



Wyniki finansowe GK PGNiG za I półrocze 2013

Jacek Murawski, Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych i IT
14 sierpnia 2013 r.

Agenda

Najważniejsze wydarzenia 1H2013

Czynniki makroekonomiczne

Wyniki finansowe i operacyjne 1H2013

- Podstawowe wyniki finansowe
- Segmenty działalności
- Koszty operacyjne

Płynność finansowa i zadłużenie

Inwestycje

Główne osiągnięcia 1H2013

Poszukiwanie i Wydobycie

- Wydobycie w Norwegii: 80 tys. ton ropy (584 tys. boe) w tym 55 tys. ton w 2Q13
- Pełna produkcja ze złoża LMG: 150 tys. ton (1,1 mboe) w tym 81 tys. ton w 2Q13
- Plan 2013: rozpoczęcie 34 odwiertów, w tym 13 za gazem łupkowym
- 1H13: ukończono 11 odwiertów, w tym 2 za gazem łupkowym (Wysin-1 i Kochanowo-1)

Finanse

- Przychody ze sprzedaży +14% R/R
- Ponad 3-krotny wzrost EBITDA R/R
- Dług netto / EBITDA < 1
- Dywidenda ustalona na poziomie 767m PLN (dzień prawa do dywidendy 20 lipca, termin wypłaty 3 października 2013)

Obrót i Magazynowanie

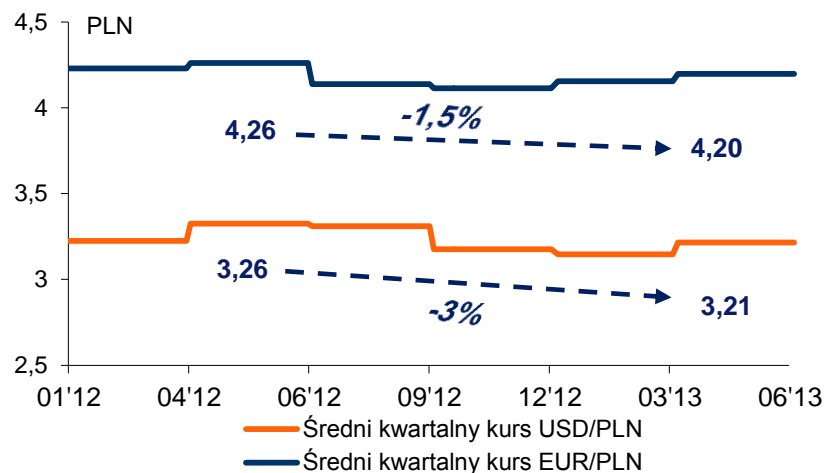
- Wolumen sprzedaży gazu +10% R/R
- Taryfa na paliwo gazowe nie pokrywa średnich kosztów jego pozyskania: marża na sprzedaży gazu wysokometanowego (E) na poziomie -2% w 1H13 vs -11% w 1H12
- Pierwsze napełnianie rozbudowywanego PMG Wierzchowice (docelowo do 1,2 mld m³)

Otoczenie

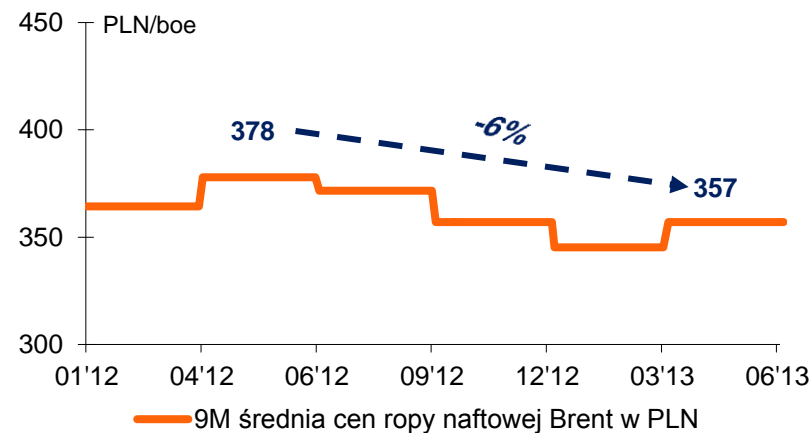
- Względnie stabilne ceny ropy i kursy walut
- Podatek węglowodorowy: od 2020 roku
- Finalny kształt obligacji giełdowego: 30% w 2013, 40% od 01.01.2014, max. 55% od 01.01.2015

Czynniki wpływające na wynik finansowy

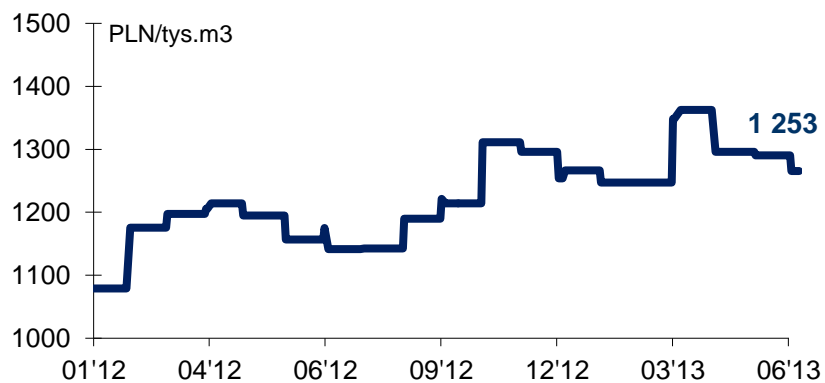
Średni kurs USD i EUR wobec PLN



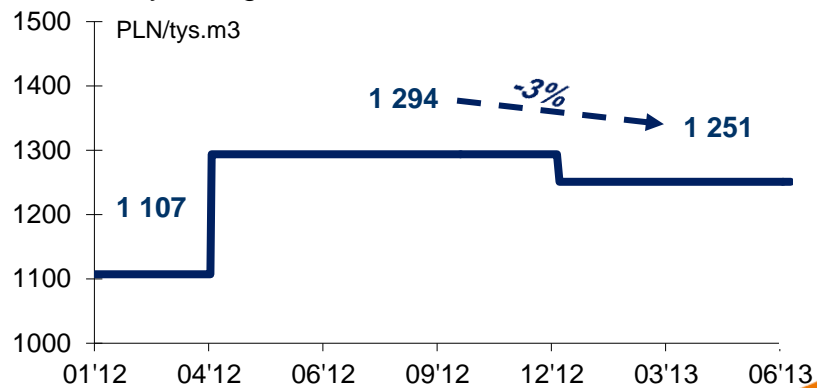
Notowania ropy naftowej



Notowania gazu - kontrakt forward 1M NCG



Cena taryfowa gazu PGNiG



Podstawowe wyniki finansowe

(m PLN)	1H2012	1H2013	Δ%
Przychody ze sprzedaży	14 764	16 790	14%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(13 738)	(13 454)	(2%)
EBITDA	1 026	3 336	225%
Amortyzacja	(1 004)	(1 162)	16%
EBIT	22	2 174	x100
Wynik na działalności finansowej	(127)	(233)	83%
Zysk netto	45	1 428	x31

- Wzrost wolumenu sprzedaży ropy naftowej o 102% R/R
- Wzrost wolumenu sprzedaży gazu ziemnego o 10%

- Niższy kosztu pozyskania gazu dzięki renegocjacji kontraktu jamalskiego
- Zmniejszenie kosztów surowców i materiałów oraz kosztów różnic kursowych i wpływu instrumentów pochodnych

- Marża na gazie E na poziomie -2%

- Wpływ oddania inwestycji Skarv i LMG -145m PLN

- R/R zwiększenie o 159m PLN kosztów ujemnych różnic kursowych

Znaczna poprawa wyniku dzięki podwojeniu sprzedaży ropy

Segmenty – EBITDA 1H2013

(m PLN)	1H2012	1H2013	Δ%
Poszukiwanie i Wydobywanie	1 137	1 841	62%
Obrót i Magazynowanie	(1 369)	115	108%
Dystrybucja	974	1 058	9%
Wytwarzanie	283	319	13%
Pozostałe, eliminacje	1	3	200%
Razem	1 026	3 336	225%

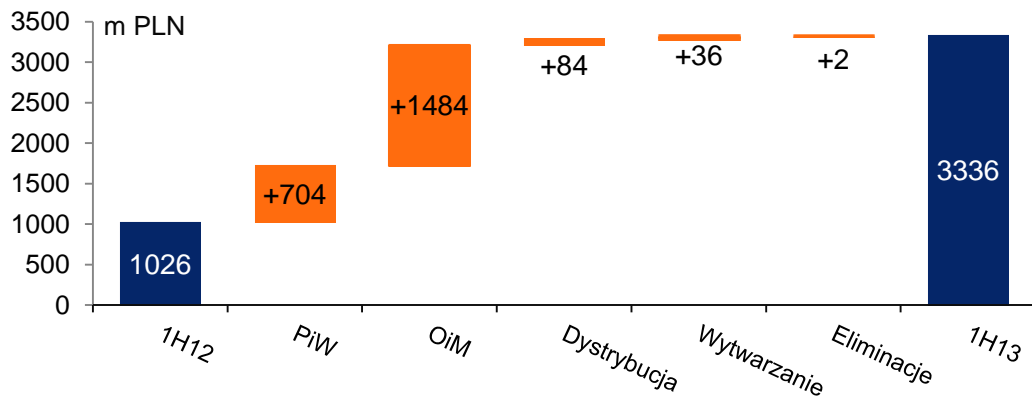
- Przychody z ropy naftowej i kondensatu wyższe o 508m PLN dzięki projektom LMG i Skarv

- Efekt renegocjacji kontraktu jamalskiego

- Wolumen dystrybucji +8% R/R

- Wzrost taryfy na ciepło od 1 lipca 2012 o ponad 10% (od 1 lipca 2013 wzrost o 9%)

EBITDA segmentów GK PGNiG 1H13 vs 1H12



Potwierdzenie trafności inwestycji w wydobywanie ropy i gazu

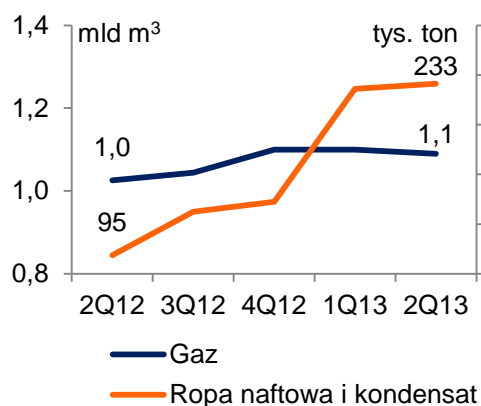
Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie (1)

(m PLN)	1H2012	1H2013	Δ%
Przychody	2 047	2 762	35%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(910)	(921)	1%
EBITDA	1 137	1 841	62%
Amortyzacja	(295)	(466)	58%
EBIT	842	1 375	63%

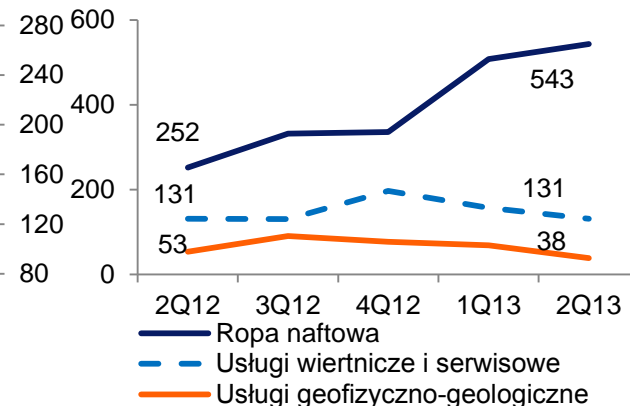
- Wolumen sprzedaży ropy naftowej R/R +102% (+227 tys. ton)
- Cena ropy w Polsce -5% R/R
- Spadek sprzedaży usług poszukiwawczych o 6%
- Rosnąca międzysegmentowa sprzedaż gazu ze złoża Skarv do PGNiG Sales & Trading

- 35m PLN wpływ LMG (od 2Q13) oraz -110m PLN Skarv (1H2013, w tym -78m PLN w 2Q13)

Wolumen wydobywania



Przychody ze sprzedaży (m PLN)



- Wzrost wydobywania ropy o 238 tys. ton do 462 tys. ton w 1H13
- Wzrost przychodów z ropy naftowej i kondensatu o 508m PLN w 1H13

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

Wydobywanie ropy: +238 tys. ton, sprzedaż: +227 tys. ton

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie (2)

Stan obecny:

- 79 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie wyłącznie złóż konwencjonalnych
- 15 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawania złóż niekonwencjonalnych i konwencjonalnych
- 225 koncesji na wydobywanie złóż konwencjonalnych

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

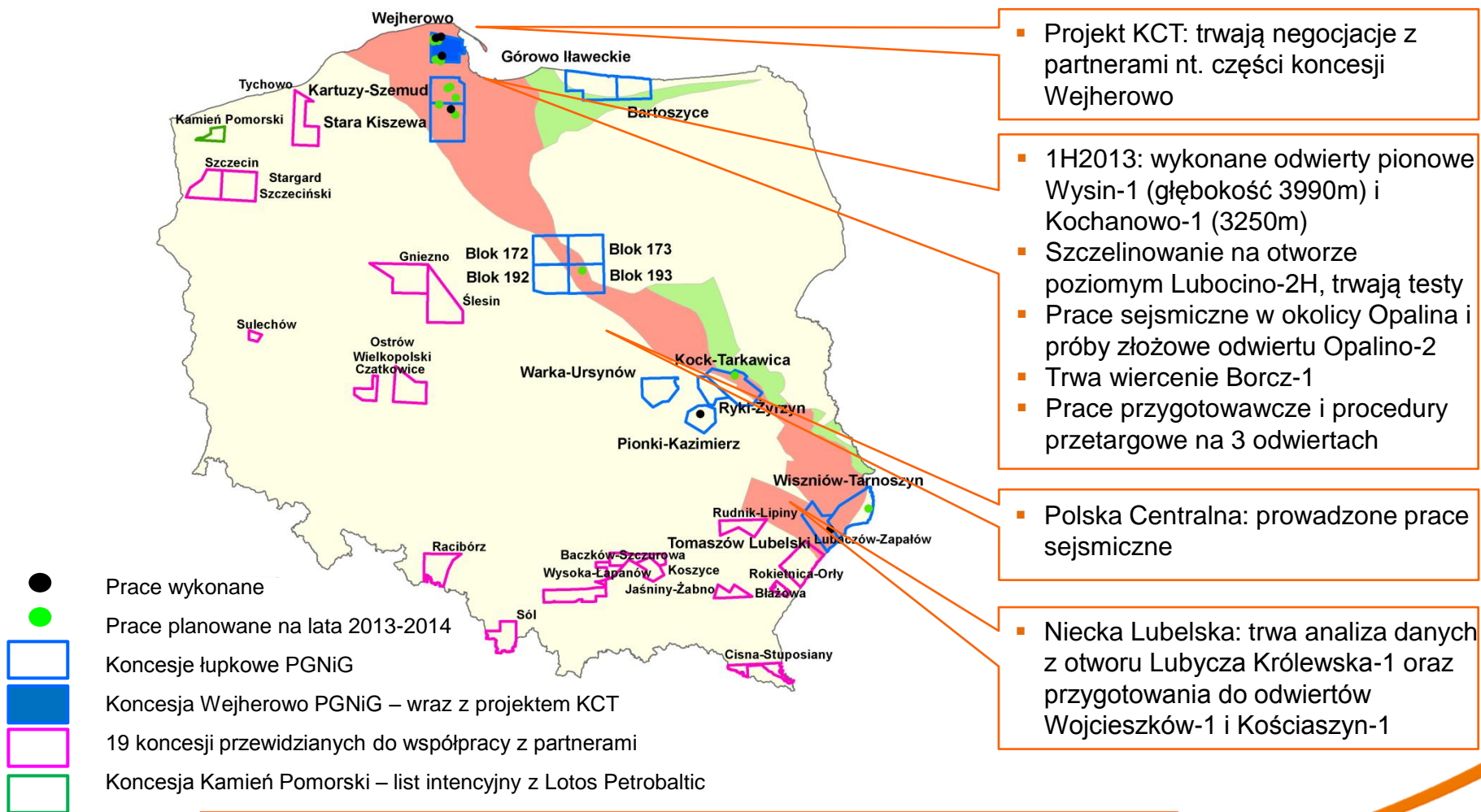
Projekty konwencjonalne

- Utworzenie „data room” dla 19 koncesji i zgłoszenia potencjalnych partnerów (blisko 20 firm)
- W 1H13 wykonano 9 odwiertów, w tym 2 w Egipcie
- Próbna eksploatacja złoża Rehman w Pakistanie (do 100m m³ w 2 lata)
- Norwegia – przyznanie 4 koncesji na poszukiwania (w sumie 14)

Projekty niekonwencjonalne

- Plan 2013: rozpoczęcie wiercenia 13 otworów
- Od rozpoczęcia poszukiwań gazu z łupków do dziś odwiercono 7 otworów:
 - Na 6 trwają analizy i testy (Kochanowo-1, Wysin-1, Opalino-2, Lubocino-2H, Lubocino-1, Lubycza Królewska-1)
 - 1 negat (Markowola-1)

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie (3) – gaz łupkowy



Ukończonych 7 odwiertów od 2010; plan 2013: 13 odwiertów

Segment – Obrót i Magazynowanie (1)

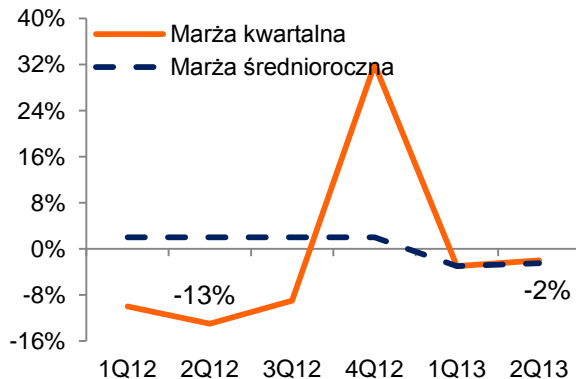
(m PLN)	1H2012	1H2013	Δ%
Przychody	12 299	13 826	12%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(13 668)	(13 711)	0%
EBITDA	(1 369)	115	108%
Amortyzacja	(66)	(87)	32%
EBIT	(1 435)	28	102%

- Wolumen sprzedaży gazu +10% R/R, do 8,77 mld m³
- Udział spółki PST: 934m PLN przychodów ze sprzedaży gazu vs 89m w 1H12
- Cena taryfowa niepokrywająca kosztów pozyskania gazu
- +307m PLN ze sprzedaży energii elektrycznej R/R

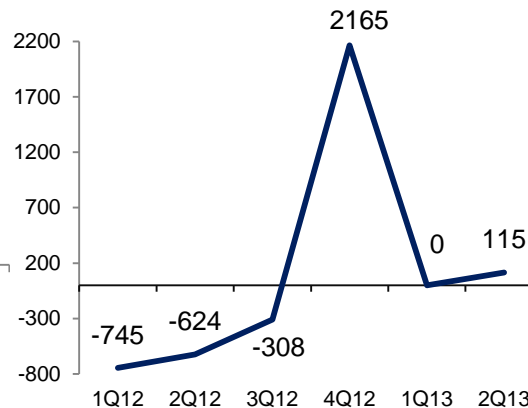
- Koszt sprzedanego gazu -1%
- Mniejszy o 265m PLN negatywny wpływ różnic kursowych i wyniku na instrumentach pochodnych

- Ujemna marża na sprzedaży gazu E poprawiona z -11% do -2%
- EBITDA segmentu na poziomie 115m PLN

Marża gazu E



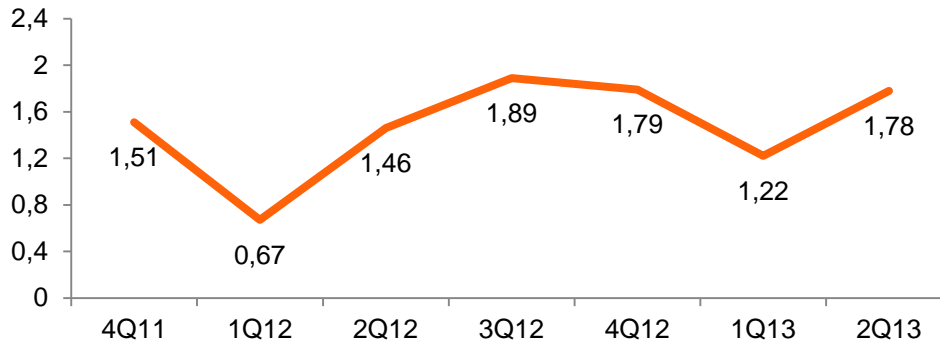
Kwartałna EBITDA (m PLN)



Rosnący wolumen sprzedaży gazu i redukcja ujemnej marży

Segment – Obrót i Magazynowanie (2)

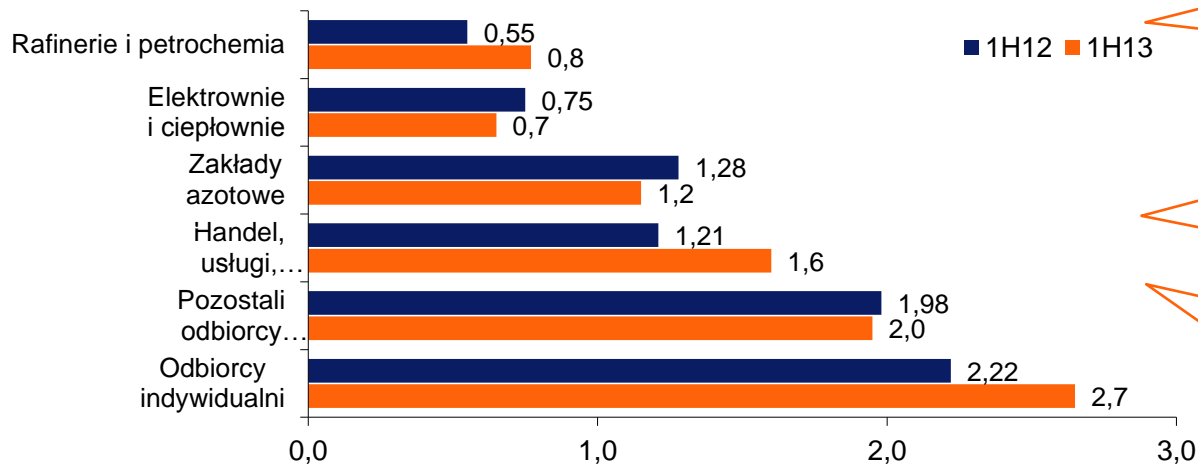
Stan magazynów gazu (mld m³)



- Rekordowy stan magazynów gazu na koniec 1H13: 1,78 mld m³
- Do 2,4 mld m³ pojemności magazynowej dostępne w 2013 (w tym PMG Wierzchowice 1,2 mld m³)

- R/R większy import gazu w 1Q (o 460m m³) i mniejszy w 2Q (o 280m m³)
- Wzrost importu ze wschodu o 490m m³ w 1H13

Wolumen sprzedaży gazu na segmenty odbiorców (mld m³)



- Rafinerie i petrochemie: wpływ kontraktu z Grupą LOTOS

- 721m m³ gazu sprzedaży PST w Niemczech, w tym dla segmentu Handel & Usługi: 400m m³

- W 2Q13 ponad 18m m³ sprzedane i dostarczone poprzez giełdę gazu w Warszawie (25m m³ w 1H13)

Wysokie stany magazynowe

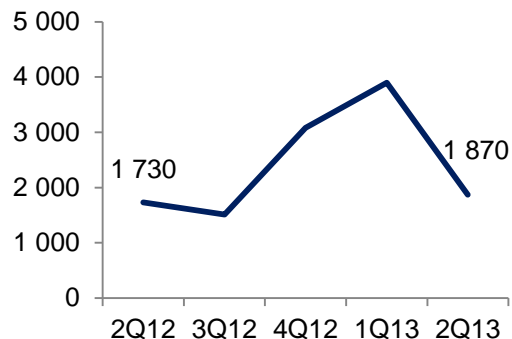
Segment – Dystrybucja

(m PLN)	1H2012	1H2013	Δ%
Przychody	1 929	2 306	20%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(955)	(1 248)	31%
EBITDA	974	1 058	9%
Amortyzacja	(405)	(422)	4%
EBIT	569	636	11%

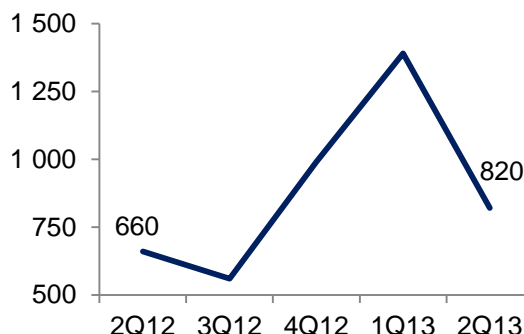
Wzrost przychodów przez zmianę w przesyłowej oraz dystrybucyjnej instrukcji ruchu i eksploatacji (IRiESD i IRiESP, neutralna dla wyniku operacyjnego)

R/R wzrost o 311m PLN kosztu usługi przesyłowej: koresponduje ze wzrostem przychodów

Wolumen w dystrybucji (m m³)



Przychód z usług dystrybucyjnych (m PLN)



+24% przychodów z usług dystrybucyjnych w 2Q13 i +19% w 1H13 do 2,2 mld PLN

R/R wzrost wolumenu dystrybuowanego gazu o 8% w 2Q13 i o 8% w całym 1H13

Stabilna, ciągła poprawa wyników Dystrybucji

Segment – Wytwarzanie

(m PLN)	1H2012	1H2013	Δ%
Przychody	1 114	1 128	1%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(831)	(809)	-3%
EBITDA	283	319	13%
Amortyzacja	(230)	(176)	-23%
EBIT	53	143	177%

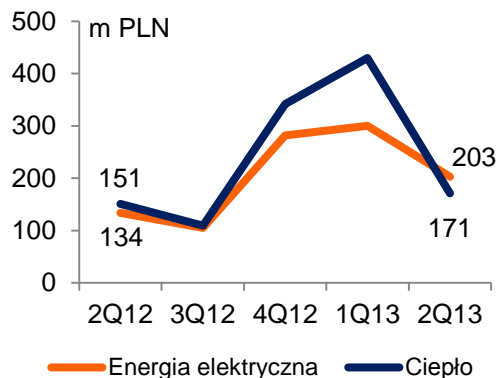
- +10% wzrost taryf ciepła od lipca 2012
- Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 20m PLN w 2Q13 i o 74m PLN w 1H13
- Spadek przychodów ze świadectw pochodzenia energii o -106m PLN

- Mniejsze zużycie biomasy i spadek jej kosztu o 35m PLN

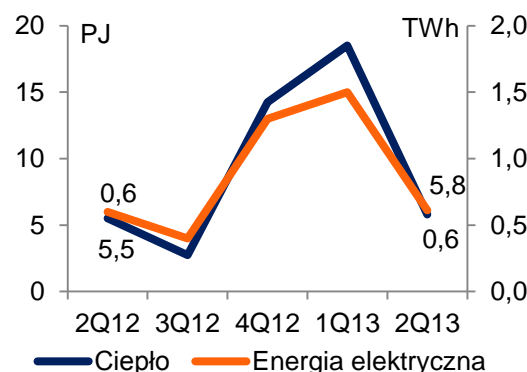
- Umorzenie aktywów rozpoznanych w momencie nabycia PGNiG Termika (gł. uprawnienia do emisji CO₂) w 1H12 na -112m PLN, a w 1H13 na -34m PLN

- Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee wynika ze zwiększonego o 103 GWh wolumenu produkcji w 1H13 oraz rosnących przychodów z obrotu zakupioną Ee

Przychody ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej



Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej



Solidny wynik mimo spadających cen energii

Koszty operacyjne

(m PLN)	1H2012	1H2013	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	(9 688)	(9 618)	(1%)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(382)	(324)	(15%)
Paliwa do produkcji ciepła i energii	(563)	(534)	(5%)
Świadczenia pracownicze	(1 357)	(1 418)	4%
Usługa przesyłowa	(752)	(742)	(1%)
Koszt odwiertów negatywnych	(61)	(81)	33%
Pozostałe usługi obce	(674)	(690)	2%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(694)	(471)	(32%)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ różnice kursowe i instrumenty pochodne 	(269)	(22)	(92%)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ podatki i opłaty 	(425)	(430)	1%
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	433	424	(2%)
Koszty operacyjne bez amortyzacji	(13 738)	(13 454)	(2%)
Amortyzacja	(1 004)	(1 162)	16%
Koszty operacyjne ogółem	(14 742)	(14 616)	(1%)

▪ Niższy koszt gazu dzięki zmianie formuły w kontrakcie jamalskim oraz stabilnym kursom walut i cenie ropy naftowej

▪ Mniejsze zużycie we wszystkich segmentach

▪ Niższe zużycie i koszty biomasy

▪ Wypłata nagrody z zysku w segmencie Dystrybucja -51m PLN (w 2012 wypłacona w 3Q)

▪ 7 odwiertów negatywnych 1H13 vs 2 w 1H12

▪ -35m PLN wpływ LMG (od 2Q13) oraz -110m Skarv (1H2013, w tym -78m w 2Q13)

Koszty operacyjne pod kontrolą

Przepływy pieniężne

(m PLN)	1H2012	1H2013	Δ%
Przepływy z działalności operacyjnej	1 251	4 554	264%
Zysk netto	45	1 428	x32
Amortyzacja	1 004	1 162	16%
Podatek dochodowy zapłacony	(63)	471	(x9)
Zmiana kapitału obrotowego	423	1 660	x4
<i>Zmiana stanu należności</i>	1 256	2 194	75%
<i>Zmiana stanu zobowiązań</i>	(326)	(422)	29%
<i>Zmiana stanu zapasów</i>	(279)	106	(138%)
<i>Zmiana stanu - pozostałe</i>	(228)	(218)	(4%)
Przepływy z działalności inwestycyjnej	(4 360)	(1 559)	(64%)
Nabycie majątku trwałego i wartości niematerialnych	(4 706)	(1 568)	(67%)
Wolne przepływy pieniężne	(3 109)	2 995	(196%)
Dywidenda	-	-	-

Wysoki stan należności na 31.12.2012 związany z należnościami w ramach efektu retroaktywnego od Gazpromu – zapłacone w 1Q13

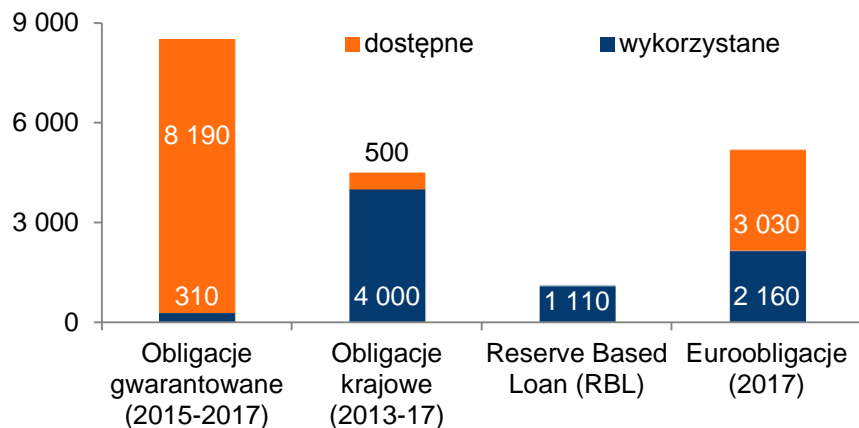
1H12: uwzględnia zwiększenie wartości zapasów o 362m PLN w związku z przejęciem PGNiG Termika

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

Wolne przepływy umożliwiają finansowanie inwestycji i wypłatę dywidendy za 2012 rok

Zadłużenie

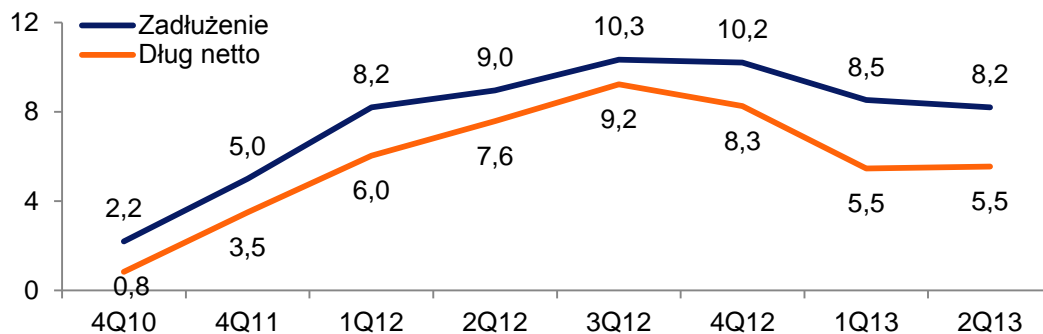
Źródła finansowania na 30.06.2013 (m PLN)



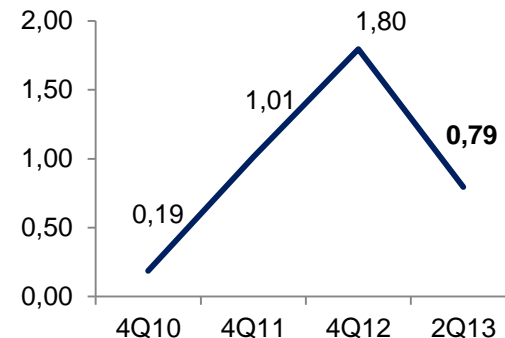
- Bezpieczny poziom zadłużenia
- Optymalizacja źródeł finansowania
- Dostępne programy na 11,7 mld PLN, w tym 8,2 mld gwarantowane

1H13: Dług netto / EBITDA < 1

Zadłużenie (mld PLN)



Dług netto / EBITDA



Stabilna pozycja finansowa punktem wyjścia do dalszych inwestycji

Nakłady inwestycyjne według segmentów

(m PLN)	1H2012	1H2013	Δ%
Razem	1 424	1 316	-8%
Poszukiwanie i Wydobywanie	777	715	-8%
Obrót i Magazynowanie	90	117	30%
Dystrybucja	428	432	1%
Wytwarzanie	118	42	-65%
Pozostałe	11	9	-15%

1H13 pomniejszony o 81m PLN wartości negatyw

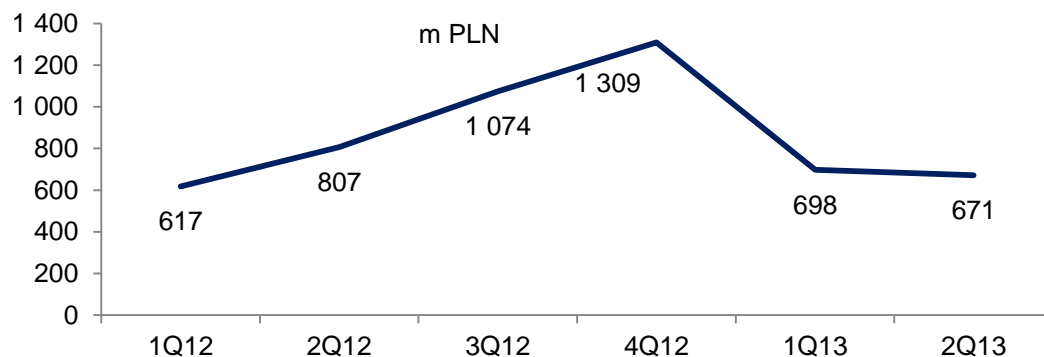
Planowa rozbudowa PMG (Wierzchowice, Kosakowo, Mogilno)

Modernizacja i inwestycje rozwojowe w sieci dystrybucyjnej

1Q12: realizacja instalacji odsiarczania i odazotowania
 Plan 3Q13: rozpoczęcie realizacji inwestycji przebudowy kotła K1 (EC Siekierki) na biomasę

EC Stalowa Wola – inwestycja we współpracy z Grupą TAURON: trwają prace przy progu spiętrzającym, prace wyburzeniowe, budowa fundamentów.

Kwartalne nakłady inwestycyjne GK PGNiG



Capex na poziomie 1,3 mld PLN w 1H13





Slajdy pomocnicze

Wolumeny operacyjne

	Q2 2013	Q1 2013	Q4 2012	Q3 2012	Q2 2012	Q1 2012	Q4 2011	Q3 2011	Q2 2011	Q1 2011
Gaz ziemny										
Wolumen wydobycia (m m ³)	1 087	1 175	1 109	1 044	1 026	1 138	1 135	1 069	996	1 131
Wolumen sprzedaży (m m ³)	3 210	5 564	4 406	2 531	2 931	5 045	4 198	2 531	2 795	4 753
Ropa naftowa z kondensatem										
Wolumen wydobycia (tys. t)	233,1	228,7	138,5	129,7	95,7	127,7	123,5	126,7	84,4	133,0
Wolumen sprzedaży (tys. t)	242,9	206,6	132,4	129,3	96,0	126,9	124,1	124,0	89,5	129,2
Energia elektryczna										
Produkcja netto II stopnia (do sprzedaży, GWh)	613,0	1 525,7	1 287,9	395,7	632,7	1 403,0	1 279,7	432,8	572,3	1 400,3
Ciepło										
Produkcja netto (sprzedaż, TJ)	5 765,6	18 511,4	14 242,0	2 747,7	5 503,2	17 721,0	13 317,2	2 789,3	5 199,7	17 354,0

Segmenty – EBITDA 2Q2013

(m PLN)	2Q2012	2Q2013	Δ%
Poszukiwanie i Wydobywanie	518	929	79%
Obrót i Magazynowanie	(624)	116	(119%)
Dystrybucja	242	243	0%
Wytwarzanie	88	62	(30%)
Pozostałe, eliminacje	3	10	233%
Razem	228	1360	x6

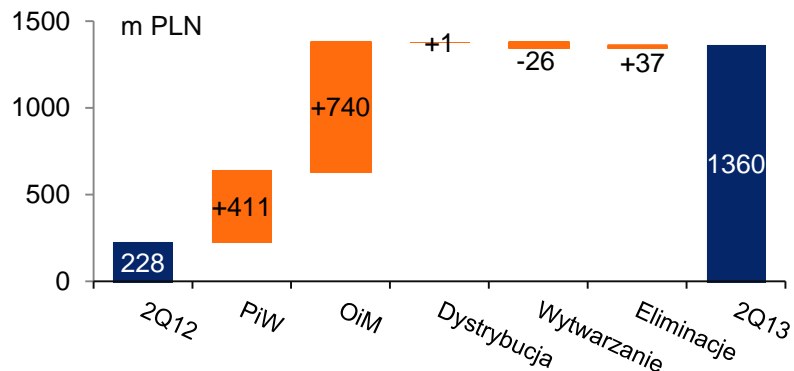
Przychody z ropy naftowej wyższe R/R o 322m dzięki projektom LMG i Skarv

Spadek kosztu sprzedanego gazu o 19%

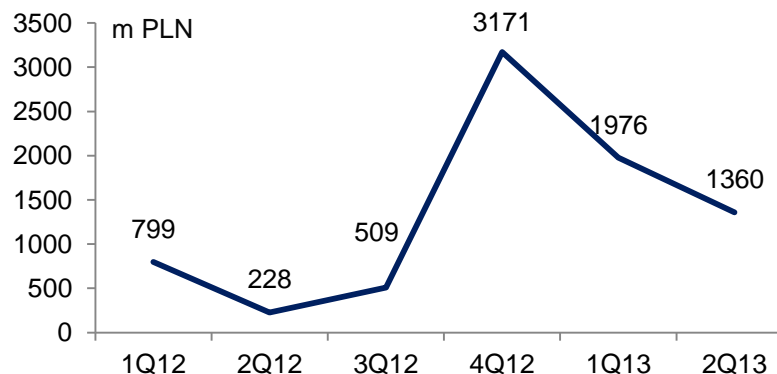
Wolumen dystrybucji +8%

Niższy wolumen i ceny sprzedaży zielonych oraz czerwonych certyfikatów

Segmenty w EBITDA GK PGNiG 2Q12 vs 2Q13



Kwartałna EBITDA



Kolejny kwartał pozytywnej kontrybucji E&P i Obrotu