



Wyniki finansowe GK PGNiG za I kwartał 2013

Jacek Murawski, Wiceprezes ds. finansowych

14 maja 2013

Agenda

Najważniejsze wydarzenia 1Q2013

Czynniki makroekonomiczne

Wyniki finansowe i operacyjne 1Q2013

- Podstawowe wyniki finansowe
- Segmenty działalności
- Koszty operacyjne

Płynność finansowa i zadłużenie

Inwestycje

Główne osiągnięcia 1Q2013

Poszukiwanie i Wydobywanie

- Rozruch wydobywania w Norwegii: 25 tys. ton ropy (170 tys. boe)
- Rozpoczęcie wydobywania ze złoża LMG: 68 tys. ton (512 tys. boe)
- Gaz łupkowy: wiercenie na nowej koncesji Stara Kiszewa (Wysin-1); prace na pozostałych odwiertach trwają.

Obrót i Magazynowanie

- Nowa, niższa taryfa PGNiG od 01.01.2013
- Wolumen sprzedaży gazu +7% R/R
- Marża na sprzedaży gazu wysokometanowego (E) na poziomie -3% w 1Q13 vs -10% w 1Q12
- PMG Wierzchowice: pozytywny test zatłaczania i odbioru gazu

Finanse

- Przychody ze sprzedaży +15% R/R
- EBITDA +147% R/R
- Dług netto / EBITDA < 1
- EC Stalowa Wola: finansowanie 1,13 mld PLN

Otoczenie

- Średnia temperatura marca niższa niż w 1Q12: wysokie ceny spot gazu w 03/2012 (do 1.900 PLN/tys. m³, braki gazu na rynku)
- Stabilne kursy walut i cena ropy
- Prace nad zmianami regulacyjnymi

Realizacja strategii – transformacja GK PGNiG

Poszukiwanie i Wydobywanie

- Exalo Drilling SA – konsolidacja w toku
- Upstream International – trwa przegląd międzynarodowych aktywów
- Przegląd konwencjonalnych koncesji poszukiwawczych w Polsce
- Projekty w ramach „Blue Gas”

Obrót i Magazynowanie

- Konsolidacja działalności magazynowej w OSM – w toku
- Wydzielenie Oddziału Obrotu Hurtowego – w toku (planowana 3Q13)

Dystrybucja

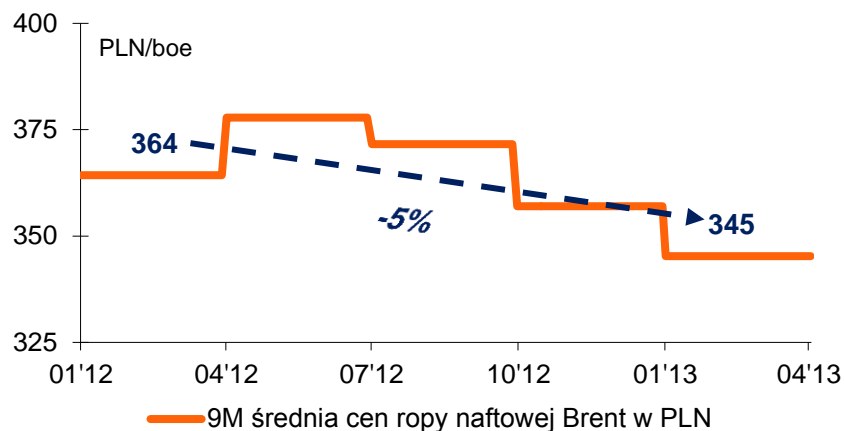
- Konsolidacja 6 spółek dystrybucyjnych w toku (planowane połączenie 2Q13)
- Powołanie zarządu nowej spółki dystrybucyjnej

Wytwarzanie i Pozostałe

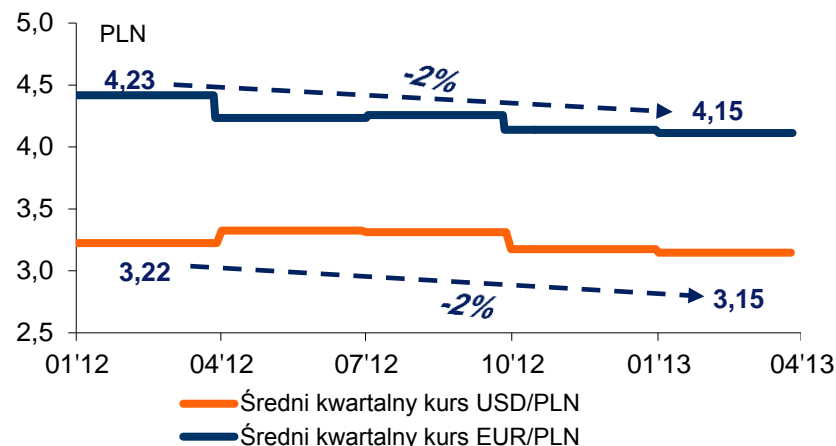
- Konsolidacja działalności energetycznej wokół PGNiG Termika – w toku
- Wynik EBITDA segmentu Wytwarzanie +30% R/R
- PGNiG Technologie – restrukturyzacja w toku

Czynniki wpływające na wynik finansowy

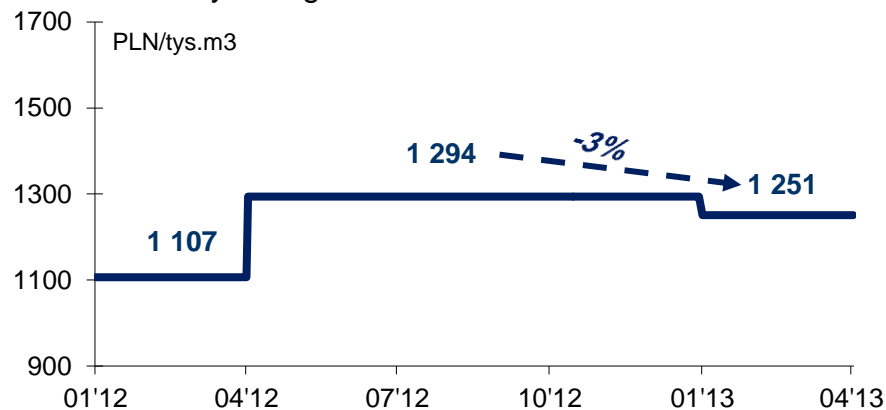
Notowania ropy naftowej



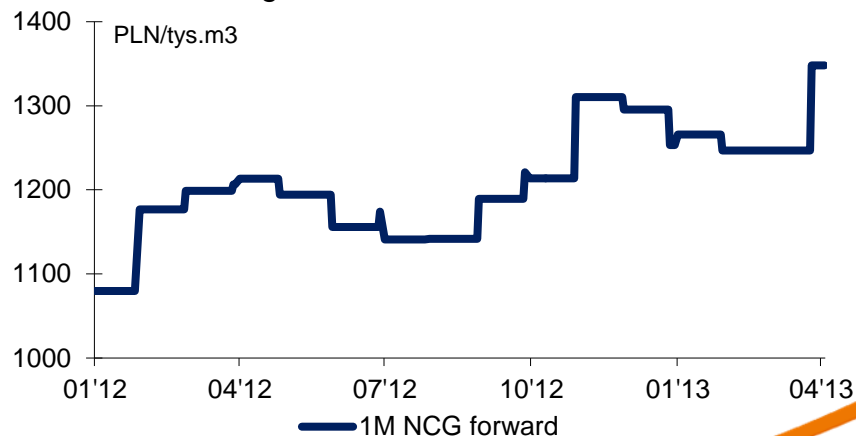
Średni kurs USD i EUR wobec PLN



Cena taryfowa gazu PGNiG



Notowania gazu - kontrakt forward 1M NCG



Podstawowe wyniki finansowe

(m PLN)	1Q2012	1Q2013	Δ%	
Przychody ze sprzedaży	8 947	10 255	15%	<ul style="list-style-type: none"> Wzrost wolumenu sprzedaży ropy naftowej o 63% (R/R) Wzrost wolumenu sprzedaży gazu ziemnego o 7% Marża na gazie E na poziomie -3%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(8 148)	(8 279)	2%	<ul style="list-style-type: none"> Niższy kosztu pozyskania gazu dzięki renegocjacji kontraktu jamalskiego Koszty operacyjne pod kontrolą Różnice kursowe i instrumenty pochodne na +178m PLN R/R
EBITDA	799	1 976	147%	
Amortyzacja	(455)	(549)	21%	<ul style="list-style-type: none"> Wpływ oddania projektu Skarv -30m PLN -32m PLN umorzeń praw do emisji CO2 w PGNiG Termika
EBIT	344	1 427	315%	
Wynik na działalności finansowej	29	(147)	(607%)	<ul style="list-style-type: none"> -128m PLN różnic kursowych i inst. Pochodnych R/R -27m PLN wzrost kosztu odsetek
Zysk netto	333	1 074	214%	<ul style="list-style-type: none"> -176m PLN podatek dochodowy R/R

Wydobycia LMG i Skarv oraz wpływ renegocjacji kontraktu jamalskiego
Koszty pod kontrolą

Segmenty – EBITDA 1Q2013

(m PLN)	1Q2012	1Q2013	Δ%
Poszukiwanie i Wydobywanie	618	912	47%
Obrót i Magazynowanie	(745)	(1)	-
Dystrybucja	731	815	11%
Wytwarzanie	196	257	32%
Pozostałe, eliminacje	(1)	(7)	-
Razem	799	1 976	147%

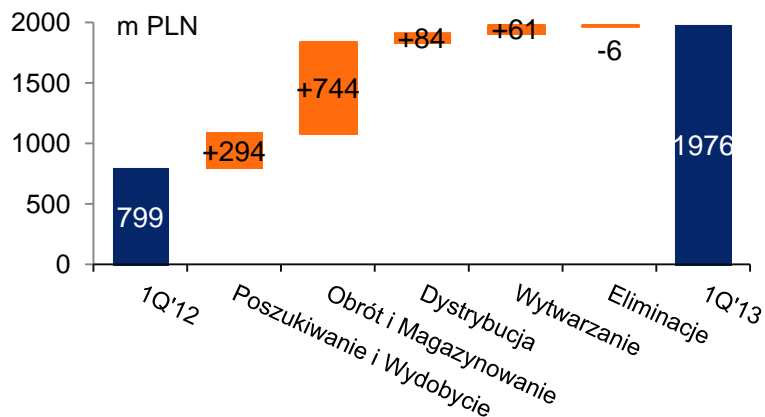
- Wyższe o 25% R/R przychody (gł. ze sprzedaży ropy i gazu)
- Koszty operacyjne pod kontrolą: +3%

- Renegocjacja kontraktu jamalskiego

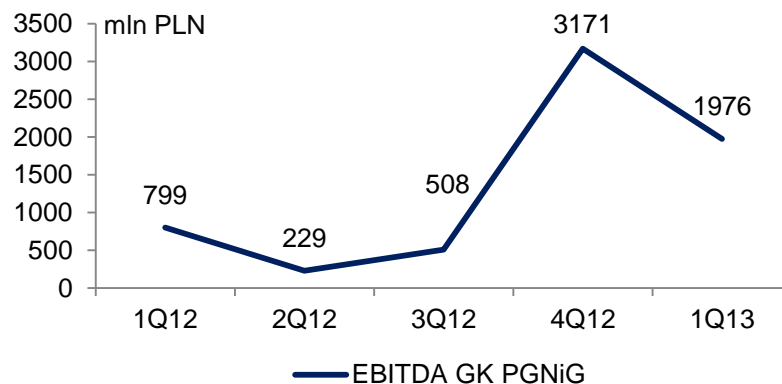
- Wolumen dystrybucji +8% R/R

- Przychody z ciepła +54m PLN

Segmenty w EBITDA GK PGNiG 1Q12 vs 1Q13



Kwartałna EBITDA



Wynik EBITDA 1,5x większy niż rok wcześniej

Segment - Poszukiwanie i Wydobywanie (1)

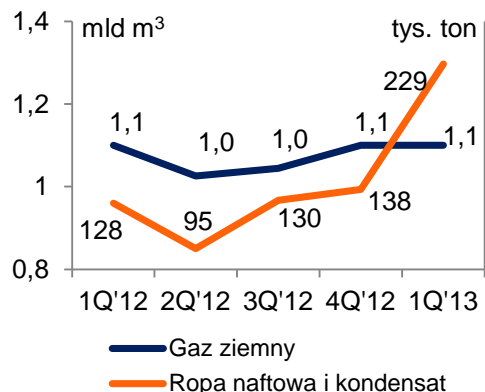
(m PLN)	1Q2012	1Q2013	Δ%
Przychody	1 105	1 384	25%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(487)	(472)	(3%)
EBITDA	618	912	47%
Amortyzacja	(145)	(189)	30%
EBIT	473	723	53%

- Wolumen sprzedaży ropy naftowej +63% (+80 tys. ton)
- Spadek ceny sprzedaży ropy o 3%
- Wzrost w usługach wiertniczych o 28m PLN i spadek w usługach geofizycznych o 40m PLN

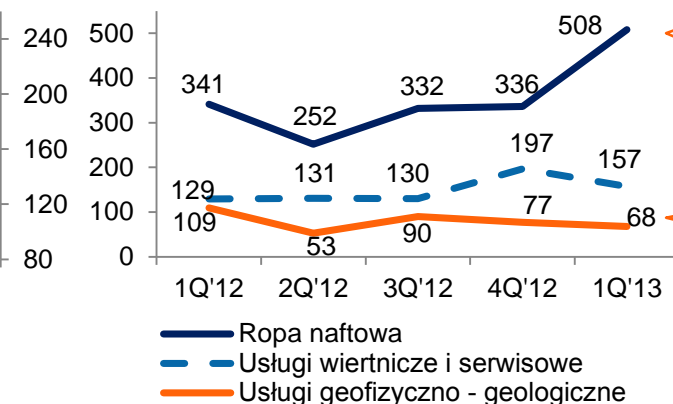
- Redukcja kosztów zatrudnienia o 17m PLN

- Wzrost rzeczowych aktywów trwałych o 2 mld PLN

Wolumen wydobywania



Przychody ze sprzedaży (m PLN)



- Wzrost wydobywania ropy o 101 tys. ton
- Wzrost przychodów z ropy o 167m PLN

- Utrzymanie wydobywania gazu na stabilnym poziomie 1,1 mld m³

Wydobywanie: +101 tys. ton, sprzedaż: +80 tys. ton ropy

Segment - Poszukiwanie i Wydobywanie (2)

Stan obecny:

- 80 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie wyłącznie złóż konwencjonalnych
- 15 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawania złóż niekonwencjonalnych i konwencjonalnych
- 225 koncesji na wydobywanie złóż konwencjonalnych
- Upstream International – Norwegia, Pakistan, Egipt, Libia

Projekty konwencjonalne

- Zakończenie prac związanych z przygotowaniem przetargów i „data room” dla 19 koncesji
- Dotychczas w 2013 wykonano 7 odwiertów
- Plan 2013: wiercenie 22 otworów w kraju, wiercenie 4 otworów za granicą (Egipt, Libia)

Założenia strategiczne do roku 2015:

- Utrzymanie wskaźnika RR na poziomie 1,1
- Zwiększenie zdolności wydobywczych w oparciu o niekonwencjonalne złoża węglowodorów
- Zbudowanie kompetencji w zakresie wydobywania węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych
- Konsolidacja i optymalizacja działalności zagranicznej

Projekty niekonwencjonalne

- Do dziś odwiercono 6 otworów (Wysin-1, Opalino-2, Lubocino-2H, Lubocino-1, Lubycza Kr.-1, Markowola-1) – trwają analizy i testy
- Plan 2013: rozpoczęcie wiercenia 13 otworów (rozpoczęcie 2 otworów w 2Q13)

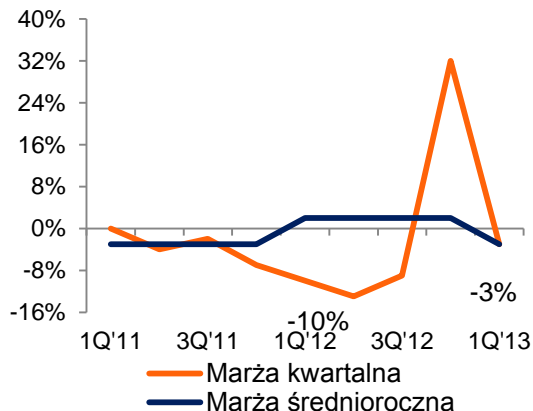
Segment – Obrót i Magazynowanie (1)

(m PLN)	1Q2012	1Q2013	Δ%
Przychody	7 435	8 578	15%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(8 180)	(8 579)	5%
EBITDA	(745)	(1)	-
Amortyzacja	(33)	(44)	33%
EBIT	(778)	(45)	(94%)

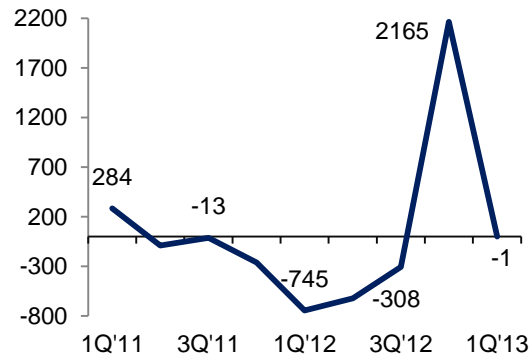
- Wolumen sprzedaży gazu +7%, do 5,38 mld m³
- Wyższa taryfa średnio +8%
- Udział spółki PST: 587m PLN w 1Q13 vs 55m PLN w 1Q12

- Koszt sprzedanego gazu +7%
- Odpis na zapasie gazu -36m PLN
- Odpis na należności +59m PLN (wyrok Gazotech)

Marża gazu E



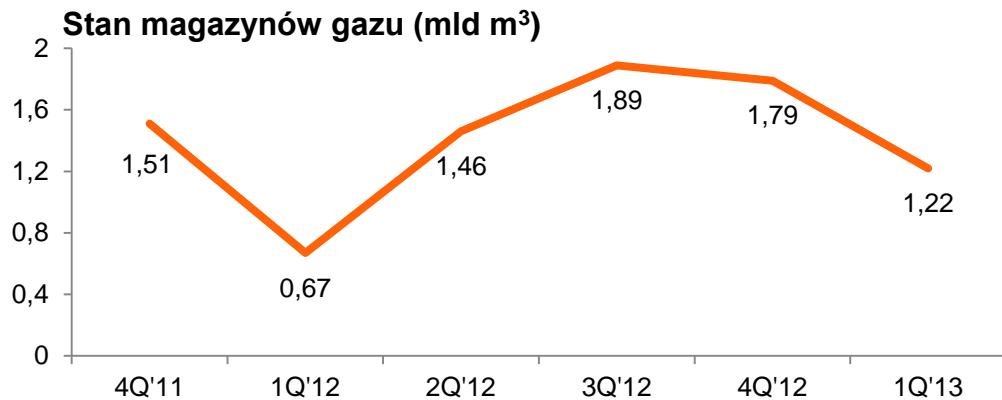
Kwartałna EBITDA (m PLN)



- Ujemna marża na sprzedaży gazu E
- Wynik EBITDA na poziomie „0”

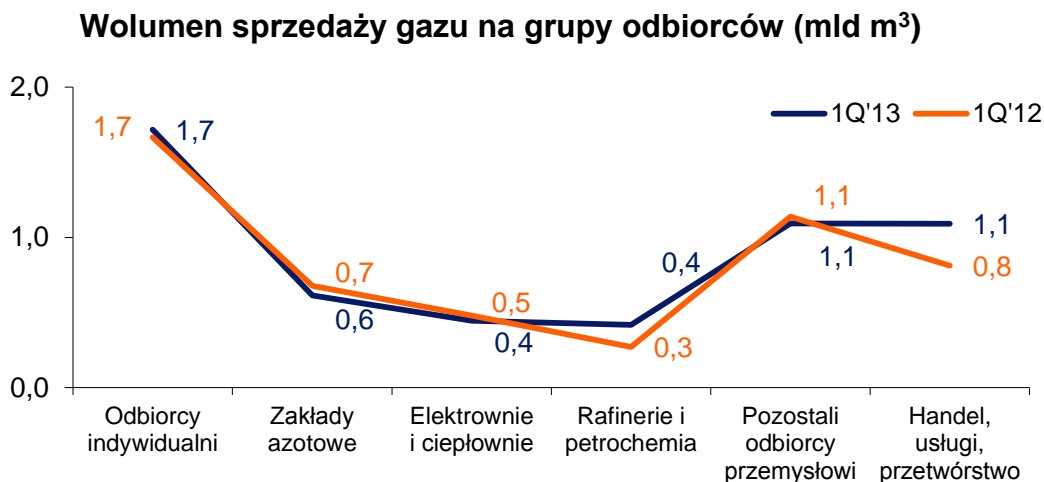
Rosnący wolumen (+7%) i przychody z gazu (+13%)

Segment – Obrót i Magazynowanie (2)



- Wysoki stan magazynów gazu E po zimie: 1,2 mld m³ (konieczność utrzymania rezerw obowiązkowych i brak zgody na ich wykorzystanie)

- 1Q13: Import gazu 3,5 mld m³, w tym 2,8 mld z kierunku wschodniego vs odpowiednio 3,0 i 2,1 mld m³ w 1Q12



- Rafinerie i petrochemie: wpływ kontraktu z Grupą Lotos
- Handel & Usługi: 260m m³ sprzedaży PST w Niemczech
- W 1Q13 6,3m m³ sprzedane i dostarczone poprzez giełdę gazu

Stan magazynów a rezerwa obowiązkowa

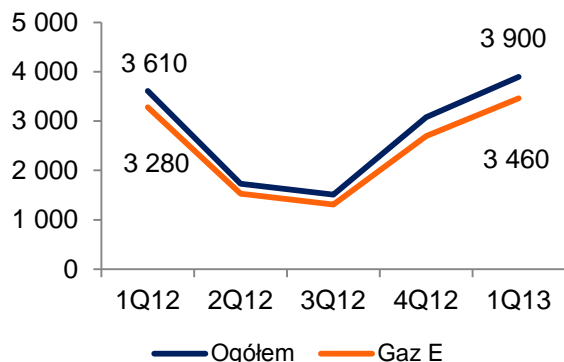
Segment – Dystrybucja

(m PLN)	1Q2012	1Q2013	Δ%
Przychody	1 231	1 420	15%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(500)	(605)	21%
EBITDA	731	815	11%
Amortyzacja	(203)	(211)	4%
EBIT	528	604	14%

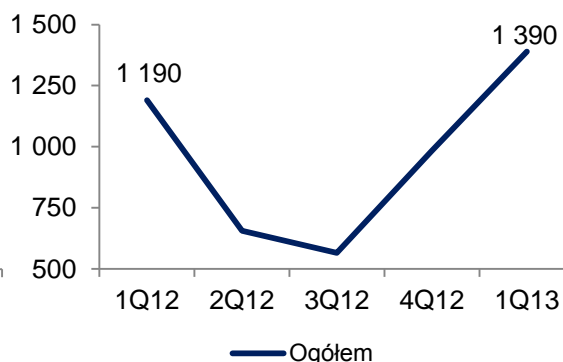
- Wzrost wolumenu o 8%
- Wzrost przychodów przez zmianę w przesyłowej oraz dystrybucyjnej instrukcji ruchu i eksploatacji (IRiESD i IRiESP, neutralna dla wyniku operacyjnego)

- Wzrost o 175m PLN kosztu usługi przesyłowej: koresponduje ze wzrostem przychodów (zmiana IRiESD i IRiESP)

Wolumen w dystrybucji (m m³)



Przychód z usług dystrybucyjnych (m PLN)



- Wyższy wzrost przychodu z usług dystrybucyjnych (+17% R/R) niż wolumenu wynika ze zmian w IRiESD i IRiESP

- 6% wolumenu dystrybuowane dla klientów spoza GK PGNiG (głównie gaz koksowniczy)

+11% EBITDA w stabilnym segmencie

Segment – Wytwarzanie

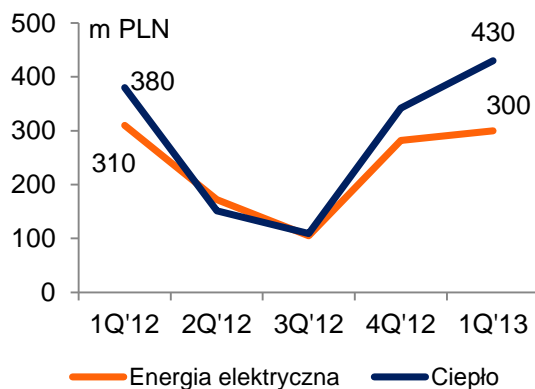
(m PLN)	1Q2012	1Q2013	Δ%
Przychody	752	758	1%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(556)	(501)	(10%)
EBITDA	195	257	32%
Amortyzacja	(70)	(100)	43%
EBIT	126	157	25%

- 10% wzrost taryfy ciepła w 07. 2012: przychody z ciepła +54m PLN
- Przychody ze świadectw pochodzenia energii -37m PLN

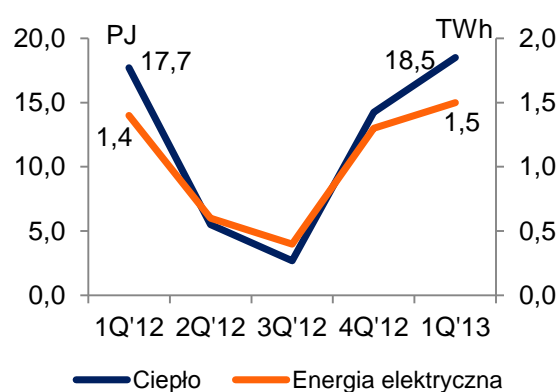
- Niższe koszty biomasy i pozostałych paliw do produkcji ciepła i Ee
- Niższe koszty świadectw pochodzenia energii -25m PLN R/R

- 1Q13: -32m PLN umorzeń praw do emisji CO₂

Przychody ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej



Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej



- Temperatura 1Q13: 0+/- większa efektywność wykorzystania dostępnych źródeł ciepła i Ee

- Niższa o 7% jednostkowa cena sprzedaży Ee

Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 54m PLN

Koszty operacyjne

(m PLN)	1Q2012	1Q2013	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	5 886	6 297	7%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	192	151	(22%)
Paliwa do produkcji ciepła i energii	412	397	(4%)
Świadczenia pracownicze	691	671	(3%)
Usługa przesyłowa	418	383	(8%)
Koszt odwiertów negatywnych	59	23	(61%)
Pozostałe usługi obce	324	332	2%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	361	222	(39%)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ różnice kursowe i instrumenty pochodne 	186	8	(96%)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ podatki i opłaty 	360	382	6%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	(195)	(197)	1%
Koszty operacyjne bez amortyzacji	8 148	8 279	2%
Amortyzacja	455	549	21%
Koszty operacyjne ogółem	8 603	8 828	3%

- Koszt gazu pod kontrolą dzięki zmianie formuły w kontrakcie jamalskim

- Mniejsze zużycie we wszystkich segmentach, głównie Wytwarzanie i Pozostałe

- Efekt wypłaconych odpraw skompensowany rozwiązaniem rezerwy PDO (83m PLN)

- Przeniesienie części odpowiedzialności z przesyłu na dystrybucję (zmiana IRiESP)

- Wartość sprzedanych towarów: zmiana o -46mln PLN
- Zawiązanie rezerwy na białe certyfikaty na -45 mln PLN

- Zwiększenie aktywów w Norwegii
- W 1Q13: -32 m PLN umorzeń praw do emisji CO₂ w Wytwarzaniu

Koszty operacyjne pod kontrolą

Przepływy pieniężne

(m PLN)	1Q2012	1Q2013	Δ%
Przepływy z działalności operacyjnej	1 961	3 578	82%
Zysk netto	333	1 074	214%
Amortyzacja	455	549	21%
Podatek dochodowy zapłacony	(50)	(130)	160%
Zmiana kapitału obrotowego	1 141	1 981	74%
<i>Zmiana stanu należności</i>	<i>(268)</i>	<i>301</i>	<i>212%</i>
<i>Zmiana stanu zobowiązań</i>	<i>630</i>	<i>1 130</i>	<i>79%</i>
<i>Zmiana stanu zapasów</i>	<i>1 098</i>	<i>843</i>	<i>(23%)</i>
<i>Zmiana stanu - pozostałe</i>	<i>(319)</i>	<i>(293)</i>	<i>(8%)</i>
Przepływy z działalności inwestycyjnej	(3 726)	(738)	(80%)
Zbycie / nabycie aktywów	(3 011)	14	-
Nabycie majątku trwałego i wartości niematerialnych	(950)	(761)	(20%)
Wolne przepływy pieniężne	(1 765)	2 839	261%
Dywidenda	-	-	-

▪ 1Q12: uwzględnia zmiany związane z przejściem PGNiG Termika, w tym +325m z zaksięgowania zapasu

▪ Wysoki stan należności na 31.12.2012 związany z należnościami w ramach efektu retroaktywnego od Gazpromu

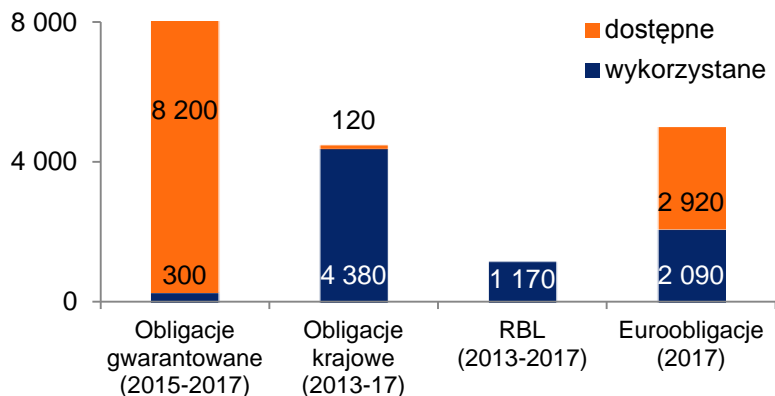
▪ Zwiększone zakupy gazu z importu: 3,5 mld m³ w 1Q13, wzrost o 0,5 mld m³ R/R

▪ Płatność za aktywa PGNiG Termika w 1Q12: 3 mld PLN

Wolne przepływy 2,6x większe

Zadłużenie

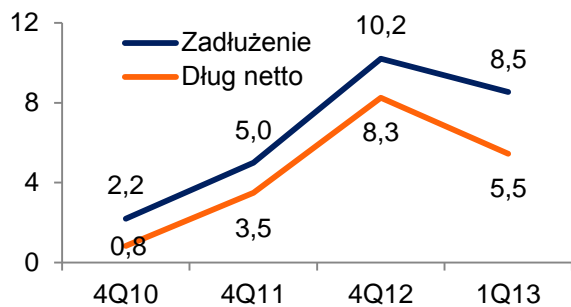
Źródła finansowania na 31.03.2013 (m PLN)



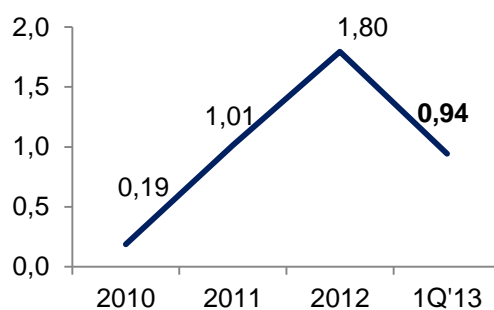
- Renegocjacja kontraktu jamalskiego – obniżenie poziomu długu netto
- Optymalizacja źródeł finansowania
- Dostępne programy na 11,2 mld PLN, w tym 8,2 mld gwarantowane

- Zawarta umowa na finansowanie EC Stalowa Wola: 1,13 mld PLN w formule project finance (poza bilansem PGNiG)

Zadłużenie (mld PLN)



Dług netto / EBITDA



- 1Q13: Dług netto / EBITDA < 1

Stabilna pozycja finansowa punktem wyjścia do dalszych inwestycji

Nakłady inwestycyjne według segmentów

(m PLN)	1Q2012	1Q2013	Δ%
Razem	617	698	13%
Poszukiwanie i Wydobywanie	342	433	26%
Obrót i Magazynowanie	51	68	33%
Dystrybucja	175	182	4%
Wytwarzanie	48	11	-77%
Pozostałe	1	3	213%

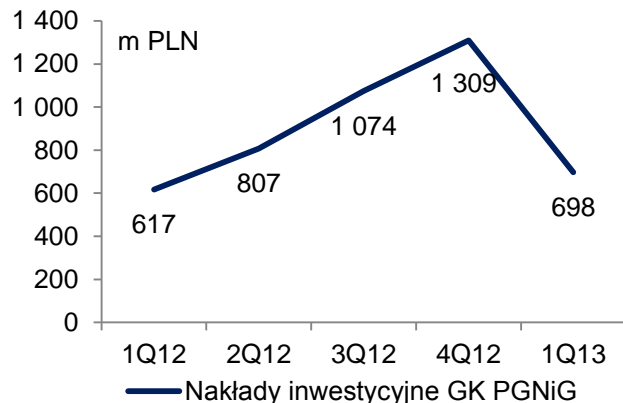
Finalizacja projektu LMG

Planowa rozbudowa PMG

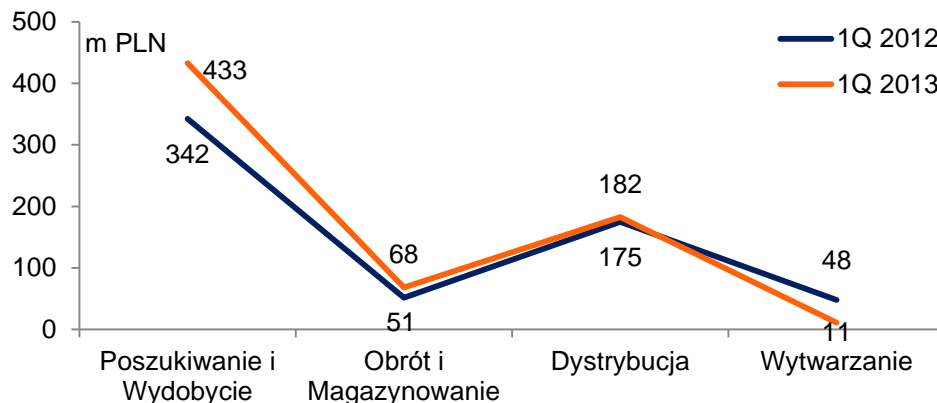
Modernizacja i inwestycje rozwojowe w sieci dystrybucyjnej

1Q12: realizacja instalacji odsiarczania i odazotowania

Kwartalne nakłady inwestycyjne GK PGNiG



Nakłady inwestycyjne wg segmentów 1Q13 vs 1Q12



Poziom Capex 1Q13 zbliżony do 1Q12

