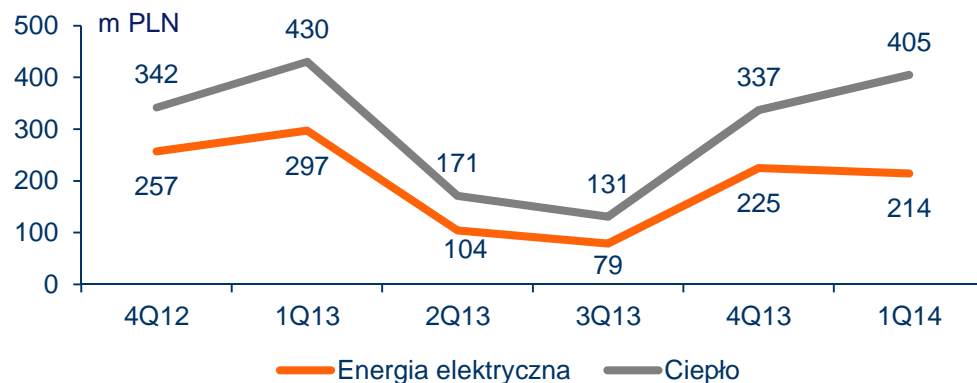
Wynik EBITDA pod wpływem czynników pogodowych

Segment – Wytwarzanie

(m PLN)	1Q2013	1Q2014	Δ%
Przychody	758	650	-14%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(501)	(434)	-13%
EBITDA	257	216	-16%
Amortyzacja	(100)	(82)	-18%
EBIT	157	134	-15%

- Spadek przychodów ze sprzedaży ciepła o 25m PLN mimo 9-proc. wzrost taryf ciepła od lipca 2013
- Spadek przychodów ze sprzedaży Ee o 67m PLN do 230m (z czego 214m z produkcji)
- Spadek przychodów ze świadectw pochodzenia energii (10,5m PLN w 1Q14 vs 26m rok wcześniej), w tym brak przychodów z czerwonych certyfikatów (kogeneracja)
- Spadek kosztów paliw do produkcji ciepła i energii o -77m PLN, do 320m PLN
- Amortyzacja aktywów niematerialnych, w tym praw do emisji CO2 na poziomie -17m PLN vs -32m w 1Q13

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



Kwartałne wolumeny sprzedaży PGNiG Termika (z produkcji):

- Sprzedaż ciepła na poziomie 15,4 PJ, czyli o -17% mniej R/R
- Energia elektryczna: -9%, do poziomu 1,39 TWh

Niższe wolumeny ciepła i energii
wskutek wyższych temperatur

Koszty operacyjne

(m PLN)	1Q2013*	1Q2014	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	(6 389)	(5 253)	-18%
Energia na cele handlowe	(52)	(230)	x4
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(151)	(136)	-10%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	(397)	(320)	-19%
Świadczenia pracownicze	(671)	(686)	2%
Usługa przesyłowa	(291)	(246)	-16%
Koszt odwertów negatywnych	(23)	(37)	64%
Pozostałe usługi obce	(332)	(301)	-9%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(170)	(335)	97%
▪ różnice kursowe i instrumenty pochodne	(8)	(151)	x19
▪ zmiana stanu odpisów i rezerw	(26)	(51)	98%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	197	190	-3%
Koszty operacyjne bez amortyzacji	(8 279)	(7 355)	-11%
Amortyzacja	(549)	(623)	14%
Koszty operacyjne ogółem	(8 827)	(7 978)	-10%

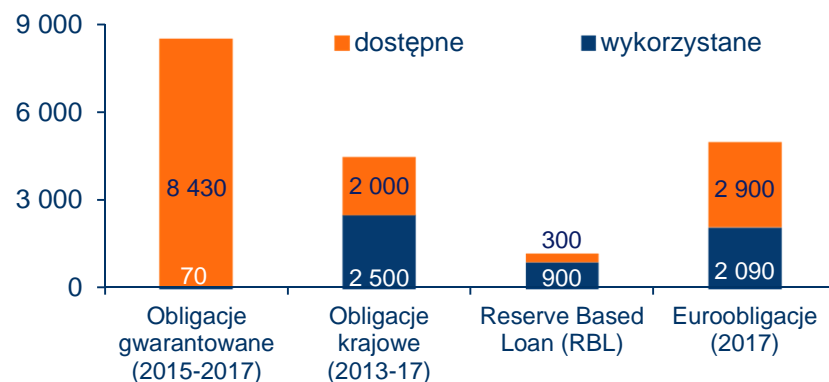
*przekształcone

- -12% wolumen sprzedanego gazu R/R
- Efekt częściowego powiązania kosztów gazu z cenami giełdowymi, które uległy zmniejszeniu o ok. -6% R/R
- Wzrost obrotu energią elektryczną w PGNiG SA i PGNiG Sales & Trading (koszt w PST o 169m większy R/R)
- Niższe zużycie i cena jednostkowa węgla z transportem
- Usługa przesyłowa: spadek taryfy OGP Gaz-System o -5% R/R, niższy wolumen przesyłanego gazu oraz przesunięcie części kosztów przesyłu dot. punktów wejścia do systemu do kosztu gazu, zgodnie z rozporządzeniem taryfowym
- W 1Q13 rozwiązanie odpisu na należności Gazotech na 60m PLN
- Zawiązanie rezerwy na białe certyfikaty: 60m w 1Q14 vs 45m PLN w 1Q13 (segment OiM)
- +94m PLN R/R amortyzacji aktywów wydobywczych LMG i Skarv

Elastyczniejszy portfel gazu i dyscyplina kosztowa

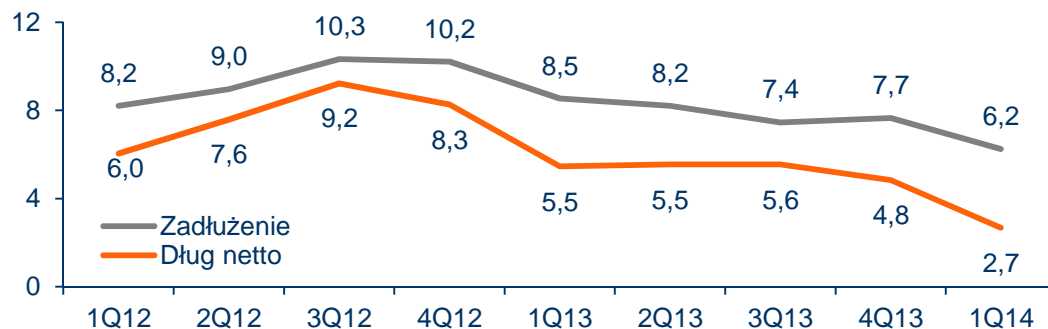
Zadłużenie i źródła finansowania

Źródła finansowania na 31.03.2014 (m PLN)

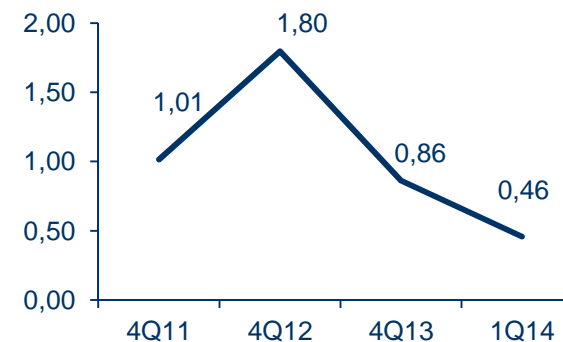


- Optymalizacja źródeł finansowania
- Dostępne programy na 13,6 mld PLN, w tym 8,4 mld gwarantowane
- Dług netto / EBITDA za cztery kwartały: 0,46

Zadłużenie (mld PLN)



Dług netto / EBITDA



Wzmocnienie pozycji finansowej po sezonie zimowym





Slajdy pomocnicze

Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG

(mln m3)

	Q1 2014	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)	479	1 890	483	481	484	443	1 608	403	397	401	407	1 616	409	400	401	406
w tym w Polsce	367	1 550	384	387	387	393	1 608	403	397	401	407	1 616	409	400	401	406
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	704	2 692	737	619	604	733	2 710	706	648	625	731	2 713	725	669	595	724
RAZEM (przeliczony na E)	1 182	4 582	1 220	1 100	1 087	1 175	4 317	1 109	1 044	1 026	1 138	4 330	1 135	1 069	996	1 131

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG

(mln m3)

	Q1 2014	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)	4 521	15 006	4 132	2 731	2 965	5 178	13 756	4 070	2 315	2 698	4 673	13 167	3 871	2 321	2 589	4 386
w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG	465	1 383	356	306	271	449	324	211	40	24	49	0	0	0	0	0
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	361	1 202	351	220	245	387	1 156	336	216	233	372	1 111	326	211	207	367
RAZEM (przeliczony na E)	4 882	16 208	4 483	2 951	3 210	5 564	14 913	4 406	2 531	2 931	5 045	14 277	4 198	2 531	2 795	4 753

IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA

(mln m3)

	Q1 2014	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
Razem	2 541	10 850	2 664	2 245	2 481	3 460	11 000	3 105	2 133	2 763	2 999	10 915	2 862	2 177	2 743	3 133
w tym: kierunek wschodni	2 026	8 734	1 793	1 885	2 272	2 784	9 018	2 589	1 858	2 432	2 139	9 335	2 032	1 947	2 498	2 858

ROPA NAFTOWA w GK PGNiG

(tys. ton)

	Q1 2014	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	322	1 099	309	327	233	229	492	139	130	96	128	468	124	127	84	133
w tym w Polsce	203	815	215	218	178	204	492	139	130	96	128	468	124	127	84	133
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	287	1 106	401	255	243	207	485	132	129	96	127	467	124	124	90	129
w tym w Polsce	201	809	222	213	180	194	485	132	129	96	127	467	124	124	90	129

PGNiG TERMIKA

	Q1 2014	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)	15 434	40 175	12 530	3 367	5 766	18 511	40 214	14 242	2 748	5 503	17 721	38 660	13 317	2 789	5 200	17 354
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) (GWh)	1 390	3 772	1 189	445	613	1 526	3 719	1 288	396	633	1 403	3 685	1 280	433	572	1 400

Koszty wg segmentów

SEGMENTY DZIAŁALNOŚCI						(w milionach złotych)
1Q 2014	Poszukiwanie i Wydobycie	Obrót, magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Razem*	
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 144	7 874	37	422	9 537	
Sprzedaż między segmentami	473	75	1 227	229	-	
Przychody segmentu ogółem	1 617	7 949	1 264	651	9 537	
Amortyzacja	(281)	(39)	(216)	(82)	(623)	
Pozostałe koszty	(491)	(7 721)	(639)	(435)	(7 356)	
Zużycie surowców i materiałów	(82)	(6 011)	(214)	(353)	(5 940)	
Świadczenia pracownicze	(257)	(107)	(252)	(35)	(686)	
Usługi obce	(207)	(1 398)	(164)	(24)	(585)	
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	113	9	26	-	190	
Pozostałe koszty operacyjne, netto	(58)	(214)	(35)	(23)	(335)	
Koszty segmentu ogółem	(772)	(7 760)	(855)	(517)	(7 979)	
Zysk/Strata na działalności operacyjnej segmentu	845	189	409	134	1 558	

1Q 2013 * przekształcony	Poszukiwanie i Wydobycie	Obrót i Magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Razem*
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 054	8 501	28	626	10 255
Sprzedaż między segmentami	330	78	1 392	133	-
Przychody segmentu ogółem	1 384	8 579	1 420	759	10 255
Amortyzacja	(189)	(44)	(211)	(100)	(549)
Pozostałe koszty	(472)	(8 578)	(605)	(502)	(8 279)
Zużycie surowców i materiałów	(94)	(6 899)	(80)	(415)	(6 989)
Świadczenia pracownicze	(247)	(93)	(262)	(34)	(671)
Usługi obce	(209)	(1 548)	(232)	(31)	(646)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	118	13	26	-	197
Pozostałe koszty operacyjne, netto	(40)	(51)	(57)	(22)	(170)
Koszty segmentu ogółem	(661)	(8 622)	(816)	(602)	(8 828)
Zysk/Strata na działalności operacyjnej segmentu	723	(43)	604	157	1 427

*po uwzględnieniu pozycji: „Pozostałe” i „Eliminacje”