



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

**Wyniki finansowe GK PGNiG
za I półrocze 2012 roku**

23 sierpnia 2012 roku

Podstawowe wyniki finansowe

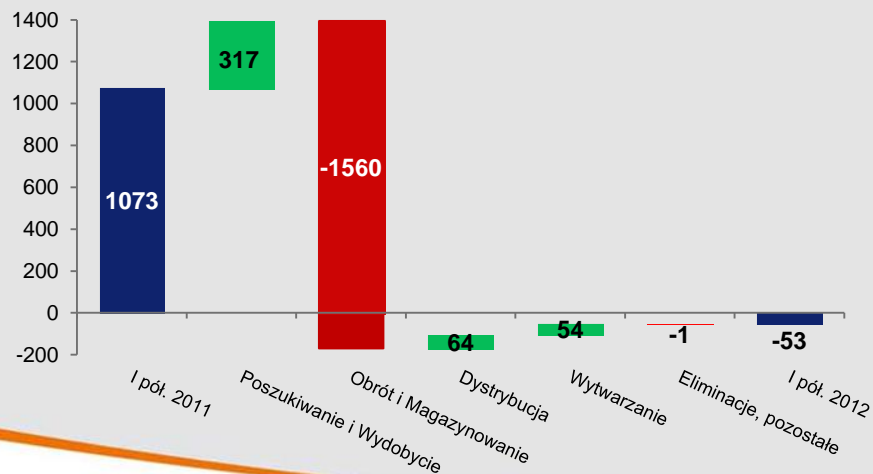
GK PGNiG (mln PLN)	I pół. 2011	I pół. 2012	zmiana (wart.)	II kw. 2011	II kw. 2012	zmiana (wart.)
Przychody ze sprzedaży	11 523	14 764	3 241	4 478	5 818	1 340
Koszty operacyjne	(10 451)	(14 817)	(4 366)	(4 585)	(6 170)	(1 585)
EBITDA	1 850	951	(899)	281	196	(85)
EBIT	1 073	(53)	(1 126)	(106)	(353)	(247)
Wynik na działalności finansowej	168	(127)	(295)	104	(156)	(260)
Wynik netto	1 005	(17)	(1 022)	(20)	(314)	(294)
Marża na sprzedaży gazu wysokometanowego	(1%)	(11%)	(10 pkt. proc.)	(4%)	(13%)	(9 pkt. proc.)

- Mimo **wzrostu przychodów w I półroczu 2012 o 28%** zysk **EBITDA Grupy spadł o 49%**, tj. o 0,9 mld PLN, w rezultacie pogorszenia rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego o **10 pkt. proc.** Zysk operacyjny obniżył się o 1,1 mld PLN.
- Duży wzrost kosztów operacyjnych oraz ujemna rentowność sprzedaży gazu wynika ze **zwiększonych o 46% kosztów zakupu gazu z importu**. W I półroczu 2012 w porównaniu do I półrocza 2011 **koszt sprzedanego gazu wzrósł o ponad 3 mld PLN**, tj. o 48%. Strata wykazana na wyniku operacyjnym półrocza wskazuje, iż **zmiany taryfy na paliwo gazowe w niewystarczającym stopniu uwzględniły tendencje rynkowe**.
- Wyniki za I półrocze 2012 uwzględniają konsolidację **PGNiG Termika** (d. Vattenfall Heat Poland).
- Spadek w I półroczu i w II kw. 2012 r. wyniku na działalności finansowej jest skutkiem **wzrostu o 113 mln PLN** kosztów finansowania zewnętrznego oraz **zmniejszenia o 146 mln PLN** wyniku na różnicach kursowych.
- Dodatnia różnica między EBIT i wynikiem netto, pomimo straty na działalności finansowej, jest efektem **obniżenia o 157 mln PLN** obciążeń bieżącym podatkiem dochodowym (w wyniku poniesionej straty na sprzedaży gazu) oraz zwiększenia aktywa na podatek odroczonego o 112 mln PLN z tytułu straty podatkowej oraz o 68 mln PLN z tytułu ulgi inwestycyjnej w Norwegii, co skutkuje w **I półroczu 2012 r. podatkiem dochodowym w wysokości +77 mln PLN**, w porównaniu do -235 mln PLN rok wcześniej.

Segmenty – I półrocze 2012

Wynik operacyjny (mln PLN)	I pół. 2011	I pół. 2012	zmiana
Poszukiwanie i Wydobywanie	453	770	70%
Obrót i Magazynowanie	124	(1 436)	(1 258%)
Dystrybucja	502	566	13%
Wytwarzanie	-	54	-
- Bez wpływu umorzeń praw do emisji	-	166	-
Pozostałe, eliminacje	(6)	(7)	(17%)
RAZEM	1 073	(53)	(105%)

Wpływ segmentów na wynik operacyjny w I półroczu 2011 i 2012 (mln PLN)

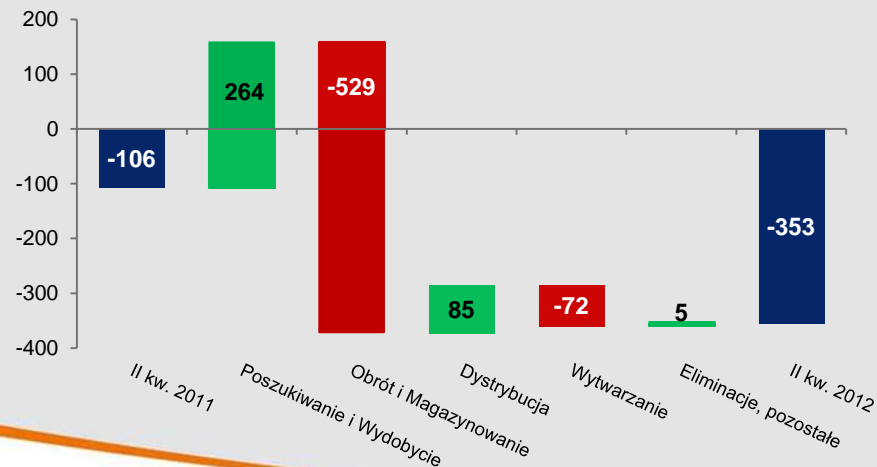


- Decydujący wpływ na wynik operacyjny Grupy w I półroczu 2012 miała **strata 1,4 mld PLN** w segmencie Obrót i Magazynowanie, która obniżyła EBIT o blisko 1,6 mld PLN w porównaniu do I półrocza 2011. Głównym powodem takiego spadku była **ujemna marża na sprzedaży** głównego produktu – gazu wysokometanowego.
- Jedynie w ograniczonym stopniu ten negatywny wpływ został zredukowany przez rosnący aż o **70% EBIT** segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie oraz konsolidowany po raz pierwszy segment Wytwarzanie.
- Wynik operacyjny segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie, został **poprawiony o 317 mln PLN** dzięki wzrostowi cen ropy naftowej przekładającej się na wzrost przychodów ze sprzedaży ropy oraz helu.
- Wynik segmentu Dystrybucja **wzrósł o 13%**, tj. o 64 mln PLN, na co wpływ miał wzrost taryfy dystrybucyjnej o 1,7% w lipcu 2011 roku oraz większy o 2% wolumen dystrybuowanego gazu.
- Segment Wytwarzanie obejmuje produkcję oraz sprzedaż ciepła i energii elektrycznej w PGNiG Termika i wygenerował w I półroczu 2012 zysk operacyjny w wysokości **54 mln PLN**. Wpływ na to miało umorzenie w kwocie 112 mln PLN aktywów zidentyfikowanych w momencie nabycia VHP, w tym ujętych w konsolidacji praw do emisji CO₂ o wartości 194 mln PLN. W związku z trwającym rozliczeniem nabycia PGNiG Termika wartości te nie są ostateczne.

Segmenty – II kwartał 2012

Wynik operacyjny (mln PLN)	II kw. 2011	II kw. 2012	zmiana
Poszukiwanie i Wydobywanie	76	340	347%
Obrót i Magazynowanie	(129)	(658)	410%
Dystrybucja	(47)	38	181%
Wytwarzanie	-	(72)	-
- Bez wpływu umorzeń praw do emisji	-	28	-
Eliminacje, pozostałe	(6)	(1)	83%
RAZEM	(106)	(353)	(233%)

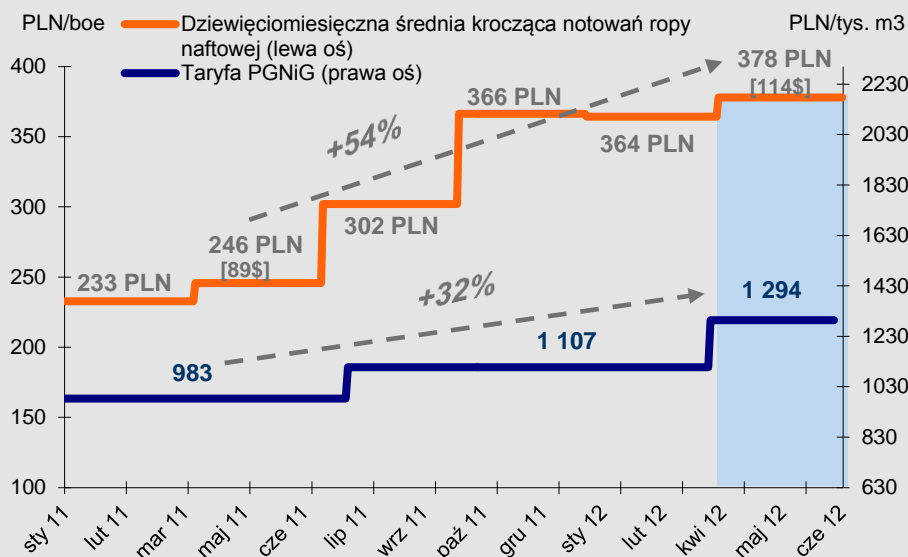
Wpływ segmentów na wynik operacyjny w II kw. 2011 i II kw. 2012 roku (mln PLN)



- Pozytywny wpływ wyniku segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie to skutek rosnących cen ropy, której wolumen wydobycia w II kw. 2012 **wzrósł o 13%**, dzięki krótszemu przestojowi kopalni Dębno. W porównaniu do II kw. 2011 istotne znaczenie miała także zmiana o 170 mln PLN stanu odpisów, głównie aktualizujących majątek wydobywczy ze względu na wyższą prognozę cen węglowodorów.
- Pomimo wzrostu taryfy na paliwo gazowe w lipcu 2011 o 13% i od 31 marca 2012 o 17%, **strata segmentu Obrót i Magazynowanie pogłębiła się**. Wynika to z **54% wzrostu** średniej 9-miesięcznej ceny ropy wyrażonej w PLN, co skutkuje ujemną marżą na obrocie gazem wysokometanowym, która **spadła o 9 pkt. proc.** wobec II kw. 2011 i o 2 pkt. proc. wobec I kw. 2012.
- Segment Dystrybucja wykazał **wzrost wyniku operacyjnego o 85 mln PLN**, na co złożyła się zwiększona od lipca 2011 o 1,7% stawka opłat dystrybucyjnych oraz rosnący w kwartale o 2% wolumen dystrybuowanego gazu.
- Udział nowego segmentu Wytwarzanie w wyniku operacyjnym II kwartału 2012 był negatywny, ze względu na **umorzenie aktywów zidentyfikowanych w momencie nabycia VHP**.

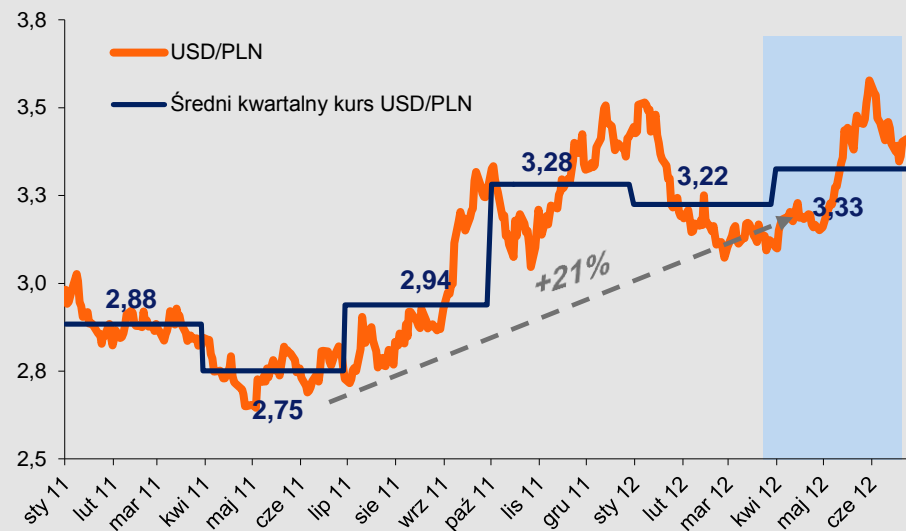
Czynniki wpływające na wynik finansowy

Notowania ropy naftowej* a cena taryfowa gazu



- Notowania ropy naftowej determinują cenę zakupu gazu z importu. Formuła do obliczenia ceny importowej gazu opiera się na 9-miesięcznej średniej notowań produktów ropopochodnych, skorelowanej z notowaniami ropy naftowej prawie w 100%.
- Ceny ropy naftowej utrzymują się na wysokim poziomie. W II kwartale 2012 roku wartość notowań dziewięciomiesięcznej średniej osiągnęła 114 USD/boe i była o **27%** wyższa niż w II kwartale 2011 roku.
- W tym samym czasie wzrost 9-miesięcznej średniej ceny ropy wyrażonej w PLN wyniósł **54%**, co nie uzyskało odzwierciedlenia w taryfie na paliwo gazowe, która zwiększyła się o 32%, osiągając **1 294 PLN/tys. m³**.

Kurs USD/PLN**



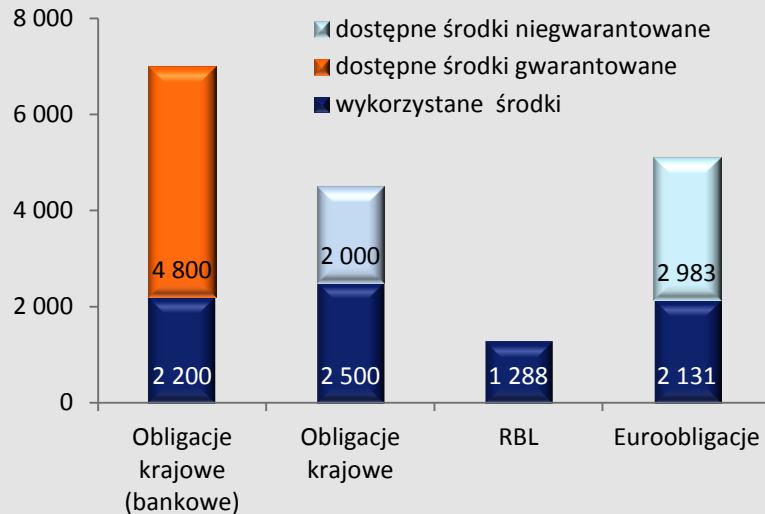
- Cena zakupu gazu z importu denominowana jest głównie w dolarach, podobnie jak cena sprzedaży ropy naftowej, co determinuje największą pozycję kosztów GK PGNiG i część przychodów segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie.
- Średni kurs USD/PLN w II kwartale 2012 roku wyniósł 3,33 i był o prawie **21%** wyższy od kursu w II kwartale 2011 (2,75) oraz o **3%** wyższy w stosunku do kursu z I kwartału 2012 (3,22).
- Uwzględniając średni kurs USD/PLN, wartość 9-miesięcznej średniej notowań produktów ropopochodnych w II kwartale 2012 roku wyniosła **378 PLN/boe**.

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

** Źródło: Narodowy Bank Polski (NBP).

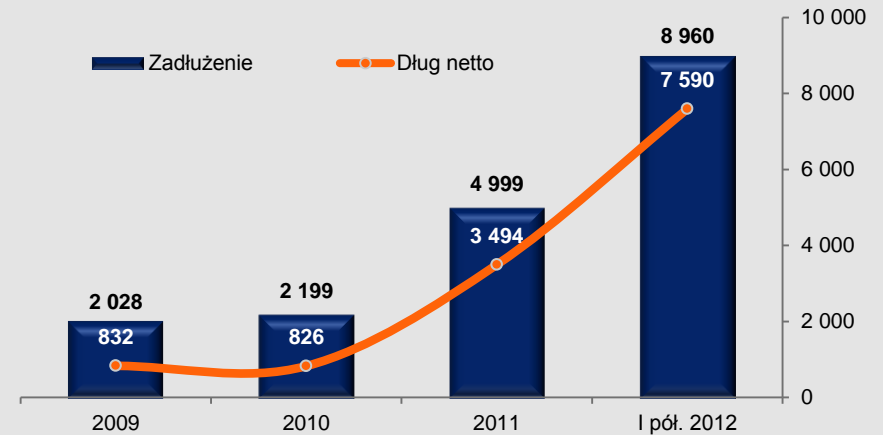
Zadłużenie

Poziom wykorzystania finansowania zewnętrznego na 30.06.2012 (mln PLN*)



- Program emisji obligacji krajowych, gwarantowany przez banki – **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.
- Reserve Based Loan (PGNiG Norway) – do **380 mln USD****

Zadłużenie GK PGNiG (mln PLN)



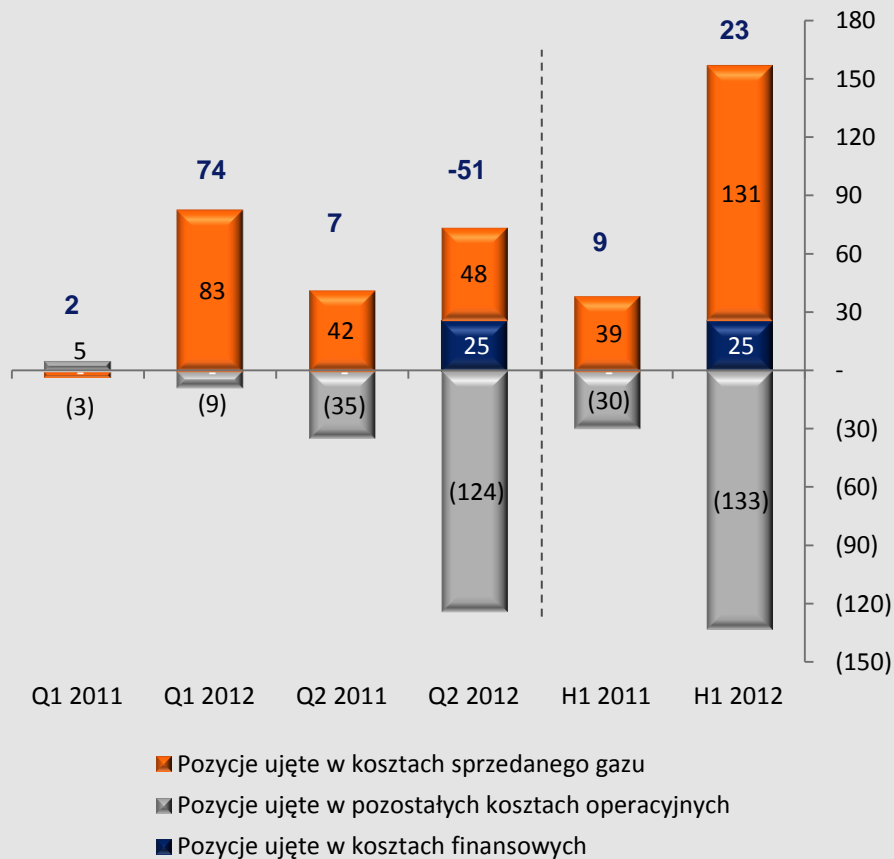
- 5-letni program emisji euroobligacji o wartości **1,2 mld EUR** i zapadalności do 10 lat. W lutym 2012 przeprowadzono pierwszą emisję 500 mln EUR z kuponem **4%**.
- Wzrost kwoty zadłużenia w porównaniu do stanu na koniec 2011 roku o **4 mld PLN do 9 mld PLN** wynika ze zwiększonego zapotrzebowania na finansowanie zewnętrzne w związku z koniecznością finansowania obrotu gazem oraz z akwizycją PGNiG Termika.

* 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.

Polityka zabezpieczeń ryzyka rynkowego

Wynik na transakcjach zabezpieczających ujęty w rachunku zysków i strat* (mln PLN)

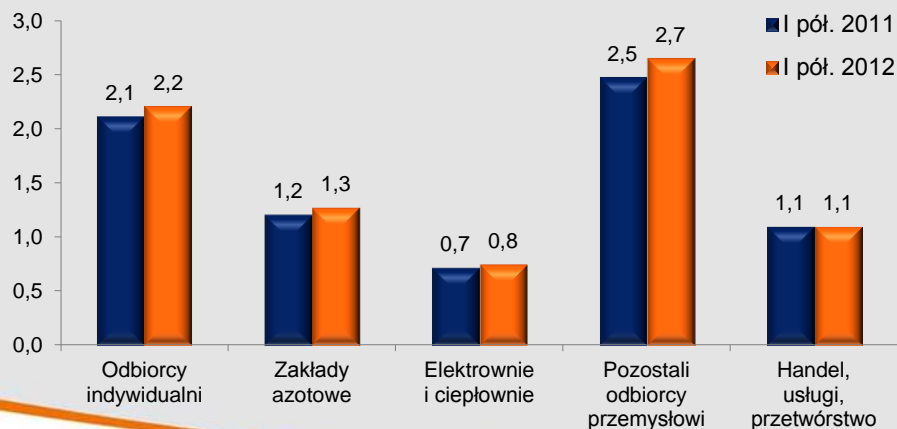


- W I półroczu 2012 wynik na wycenie instrumentów pochodnych ujęty w rachunku zysków i strat wyniósł **23 mln PLN** - w podziale na niezrealizowane i zrealizowane odpowiednio **91 mln PLN** oraz **-68 mln PLN**.
- Wycena instrumentów pochodnych, w części skutecznej, odniesiona na kapitały na dzień 30.06.2012, wyniosła **55 mln PLN**.
- Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych na 30.06.2012 wyniosły **198 mln PLN**, a na 31.12.2011 blisko 285 mln PLN.
- Wykorzystywane typy transakcji zabezpieczających:
 - zakup europejskiej opcji call,
 - zerokosztowe symetryczne strategie opcyjne risk reversal,
 - transakcje forward,
 - swap walutowo-procentowy (CCIRS),
 - zerokosztowe symetryczne strategie opcyjne risk reversal (opcje azjatyckie),
 - zakup towarowych azjatyckich opcji call.

Gaz ziemny (I)

GK PGNiG*	I pół. 2011	I pół. 2012	zmiana	II kw. 2011	II kw. 2012	zmiana
Wolumen wydobycia (mln m ³)	2 126	2 163	2%	996	1 026	3%
Wolumen importu (mln m ³)	5 876	5 761	(2%)	2 743	2 762	1%
Wolumen sprzedaży (mln m ³)	7 549	7 976	6%	2 795	2 931	5%
<i>W tym do odbiorców poza Polską</i>	-	76	-	-	48	-
Wolumen dystrybucji (mln m ³)	5 219	5 337	2%	1 696	1 730	2%
Przychody ze sprzedaży gazu (mln PLN)	10 298	12 250	19%	3 882	4 824	24%
Gaz wysokometanowy (E)	9 671	11 535	19%	3 657	4 544	24%
Gaz zaazotowany (Ls, Lw)	628	715	14%	225	280	24%

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

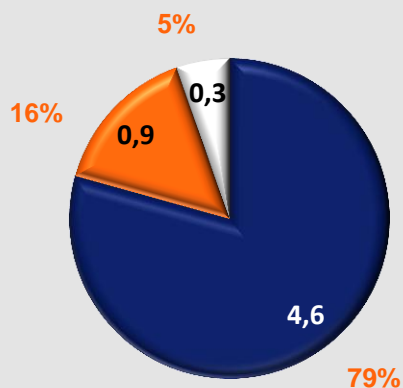


- Półroczny **wolumen sprzedaży gazu wzrósł o 5%**, głównie na skutek rekordowego poziomu sprzedaży w I kw. 2012, który wynikał z niskich średnich temperatur lutego.
- **0 7% do 2,7 mld m³** wzrosła w I półroczu 2012 sprzedaż do pozostałych odbiorców przemysłowych. Zapotrzebowanie innych grup odbiorców było większe o **4-5%**. Zakłady azotowe zakupiły 1,3 mld m³ gazu.
- Wzrost wolumenu dystrybucji w I półroczu 2012 o **2%** spowodowany był przede wszystkim niskimi temperaturami w lutym br.

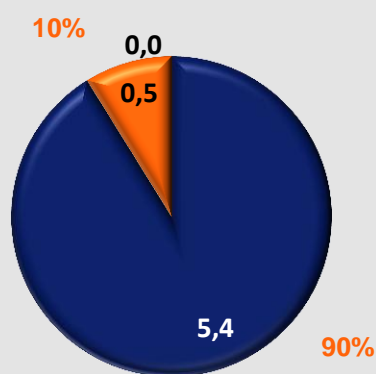
Gaz ziemny (II)

Kierunki importu gazu (mld m³)

I półrocze 2012



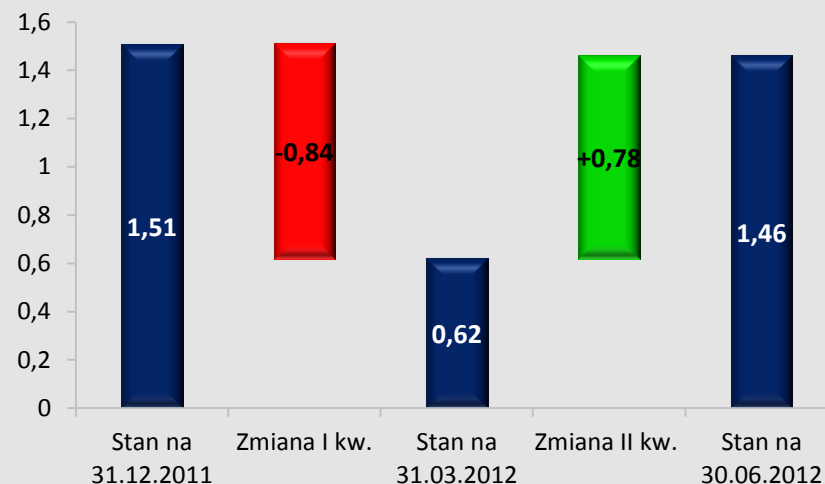
I półrocze 2011



■ Kierunek wschodni ■ Kierunek zachodni ■ Kierunek południowy

- Dla zoptymalizowania kosztu zakupu gazu w I półroczu 2012 pozyskano **1,2 mld m³** gazu z kierunku zachodniego i południowego, dzięki wykorzystaniu rozbudowanego połączenia w Lasowie, „wirtualnego rewersu” na gazociągu Jamał oraz interkonektora Moravia. Dla porównania w I półroczu 2011 było to 500 mln m³, czyli o blisko **700 mln m³ mniej**.

Stan magazynów gazu* (mld m³)

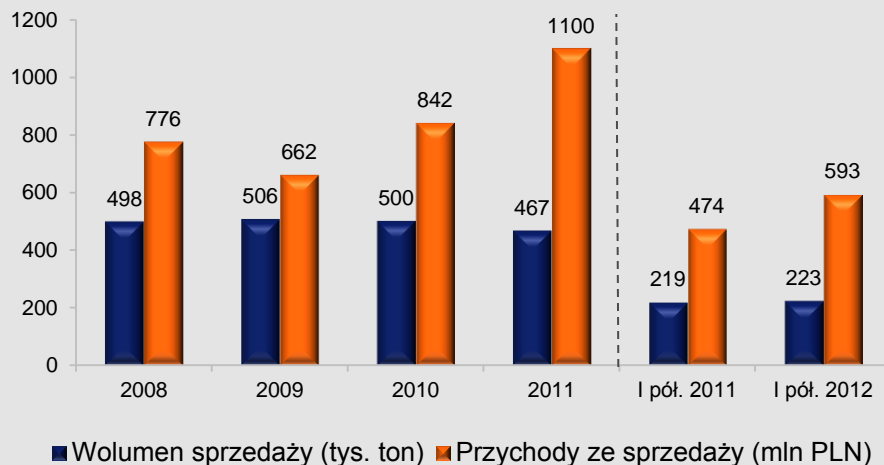


- Dzięki całkowitemu napełnieniu podziemnych magazynów gazu przed sezonem zimowym 2011/12 na koniec grudnia 2011 stan magazynów sięgał **1,51 mld m³**, co umożliwiło wytlóczenie ponad **800 mln m³** gazu w ciągu pierwszych trzech miesięcy 2012. Intensywne zatłaczanie w II kw. 2012 na poziomie prawie **800 mln m³** pozwoliło na powrót stanów magazynowych na koniec czerwca 2012 na **1,46 mld m³**.

Ropa naftowa

GK PGNiG*	I pół. 2011	I pół. 2012	zmiana	II kw. 2011	II kw. 2012	zmiana
Wolumen wydobycia (tys. t)	218	223	3%	84	96	13%
Wolumen sprzedaży (tys. t)	219	223	2%	89	96	7%
Przychody ze sprzedaży (mln PLN)	474	593	25%	203	250	24%
Cena jednostkowa ropy (PLN/t)	2 168	2 662	23%	2 263	2 608	15%
Średniookresowe notowania ropy Brent Dated (USD/bbl)	111	113	2%	117	108	(8%)

Przychody i wolumen sprzedaży ropy naftowej*

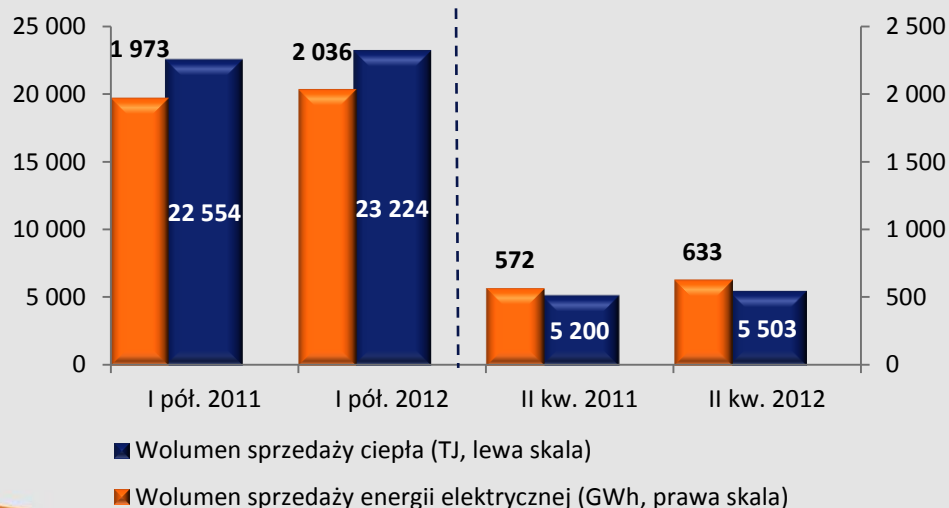


- W maju i czerwcu 2011 kopalnia Dębno zmniejszyła wydobycie ropy naftowej ze względu na ograniczenie odbioru gazu przez Elektrociepłownię Gorzów. W tym samym okresie 2012 produkcja osiągnęła planowany poziom, stąd dodatnia zmiana wydobycia między okresami.
- Zwiększenie przychodów ze sprzedaży ropy naftowej w I półroczu 2012 związane jest przede wszystkim z wyższym kursem USD, który spowodował **wzrost ceny ropy wyrażonej w PLN o 23%**. Cena wyrażona w USD wzrosła jedynie o 2%, a w samym II kw. 2012 spadła o 8%.
- Zgodnie z prognozą, wydobycie ropy naftowej ze złóż krajowych w 2012 roku planowane jest na poziomie **480 tys. ton**, a w roku 2013 do **750 tys. ton**.

Ciepło i prąd elektryczny – PGNiG Termika

	I pół. 2011 VHP	I pół. 2012 PGNiG Termika	zmiana	II kw. 2011 VHP	II kw. 2012 PGNiG Termika	zmiana
Wolumen sprzedaży ciepła (TJ)	22 554	23 224	3%	5 200	5 503	6%
Przychody ze sprzedaży ciepła (mln PLN)	487	527	8%	139	151	9%
Wolumen sprzedaży energii elektrycznej (GWh)	1 973	2 036	3%	572	633	11%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej* (mln PLN)	577	568	(1%)	162	172	6%
<i>W tym świadectwa pochodzenia energii</i>	188	132	(30%)	44	44	-

Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej

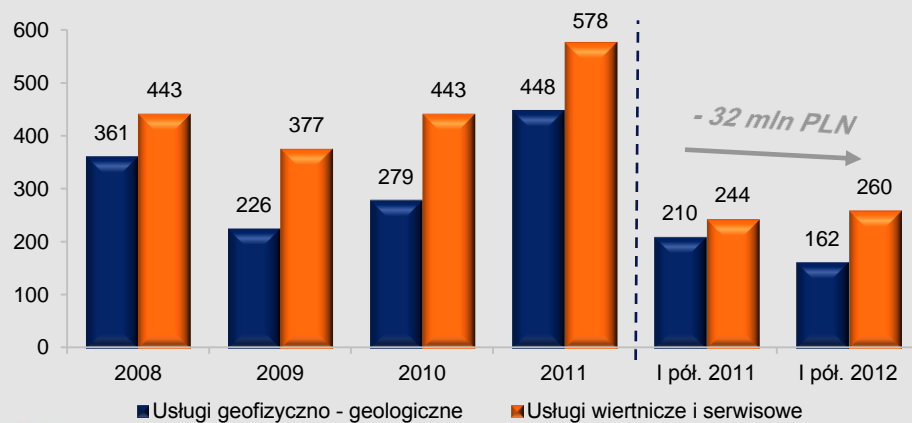


- Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej wzrósł ze względu na niższe temperatury I kw. 2012, wyższą dyspozycyjność EC Siekierki niż w I kw. 2011 oraz większy udział biomasy w spalanej paliwie, co zaowocowało wyższym wolumenem zielonych certyfikatów.
- Przychody ze sprzedaży ciepła rosły także na skutek **wzrostu ceny taryfowej** w lipcu 2011.
- W całym I półroczu 2012 przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wraz z certyfikatami w niewielkim stopniu obniżyły się, głównie wskutek niższej sprzedaży certyfikatów. Przychody z samej energii elektrycznej **wzrosły o 12%** w tym okresie.

Pozostała sprzedaż

Przychody ze sprzedaży GK PGNiG (mln PLN)	I pół. 2011	I pół. 2012	zmiana	II kw. 2011	II kw. 2012	zmiana
Hel	26	66	152%	13	34	164%
Gaz propan butan (LPG)	24	31	27%	9	13	49%
Gaz LNG	15	24	57%	6	11	70%
Usługi poszukiwawcze, w tym:	454	422	(7%)	243	185	(24%)
Usługi geofizyczno-geologiczne	210	162	(23%)	109	53	(51%)
Usługi wiertnicze i serwisowe	244	260	7%	134	132	(1%)

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**.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży helu w porównaniu do I półrocza 2011 roku o **152%** wynika ze zwiększonej o 2% produkcji helu oraz z wyższej ceny jednostkowej jego sprzedaży, która jest skorelowana z cenami produktów ropopochodnych.
- Wolumen produkcji i sprzedaży LPG dynamicznie rósł w I półroczu 2012 odpowiednio o **17 i 25%**. Jeszcze bardziej zwiększyły się wolumeny produkcji i sprzedaży LNG – w obu przypadkach o **30%**.

Koszty działalności operacyjnej

GK PGNiG (mIn PLN)	I pół. 2011	I pół. 2012	zmiana	II kw. 2011	II kw. 2012	zmiana
Koszty operacyjne ogółem	10 451	14 817	42%	4 585	6 170	35%
Koszt sprzedanego gazu	6 562	9 688	48%	2 407	3 802	58%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	328	382	16%	170	190	12%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-	563	-	-	151	-
Świadczenia pracownicze	1 380	1 365	(1%)	783	671	(14%)
Amortyzacja	777	1 004	29%	387	549	42%
Usługa przesyłowa	765	752	(2%)	350	334	(5%)
Koszt spisanych odwiertów negatywnych	140	61	(56%)	53	2	(96%)
Pozostałe usługi obce	663	674	2%	346	350	1%
Pozostałe koszty operacyjne netto	317	690	118%	305	332	9%
Koszty wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	(481)	(362)	(25%)	(217)	(211)	(3%)

- Na wielkość kosztów operacyjnych w największym stopniu wpływa koszt sprzedanego gazu. W I półroczu 2012 odnotowano wzrost tej pozycji o **3,1 mld PLN**. Wynika to z wyższej dziewięciomiesięcznej średniej ceny produktów ropopochodnych wyrażonej w złotych o 54%. Wzrost kosztu gazu z importu został ograniczony **zwiększenie pozyskania gazu z kierunku zachodniego i południowego o 700 mln m³**.
- Spadek kosztów usługi przesyłowej wynika z obniżonej od sierpnia 2011 roku taryfy, która zaowocowała spadkiem jednostkowych kosztów za przesył gazu o ponad **7%**.
- Rosnące w I półroczu pozostałe koszty operacyjne netto są skutkiem głównie ujemnych różnic kursowych (**150 mln**) i ujemnego wyniku na wycenie instrumentów zabezpieczających (**103 mln**), a także konsolidacji PGNiG Termika (**70 mln**). W tej pozycji ujęty został także po raz pierwszy odpis aktualizujący na zapasach gazu ziemnego (**66 mln**).
- Pozycje kosztowe w I półroczu 2012 uwzględniają konsolidację **PGNiG Termika**, w tym także 51 mln PLN koszt pozostałych materiałów oraz koszt amortyzacji w wysokości 230 mln PLN, czyli cały wzrost tej pozycji w Grupie Kapitałowej pomiędzy okresami.

Podsumowanie

POGŁĘBIENIE UJEMNEJ MARŻY NA SPRZEDAŻY GAZU

Wzrost cen ropy naftowej i umocnienie dolara wobec złotego utrzymujące się od połowy 2011 roku nie uzyskały odzwierciedlenia w taryfie na paliwo gazowe w I półroczu 2012 i spowodowały **wzrost kosztów zakupu gazu z importu o 46%**.

Zwiększenie ceny taryfowej paliwa gazowego średnio o 17% od 31 marca 2012 nie pokryło kosztów pozyskania gazu w II kwartale 2012, przede wszystkim wskutek silnej deprecjacji złotego w maju/czerwcu br. Doprowadziło to do **ujemnej marży na sprzedaży gazu wysokometanowego, która w II kwartale 2012 spadła do -13%**, co jest najniższym wynikiem od IV kwartału 2008. Spowodowało to także konieczność dokonania po raz pierwszy **odpisu aktualizującego na zapasach gazu ziemnego** (-66 mln zł).

KOSZTY OPERACYJNE POD KONTROLĄ

Wyłączając koszty zakupu gazu oraz powiązany z nimi wynik na różnicach kursowych i transakcjach zabezpieczających, jak również eliminując przyrost wynikający z włączenia do konsolidacji PGNiG Termika, Grupa PGNiG zmniejszyła koszty operacyjne.

W I półroczu 2012 roku, w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego, **koszty uległy zmniejszeniu o 2%, a w II kwartale 2012 wobec II kwartału 2011 o 14%**. Jest to skutkiem konsekwentnie prowadzonej polityki optymalizacji kosztów operacyjnych, dzięki czemu skala strat poniesionych na działalności operacyjnej w I półroczu 2012 została częściowo ograniczona.



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

Dziękujemy za uwagę