



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

**Wyniki finansowe GK PGNiG
za III kwartał 2012 roku**

12 listopada 2012 roku

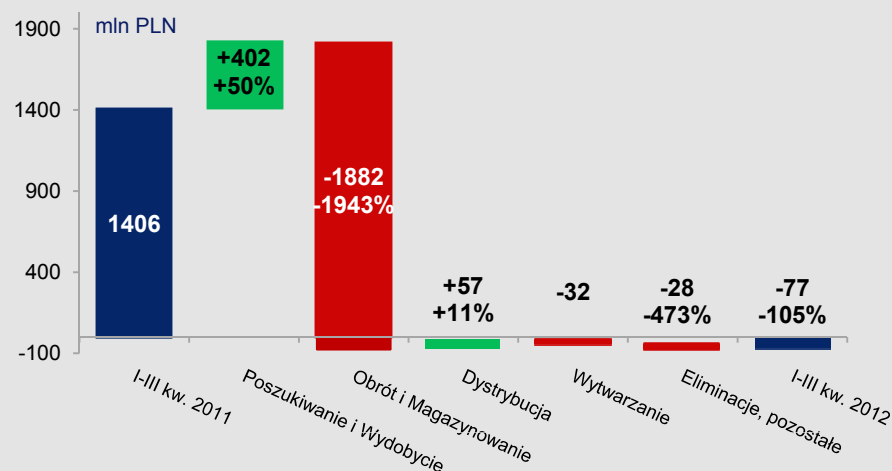
Podstawowe wyniki finansowe

GK PGNiG (mln PLN)	I-III kw. 2011	I-III kw. 2012	zmiana (wart.)	III kw. 2011	III kw. 2012	zmiana (wart.)
Przychody ze sprzedaży	16 031	20 064	4 033	4 508	5 300	792
Koszty operacyjne	14 625	(20 141)	(5 516)	(4 175)	(5 324)	(1 150)
EBITDA	2 576	1 430	(1 146)	726	478	(248)
EBIT	1 406	(77)	(1 483)	333	(25)	(358)
Wynik na działalności finansowej	48	(98)	(146)	(119)	30	149
Wynik netto	1 324	48	(1 276)	319	65	(255)
Marża na sprzedaży gazu wysokometanowego	(1%)	(11%)	(10 pkt. proc.)	(2%)	(9%)	(7 pkt. proc.)

- **Wzrost przychodów** ze sprzedaży GK PGNiG o 4 mld PLN, czyli **25%**, w pierwszych 9 miesiącach 2012 roku nie przełożył się na **wynik operacyjny, który zmniejszył się o blisko 1,5 mld PLN**, tj. o 105% w porównaniu do roku 2011.
- Decydujący wpływ na obniżenie zysku operacyjnego miał rosnący o **43% koszt sprzedanego gazu**, który osiągnął 12,8 mld PLN, co oznacza wzrost o 3,8 mld PLN.
- Narastająco marża na sprzedaży gazu wysokometanowego zmalała o 10 pkt. proc., osiągając **-11%**. W samym III kwartale 2012 marża wyniosła **-9%**, o 7 pkt. proc. mniej niż w III kwartale 2011 roku. Ujemna marża na sprzedaży głównego produktu Grupy bezpośrednio przekłada się na słabsze wyniki segmentu Obrót i Magazynowanie.
- W samym III kwartale 2012 **przychody ze sprzedaży GK PGNiG zwiększyły się o blisko 800 mln PLN**, osiągając 5,3 mld PLN; równolegle koszty operacyjne wzrosły o 1,1 mld PLN do 5,3 mld PLN.
- GK PGNiG poniosła stratę operacyjną w wysokości 25 mln PLN, co oznacza **spadek o 358 mln PLN** w porównaniu do III kwartału 2011 roku.
- Wynik na działalności finansowej pozytywnie wpłynął na zysk netto III kwartału 2012 roku. **Wzrost kosztów odsetek do 86 mln PLN** został zniwelowany przez **dodatni wpływ różnic kursowych na 137 mln PLN**. Dodatnia różnica między wynikiem EBIT a zyskiem netto jest także spowodowana dodatnią wartością podatku dochodowego w kwocie 60 mln PLN (gł. aktywo od ulg inwestycyjnych w PGNiG Norway).

Segmenty – wynik operacyjny I-III kwartał 2012

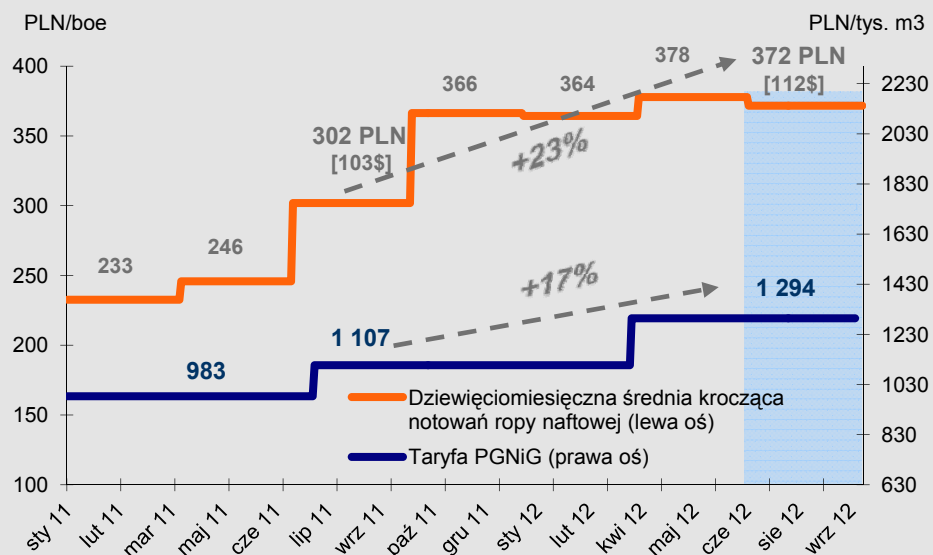
Wynik operacyjny (mln PLN)	I-III kw. 2011	I-III kw. 2012	III kw. 2011	III kw. 2012
Poszukiwanie i Wydobywanie	809	1 211	356	441
Obrót i Magazynowanie	97	(1 785)	(27)	(349)
Dystrybucja	494	551	(8)	(16)
Wytwarzanie	-	(32)	-	(86)
- Bez wpływu umorzeń praw do emisji	-	119	-	(47)
Pozostałe, eliminacje	6	(22)	12	(15)
RAZEM	1 406	(77)	333	(25)



- Wzrost wyniku operacyjnego** segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie wyniósł **50%** w pierwszych 9 miesiącach i **24%** w samym III kwartale 2012 roku. Wynika on przede ze wzrostu cen ropy naftowej oraz utrzymania w ryzach kosztów usług obcych oraz świadczeń pracowniczych.
- Największy wpływ na wynik GK PGNiG miały **straty wygenerowane w segmencie Obrót i Magazynowanie**. W III kwartale wyniosły one -349 mln PLN, a narastająco **blisko -1,8 mld PLN**. Powodem strat w tym segmencie była ujemna marża na sprzedaży głównego produktu Grupy - gazu wysokometanowego, która sięgnęła **-9%** w III kwartale i **-11%** narastająco. Przyczyną osiągnięcia ujemnych marż było nieodzwierciedlenie w taryfie na paliwo gazowe wzrostu kosztów pozyskania gazu z importu.
- Wynik operacyjny segmentu Dystrybucja w pierwszych trzech kwartałach wyniósł **551 mln PLN, co oznacza wzrost o 11%** w porównaniu do roku 2011, na co wpływ miał rosnący wolumen dystrybuowanego gazu a w efekcie o 100 mln PLN wyższe przychody, przy ograniczeniu wzrostu kosztów do 50 mln PLN.
- Segment Wytwarzanie poniósł w ciągu 9 miesięcy 2012 roku **stratę operacyjną rzędu -32 mln PLN**, na której najbardziej zaważył III kwartał, w którym strata wyniosła 86 mln PLN. Wyniki te uwzględniają wpływ umorzeń praw do emisji CO2 w PGNiG Termika, bez których EBIT segmentu po trzech kwartałach wyniósłby **119 mln PLN**, a w samym III kwartale wypracowałby -47 mln PLN.

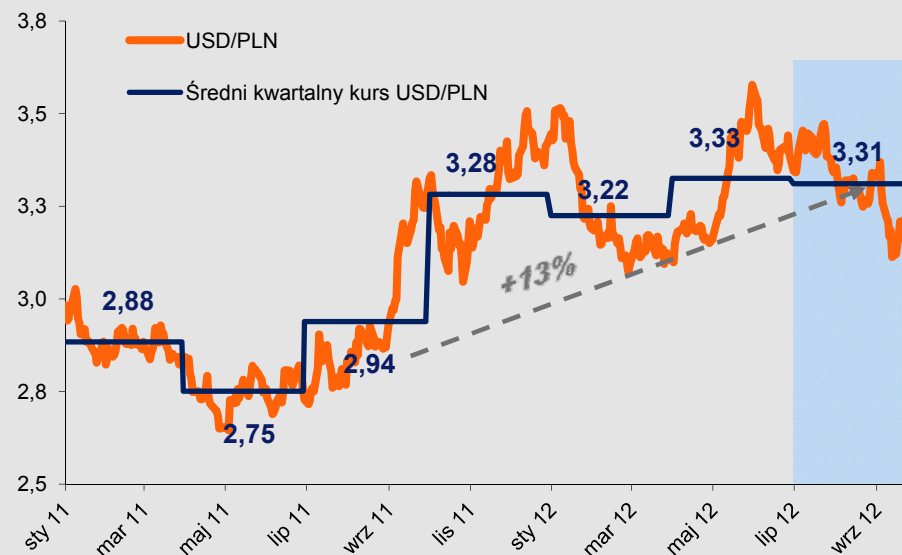
Czynniki wpływające na wynik finansowy

Notowania ropy naftowej* a cena taryfowa gazu



- Notowania ropy naftowej determinują cenę zakupu gazu z importu. Formuła ceny importowej gazu opiera się na 9-miesięcznej średniej notowań produktów ropopochodnych, skorelowanej z notowaniami ropy naftowej prawie w 100%.
- Ceny ropy naftowej ustabilizowały się na wysokim poziomie. W III kwartale 2012 roku wartość notowań 9-miesięcznej średniej osiągnęła 112 USD/boe i była o **9%** wyższa niż w III kwartale 2011 roku.
- Wzrost 9-miesięcznej średniej ceny ropy wyrażonej w PLN wyniósł **23%**, osiągając **372 PLN/boe**, co nie uzyskało odzwierciedlenia w taryfie na paliwo gazowe, która w tym samym czasie zwiększyła się o **17%** i wyniosła **1 294 PLN/tys. m³**.

Kurs USD/PLN**



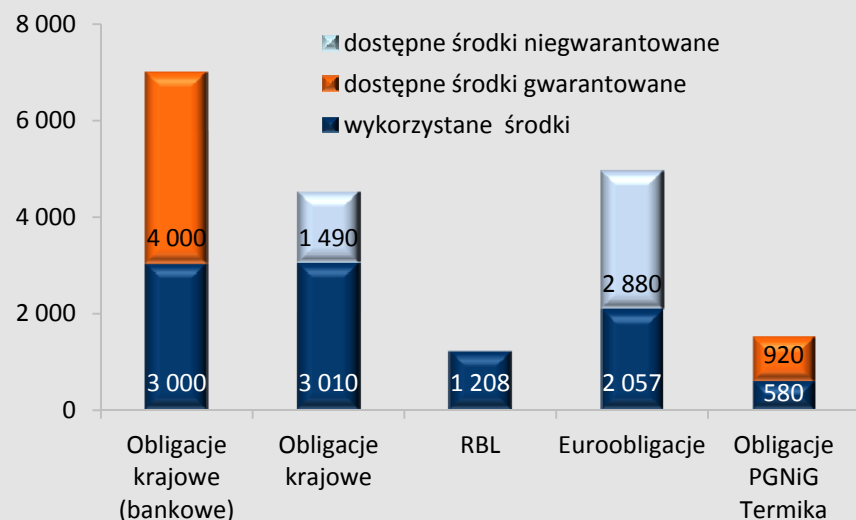
- Cena zakupu gazu z importu denominowana jest głównie w dolarach, podobnie jak cena sprzedaży ropy naftowej, co determinuje największą pozycję kosztów GK PGNiG i część przychodów segmentu Poszukiwanie i Wydobycie.
- Średni kurs USD/PLN w III kwartale 2012 roku wyniósł **3,31**. Pozostał on na poziomie zbliżonym do II kwartału br., kiedy to wyniósł 3,33. Jednocześnie był on o **13%** wyższy od kursu w III kwartale 2011, gdy osiągnął 2,94. W ujęciu kwartalnym średni kurs USD/PLN w 2012 roku oscyluje w granicach 3,22 do 3,33, co jest poziomem bardziej stabilnym niż w 2011 roku, gdy poruszał się on w widełkach 2,75 do 3,28 PLN.

* European Dated Brent Forties Oseberg (BFO), źródło: Bloomberg.

** Źródło: Narodowy Bank Polski (NBP).

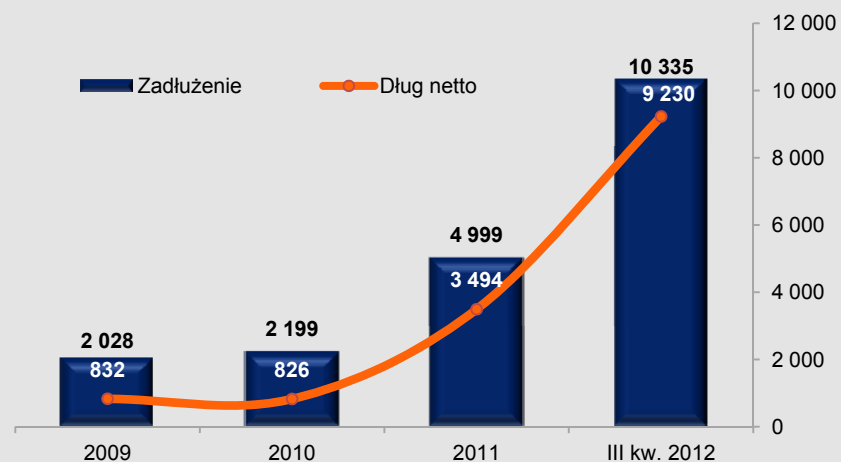
Zadłużenie

Poziom wykorzystania finansowania zewnętrznego na 30.09.2012 (mln PLN*)



- Program emisji obligacji krajowych, gwarantowany przez banki do kwoty **7 mld PLN**, zapadalność do 31 lipca 2015.
- 5-letni program emisji obligacji krajowych, środki niegwarantowane do wysokości **4,5 mld PLN**, o zapadalności do 10 lat. Pierwsza emisja 2,5 mld PLN w czerwcu 2012. Dodatkowo 510 mln PLN krótkoterminowych obligacji (do 1 roku) - wyemitowane we wrześniu 2012.
- 5-letni program emisji obligacji przez PGNiG Termika do kwoty **1,5 mld PLN**, gwarantowany przez banki.

Zadłużenie GK PGNiG (mln PLN)



- 5-letni program emisji euroobligacji o wartości **1,2 mld EUR** i zapadalności do 10 lat. W lutym 2012 przeprowadzono pierwszą emisję 500 mln EUR z kuponem **4%**.
- Wzrost kwoty zadłużenia w porównaniu do stanu na koniec 2011 roku o **5 mld PLN do 10,3 mld PLN** wynika ze zwiększonego zapotrzebowania na finansowanie zewnętrzne w związku z koniecznością finansowania obrotu gazem oraz z akwizycją PGNiG Termika.
- Reserve Based Loan (PGNiG Norway) **380 mln USD****

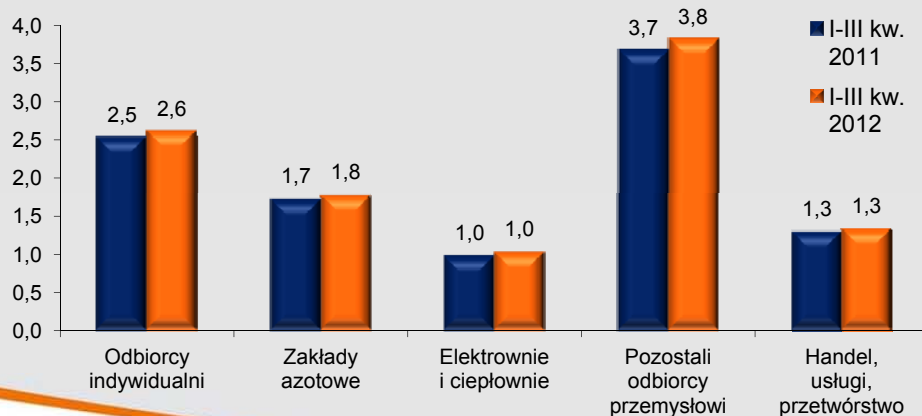
* Według kursu średniego NBP z 29.06.2012 dla EUR (euroobligacje) i USD (Reserve Based Loan).

** Od II kwartału 2012 następują planowe spłaty kredytu Reserve Based Loan.

Gaz ziemny (I)

GK PGNiG*	I-III kw. 2011	I-III kw. 2012	zmiana	III kw. 2011	III kw. 2012	zmiana
Wolumen wydobycia (mln m ³)	3 195	3 208	0%	1 069	1 044	(2%)
Wolumen importu (mln m ³)	8 053	7 895	(2%)	2 177	2 133	(2%)
Wolumen sprzedaży (mln m ³)	10 080	10 507	4%	2 531	2 531	0%
<i>W tym do odbiorców poza Polską</i>	-	86	-	-	17	-
Wolumen dystrybucji (mln m ³)	6 670	6 847	3%	1 451	1 510	4%
Przychody ze sprzedaży gazu (mln PLN)	14 077	16 513	17%	3 779	4 262	13%
Gaz wysokometanowy (E)	13 228	15 547	18%	3 557	4 012	13%
Gaz zaazotowany (Ls, Lw)	849	966	14%	221	250	13%

Wolumen sprzedaży gazu w podziale na grupy odbiorców (mld m³)



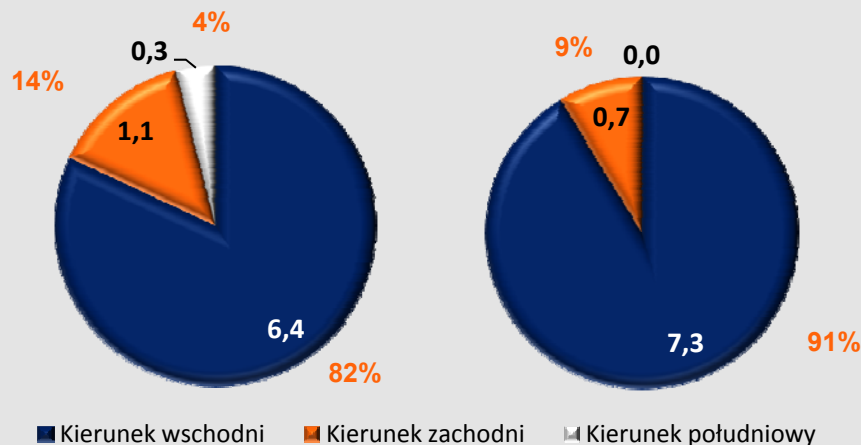
- Wolumen sprzedaży gazu w III kw. 2012 pozostał na tym samym poziomie co w 2011. **Wzrost o 4%** w ujęciu narastającym wynika ze zwiększonej sprzedaży gazu w I kwartale 2012.
- Narastająco wszystkie grupy odbiorców zakupiły większe niż w 2011 roku wolumeny gazu i uzyskały **wzrosty rzędu 3-5%**. Popyt w II i III kw. był zbliżony do roku 2011, a zwiększenie zużycia miało miejsce w I kwartale 2012 (niskie temperatury).
- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu wynika z rosnącego wolumenu oraz podwyższonej taryfy na paliwo gazowe, która jednak nie zrekompensowała kosztów pozyskania gazu.

Gaz ziemny (II)

Kierunki importu gazu (mld m³)

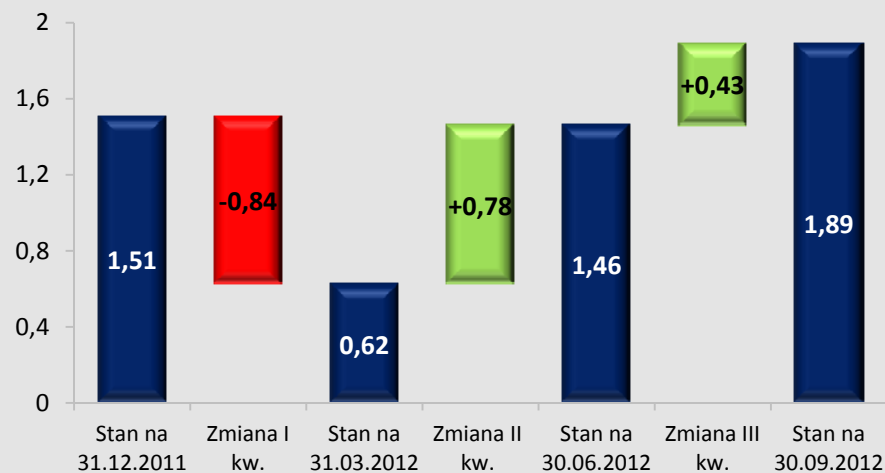
I-III kw. 2012

I-III kw. 2011



- Dzięki wykorzystaniu rozbudowanego połączenia w Lasowie, „wirtualnego rewersu” na gazociągu Jamał oraz interkonektora Moravia do **18%**, czyli do **1,4 mld m³** wzrósł udział importu gazu z kierunków zachodniego i południowego. Dla porównania w pierwszych trzech kwartałach 2011 roku było to 700 mln m³, czyli o blisko **700 mln m³** mniej. Mimo tych wysiłków średni koszt pozyskania gazu był wyższy niż możliwa do uzyskania cena taryfowa, co spowodowało dowiezanie w III kwartale 2012 roku 60 mln PLN odpisu aktualizującego zapas gazu ziemnego.

Stan magazynów gazu* (mld m³)

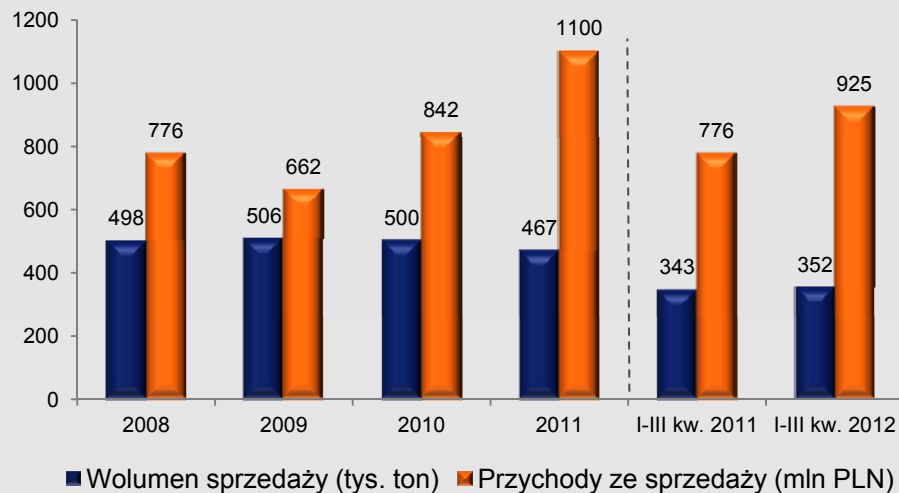


- Po znacznych wytłoczeniach w I kwartale 2012 kolejne dwa, ciepłe kwartały przyniosły zatłoczenia sięgające **1,2 mld m³**. Najintensywniejsze zatłoczenie miało miejsce w II kwartale i wyniosło prawie **800 mln m³**. W samym III kwartale 2012 zatłoczono **430 mln m³**, co w sumie pozwoliło na osiągnięcie stanu blisko **1,9 mld m³**.

Ropa naftowa

GK PGNiG*	I-III kw. 2011	I-III kw. 2012	zmiana	III kw. 2011	III kw. 2012	zmiana
Wolumen wydobycia (tys. t)	344	353	3%	127	130	2%
Wolumen sprzedaży (tys. t)	343	352	3%	124	129	4%
Przychody ze sprzedaży (mln PLN)	776	925	19%	302	332	10%
Cena jednostkowa ropy (PLN/t)	2 261	2 627	16%	2 431	2 567	6%
Średniookresowe notowania ropy Brent Dated (USD/bbl)	112	112	0%	113	110	(3%)

Przychody i wolumen sprzedaży ropy naftowej*

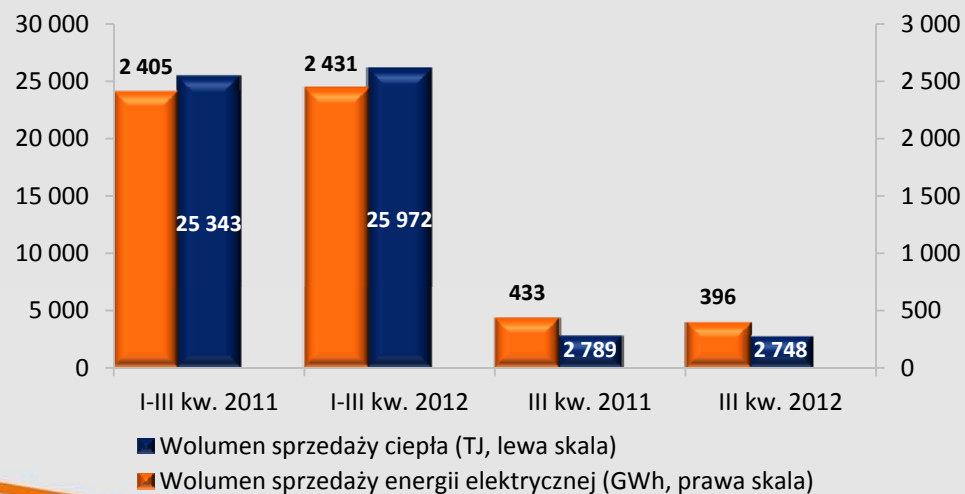


- W maju i czerwcu 2011 kopalnia Dębno zmniejszyła wydobycie ropy naftowej ze względu na ograniczenie odbioru gazu przez jedną z elektrociepłowni. W tym samym okresie 2012 produkcja osiągnęła planowany poziom, stąd dodatnia zmiana wydobycia między okresami.
- Narastająco, zwiększenie przychodów ze sprzedaży ropy naftowej związane jest przede wszystkim z wyższym kursem USD, który spowodował **wzrost ceny ropy wyrażonej w PLN o 16%**. W porównaniu do 2011 roku średnia cena wyrażona w USD na przestrzeni 9 miesięcy pozostała bez zmian, a w samym III kwartale zmalała o 3%.
- Zgodnie z prognozą, wydobycie ropy naftowej w 2012 roku planowane jest na poziomie **480 tys. ton**, a w roku 2013 z uwzględnieniem projektu Skarv do **1 120 tys. ton**.

Ciepło i prąd elektryczny – PGNiG Termika

	I-III kw. 2011 VHP	I-III kw. 2012 PGNiG Termika	zmiana	III kw. 2011 VHP	III kw. 2012 PGNiG Termika	zmiana
Wolumen sprzedaży ciepła (TJ)	25 343	25 972	2%	2 789	2 748	(1%)
Przychody ze sprzedaży ciepła (mln PLN)	588	636	8%	101	109	8%
Wolumen sprzedaży energii elektrycznej (GWh)	2 405	2 431	1%	433	396	(9%)
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej* (mln PLN)	688	673	(2%)	112	105	(6%)
<i>W tym świadectwa pochodzenia energii</i>	194	151	(22%)	5	19	280%

Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej



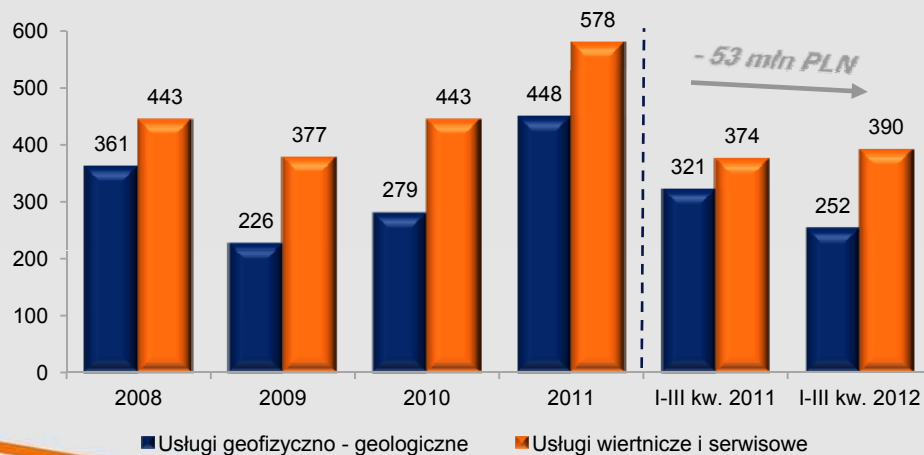
- Trzeci kwartał sezonowo jest najslabszym okresem dla PGNiG Termika. Dodatkowo we wrześniu EC Żerań była wyłączona z eksploatacji na 18 dni z powodu pożaru, usunięcie skutków którego zostało wycenione na ok. 12 mln PLN.
- Przychody ze sprzedaży ciepła wzrosły narastająco na skutek **wzrostu ceny taryfowej** w lipcu 2011 oraz **zwiększenia wolumenu sprzedaży ciepła** w I kw. 2012, ze względu na niskie temperatury oraz wyższą dyspozycyjność EC Siekierki niż w I kw. 2011.
- Narastająco przychody ze sprzedaży energii elektrycznej były stabilne, przy malejących przychodach ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii. Spadek wolumenu sprzedaży EE w III kwartale wynika z przerwy w funkcjonowaniu EC Żerań.



Pozostała sprzedaż

Przychody ze sprzedaży GK PGNiG (mln PLN)	I-III kw. 2011	I-III kw. 2012	zmiana	III kw. 2011	III kw. 2012	zmiana
Hel	42	108	157%	16	42	165%
Gaz propan butan (LPG)	40	47	16%	16	16	0%
Gaz LNG	25	38	53%	10	14	46%
Usługi poszukiwawcze, w tym:	695	642	(8%)	242	220	(9%)
Usługi geofizyczno-geologiczne	321	252	(21%)	112	90	(20%)
Usługi wiertnicze i serwisowe	374	390	4%	130	130	0%

Przychody z działalności geofizyczno-geologicznej oraz wiertniczej i serwisowej (mln PLN)



- Spadek przychodów z usług geofizyczno-geologicznych jest rezultatem **ograniczenia popytu na te usługi w kraju**. Sprzedaż usług wiertniczych i serwisowych ustabilizowała się. Rok do roku suma przychodów z usług poszukiwawczych zmniejszyła się o **53 mln PLN, czyli o 8%**.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży helu w porównaniu do trzech kwartałów 2011 roku o **157%** wynika przede wszystkim z wzrostu cen helu oraz usprawnienia polityki sprzedażowej.
- Dynamicznie wzrosły wolumeny produkcji i sprzedaży LNG – odpowiednio o **46%** w III kwartale oraz **53%** narastająco.

Koszty działalności operacyjnej

GK PGNiG (mln PLN)	I-III kw. 2011	I-III kw. 2012	Zmiana	III kw. 2011	III kw. 2012	zmiana
Koszty operacyjne ogółem	14 625	20 141	49%	4 175	5 324	28%
Koszt sprzedanego gazu	8 909	12 760	43%	2 347	3 073	31%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	501	561	12%	173	179	4%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-	662	-	-	99	-
Świadczenia pracownicze	2 002	2 018	1%	622	652	5%
Amortyzacja	777	1 507	29%	393	503	28%
Usługa przesyłowa	1 094	1 075	(2%)	330	323	(2%)
Koszt spisanych odwiertów negatywnych	176	62	(65%)	37	1	(97%)
Pozostałe usługi obce	1 044	1 056	1%	380	382	0%
Pozostałe koszty operacyjne netto	447	1 001	124%	129	311	141%
Koszty wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	(717)	(561)	(22%)	(235)	(198)	(16%)

- Na wielkość kosztów operacyjnych w największym stopniu wpływa koszt sprzedanego gazu. W pierwszych 9 miesiącach 2012 roku odnotowano wzrost tej pozycji o **3,8 mld PLN, czyli o 43%**.
- Wzrost kosztu gazu z importu został ograniczony **zwiększeniem pozyskania gazu z kierunku zachodniego i południowego o 700 mln m³**.
- Koszt świadczeń pracowniczych w trzech kwartałach wzrósł poniżej inflacji, pomimo uwzględnienia w konsolidacji w 2012 roku PGNiG Termika (99,5 mln PLN).
- Rosnące w trzech kwartałach pozostałe koszty operacyjne netto są skutkiem wpływu ujemnych różnic kursowych (z +191 do **-182 mln**) oraz wzrostu największej pozycji w tej grupie: podatków i opłat, zwłaszcza w zakresie opłat koncesyjnych i eksploatacyjnych (o 100 mln do **-511 mln**). W tej pozycji ujęty został także odpis aktualizujący na zapasach gazu ziemnego (dowiązano **60 mln PLN** w III kwartale 2012 roku do stanu **125 mln PLN**).
- Pozycje kosztowe w 9 miesiącach 2012 uwzględniają konsolidację **PGNiG Termika**, której wpływ jest widoczny zwłaszcza w pozycji paliw do produkcji ciepła i energii, a także amortyzacji.

Podsumowanie

UJEMNA MARŻA NA SPRZEDAŻY GAZU - SZÓSTY KWARTAŁ Z RZĘDU

Wzrost cen ropy naftowej i umocnienie dolara wobec złotego utrzymujące się od połowy 2011 roku spowodowały **wzrost kosztów gazu o 43%**. Zwiększenie ceny taryfowej paliwa gazowego średnio o 17% od 31 marca 2012 nie pokryło kosztów pozyskania gazu w II i III kwartale 2012. Obrazuje to negatywna marża poniesiona na obrocie gazem wysokometanowym w III kwartale 2012 w wysokości **-9%** (-11% narastająco) oraz powiększony o **60 mln PLN** w III kwartale odpis na zapasy gazu wysokometanowego. Skumulowana strata w segmencie Obrót i Magazynowanie w ostatnich sześciu kwartałach wyniosła **2,2 mld PLN**.

ANEKS DO KONTRAKTU JAMALSKIEGO

5 listopada 2012 roku został podpisany aneks do kontraktu jamalskiego z firmą Gazprom. Zmianie uległy warunki cenowe na dostawy gazu do Polski. Będą obowiązywały z uwzględnieniem efektu retroaktywnego, którego wpływ na wynik operacyjny GK PGNiG wraz z rozliczeniem za bieżący rok szacowany jest na **2,5 – 3 mld PLN** i zostanie w całości rozpoznany w **IV kwartale 2012 roku**.

WYSOKI WYNIK SEGMENTU POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE

Segment Poszukiwanie i Wydobywanie wypracował w trzech kwartałach 2012 roku **zysk operacyjny rządu 1,2 mld PLN**, czyli więcej niż w całym 2011 roku, kiedy to osiągnął 1,1 mld PLN. Tak dobry wynik był możliwy dzięki wzrostowi przychodów z ropy naftowej, na skutek wzrostu jej cen oraz obniżeniu kosztów operacyjnych, między innymi w efekcie mniejszej liczby negatywnych odwiertów.



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

Dziękujemy za uwagę