



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

Wyniki finansowe PGNiG S.A.
IV kwartał 2006 r.

Oczekiwania Analityków (1-4Q2006)

| GK PGNiG S.A. MSSF (PLNm) | Konsensus rynkowy | Max | Min |
|---------------------------|-------------------|--------------|--------------|
| Przychody ze sprzedaży | 15 357 | 16 459 | 13 479 |
| EBIT | 1 435 | 1 980 | 1 261 |
| Zysk netto | 1 173 | 1 574 | 1 014 |
| EV / EBITDA | 7,8 | 8,2 | 6,4 |
| P / E | 19,8 | 22,6 | 14,6 |
| ROA (%) | 4,0 | 6,0 | 3,2 |

| PGNiG 1-4Q 2006 | Zmiana do konsensusu |
|-----------------|----------------------|
| 15 197 | (1%) |
| 1 314 | (8%) |
| 1 228 | 5% |
| 8,5 | 9% |
| 19,2 | (3%) |
| 4,0 | 0% |

Opinie Analityków

- W opinii Analityków, łagodna zima nie powinna pogorszyć wyników PGNiG, bowiem przy mniejszym zapotrzebowaniu na gaz spółka ogranicza straty na sprzedaży gazu z importu,
- Analitycy podkreślali też, że czynnikiem pozytywnie wpływającym na wyniki PGNiG za 4Q2006 będzie umocnienie się złotego wobec dolara,
- Z powodu malejących cen ropy w 4Q2006, analitycy przewidzieli słabszy wynik na sprzedaży ropy naftowej w segmencie „wydobycie i produkcja”

Komentarz Spółki

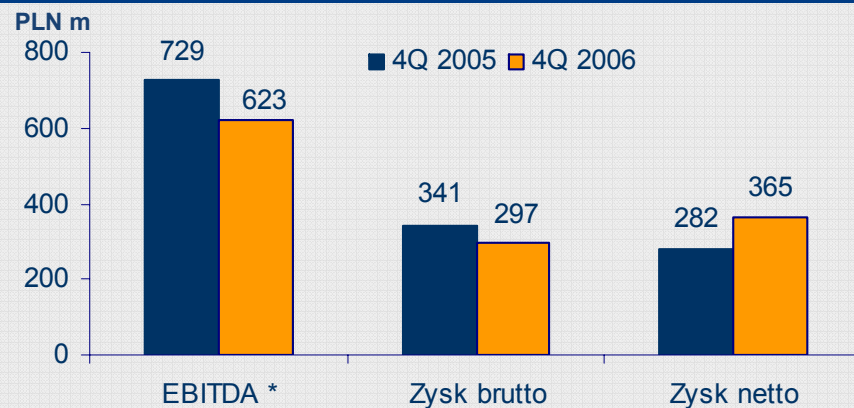
- Analitycy trafnie przewidzieli wyniki spółki za 4Q2006 oraz za cały 2006 rok. Potwierdza to, że PGNiG jest spółką o przewidywalnych rezultatach swojej działalności, a wyniki spółki osiągane są na jej podstawowej działalności,
- Niższy od konsensusu rynkowego zysk operacyjny wynika ze straty, jaką spółka odniosła na regulowanej sprzedaży gazu w 4 kwartale,
- Pomimo tego, osiągnięty przez spółkę **zysk netto był w 2006 roku o 5% wyższy** od konsensusu rynkowego.

Podstawowe wyniki finansowe

| GK PGNiG S.A. MSSF (PLNm) | 4 Q 2005 | 4 Q 2006 | Zmiana |
|---------------------------|-------------|-------------|--------|
| Przychody ze sprzedaży | 4 015 | 4 239 | 6% |
| Zysk brutto | 341 | 297 | (13%) |
| Zysk netto | 282 | 365 | 29% |
| EBITDA (leasing) * | 729 | 623 | (14%) |

| 1- 4 Q 2005 | 1-4 Q 2006 | Zmiana |
|----------------|---------------|--------|
| 12 560 | 15 197 | 21% |
| 1 254 | 1 418 | 13% |
| 881 | 1 228 | 39% |
| 2 918 | 2 870 | (2%) |

Wyniki GK PGNiG S.A.



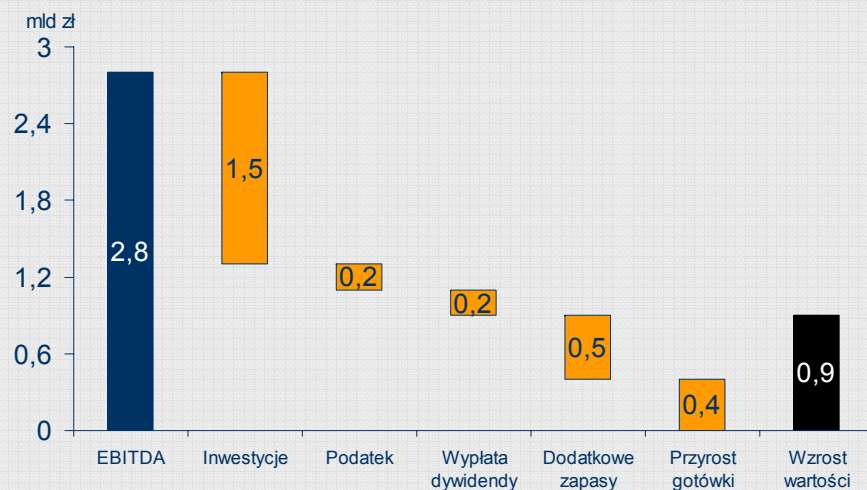
Komentarz

- Skonsolidowany wynik finansowy netto **wzrósł o 39%** w stosunku do 2005 roku i osiągnął poziom **1 228 mln zł**;
- Poprawa wyniku jest pochodną wysokiej rentowności nieregulowanej działalności wydobywczej (rentowność sprzedaży **45%**), w szczególności sprzedaży ropy naftowej (**0,5 mld zł** zysku rocznie);
- Równocześnie, w 2006 roku znacznie spadła rentowność regulowanej sprzedaży gazu;
- Kalkulowana łącznie rentowność netto PGNiG **wzrosła** z 7,0% w 2005 do **8% w 2006**

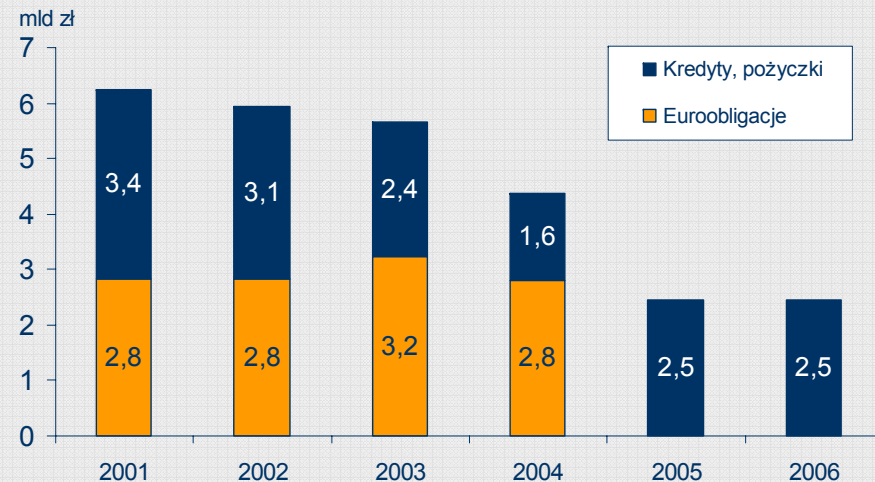
* EBITDA (leasing) skalkulowany został jako EBITDA powiększony o wpływy PGNiG S.A. z tytułu raty kapitałowej od OGP Gaz System Sp. z o.o. (wykazywane jako spłata należności w bilansie / spłata rat odsetkowych wykazywana jest w pozycji „Pozostałe koszty operacyjne netto”)

Przyrost wartości firmy

Wydatkowanie EBITDA w 2006 roku



Restrukturyzacja zadłużenia PGNiG



Komentarz

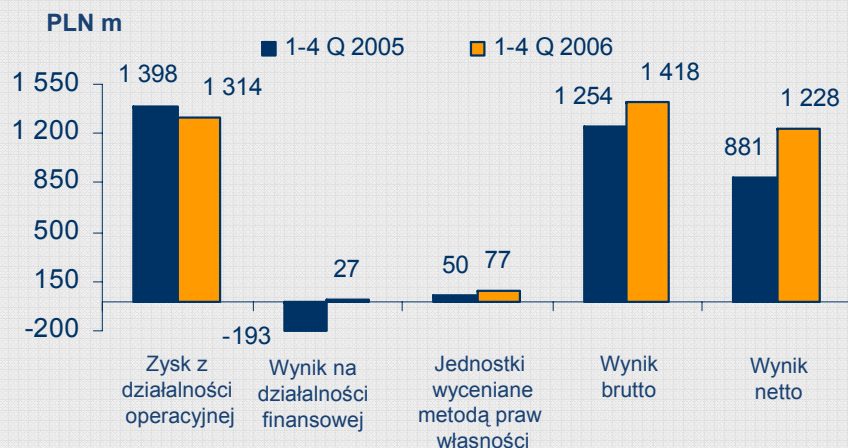
- W 2006 roku PGNiG zwiększyło wydatki na inwestycje do 1,5 mld zł (z 1,3 mld zł w 2005);
- W 2006 roku spółka wygenerowała nadwyżkę wpływów nad wydatkami w wysokości **0,9 mld zł**:
 - o 0,4 mld zł wzrósł stan środków pieniężnych;
 - o 0,5 mld zł wzrosła wartość zapasów gazu w magazynach.

Skuteczna strategia finansowa

- Konsekwentnie realizowana strategia finansowa umożliwiła restrukturyzację zadłużenia spółki w 2005 roku, poprzez wykup euroobligacji;
- Dzięki spłacie długu Grupa PGNiG znacznie obniżyła koszty finansowe;
- Na koniec 2006 dług netto spółki wyniósł **-1,1 mld zł**.
- Zakładany długoterminowy poziom dźwigni finansowej spółki wynosi 30%

Analiza wyników w poszczególnych segmentach

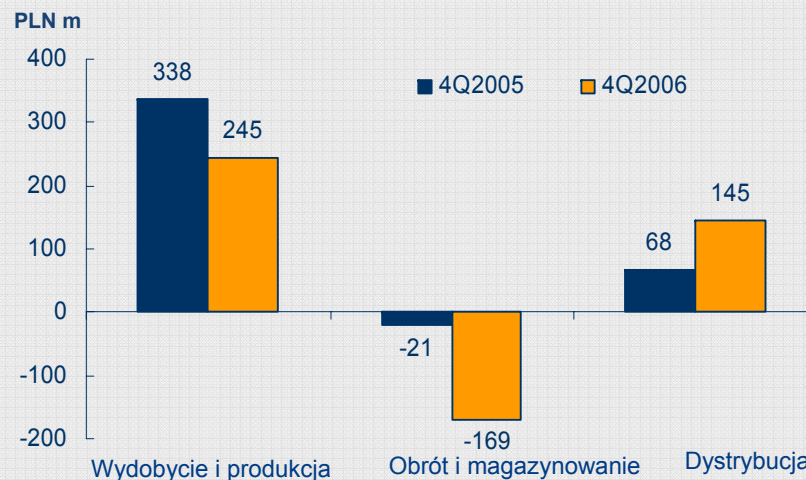
Struktura wyników w GK PGNiG S.A.



- Spadek **wyniku operacyjnego** w 2006 roku jest rezultatem straty na regulowanej sprzedaży gazu;
- W ramach działalności nieregulowanej PGNiG zanotowało znaczący wzrost rentowności. Poprawa ta dotyczy również **działalności finansowej**, w ramach której zanotowano wzrost wyniku o 220 mln zł. Poprawa ta nastąpiła w rezultacie ograniczenia kosztów odsetek, prowizji i gwarancji o **75%**,
- W 2006 roku PGNiG konsekwentnie realizowało strategię zabezpieczenia przed ryzykiem kursowym i zapewniło pozyskanie 2,2 mld dolarów oraz 0,2 mld euro na zakup gazu.

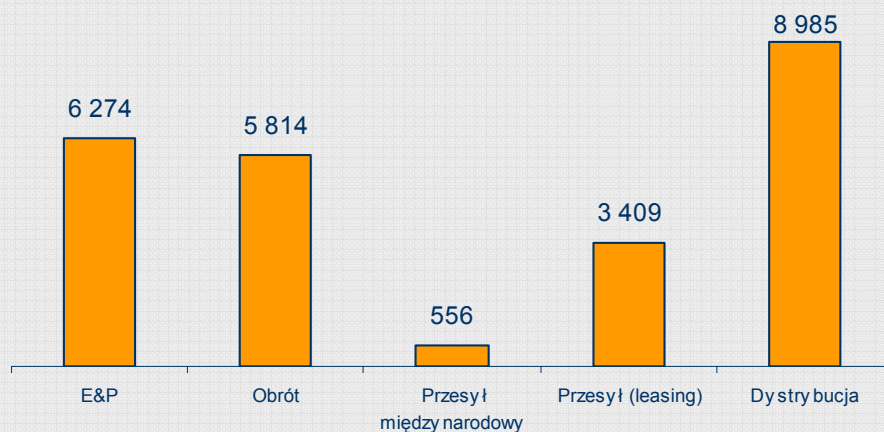
Analiza segmentowa wyniku operacyjnego

- W czwartym kwartale PGNiG poniosło stratę na regulowanej sprzedaży gazu w wysokości **-225 mln zł**. Całkowity wynik segmentu **Obrót**, w którym wykazywane są również zyski z działalności nieregulowanej wyniósł **-169 mln zł**;
- Segment **Wydobycia** nieznacznie obniżył swoją rentowność na skutek spadku cen ropy naftowej w IV kwartale. Mimo tego, roczny zysk tego segmentu był o 8% wyższy niż w 2005 roku;
- Wzrosła także rentowność segmentu **Dystrybucja**, co wynikało ze zwiększonego wolumenu sprzedaży oraz zwiększenia marży dystrybucyjnej

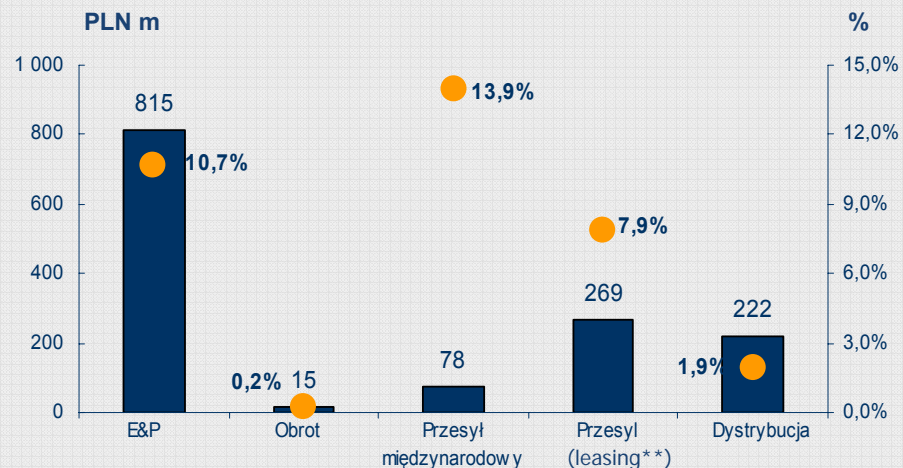


Segmenty działalności PGNiG

Aktywa netto segmentów (mln zł)



Zysk* oraz marża operacyjna



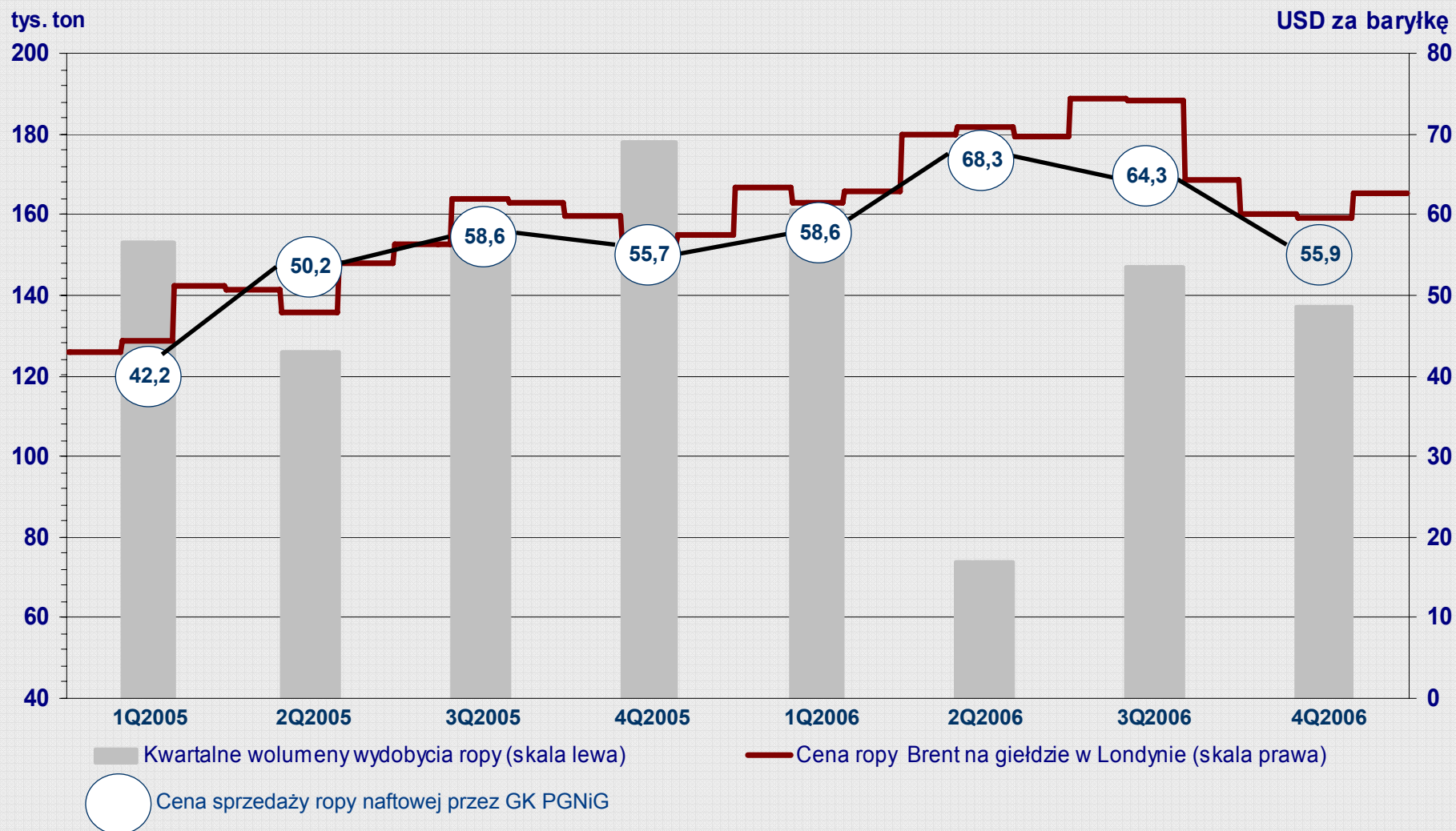
Komentarz

- Aktywa zaangażowane w segment wydobywcze i obrót są do siebie zbliżone, natomiast wyniki operacyjne osiągnięte przez te segmenty skrajnie się różnią;
- Wynik segmentu **wydobywcze** wyniósł 815 mln zł;
- Zysk segmentu **obrot**, w którym wykazywane są przychody z regulowanej sprzedaży gazu wyniósł w 2006 roku **15 mln zł**. Zysk ten został w całości wypracowany w I półroczu. W kolejnych kwartałach PGNiG ponosiło stratę na tej działalności, dlatego występowało z wnioskami o zmianę cen.

Struktura działalności

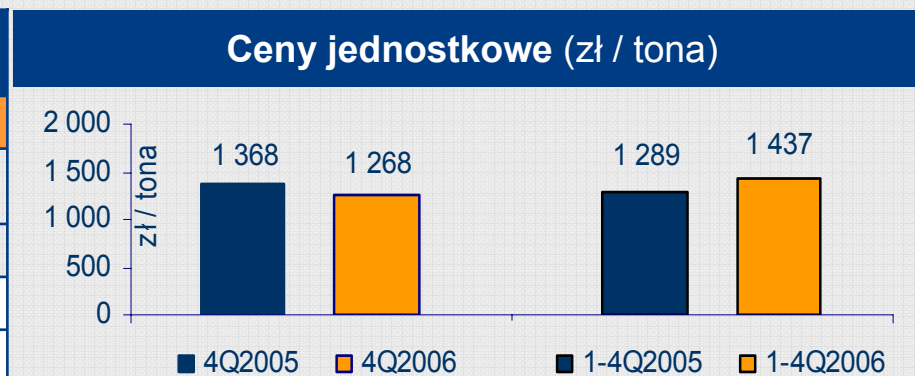
- Z łącznej kwoty zysku operacyjnego 1,3 mld zł działalność regulowana (obrot i dystrybucja) wypracowała tylko **0,2 mld zł**;
- Innymi słowy - regulowana sprzedaż i dystrybucja gazu, która generuje **86% przychodów** GK PGNiG przyniosła spółce **18% zysku**;
- Dobre wyniki spółki wynikają z wysokiej rentowności nieregulowanej działalności wydobywczej, która mimo że obejmuje tylko 12% przychodów Grupy, dostarcza aż 62% zysku operacyjnego.

Wahania cen ropy naftowej

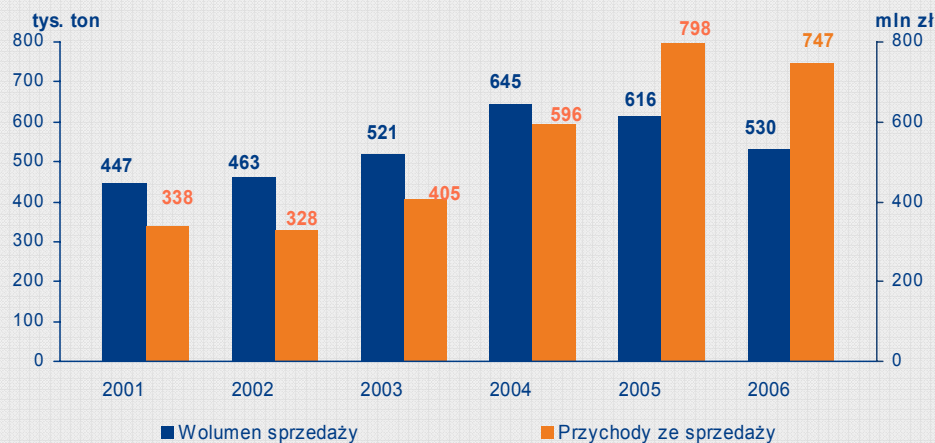


Ropa naftowa

| GK PGNiG S.A. wg MSSF | 1-4 Q 2005 | 1-4 Q 2006 | Zmiana |
|-----------------------------------|------------|------------|--------|
| Wolumen sprzedaży* (tys.t) | 616 | 519 | (16%) |
| Przychody ze sprzedaży* (mln zł) | 798 | 747 | (6%) |
| Wolumen wydobycia* (tys. t) | 619 | 530 | (14%) |
| Ceny jednostkowe ropy (zł/tonę) | 1 289 | 1 437 | 12% |
| Ceny jednostkowe ropy (USD/bbl) * | 55 | 65 | 19% |



Sprzedaży ropy naftowej*



*Dane dla ropy naftowej oraz kondensatu

Komentarz

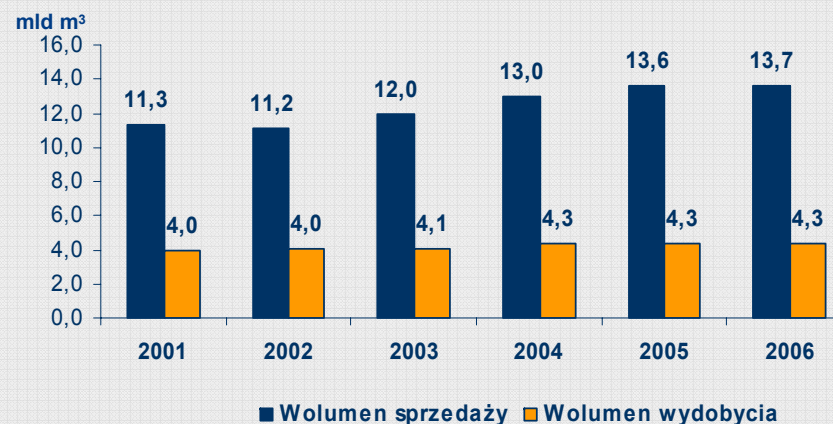
- PGNiG sprzedaje ropę naftową na warunkach rynkowych. Średnia cena sprzedaży ropy w 4 kwartale 2006 roku wyniosła **56 USD / baryłkę**;
- Pomimo spadku wolumenu sprzedaży ropy naftowej w 2006 roku o 16%, przychody ze sprzedaży zmniejszyły się o 6%;
- Różnica w poziomie wydobycia ropy w latach 2005 – 2006 wynika z naturalnego ograniczenia dynamiki produkcji w omawianym okresie. Produkcja ropy naftowej podlega wahaniom będących konsekwencją zagospodarowania nowych i eksploatacji zczyrywanych złóż, co ma istotny wpływ na zróżnicowane tempo wydobycia w poszczególnych latach.

Wolumeny sprzedaży i przychody PGNiG

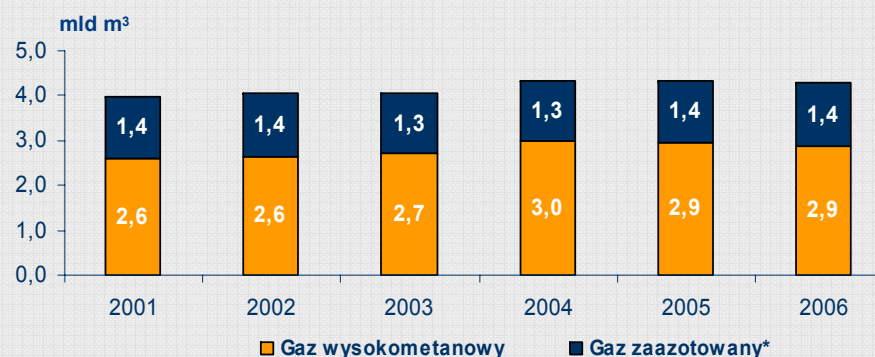
| GK PGNiG S.A. wg MSSF | 1-4 Q 2005 | 1-4 Q 2006 | Zmiana |
|--|---------------|---------------|--------|
| Wolumen sprzedaży gazu (mln m ³) | 13 559 | 13 662 | 1% |
| Wolumen wydobycia (mln m ³) | 4 318 | 4 341 | 1% |
| Przychody ze sprzedaży (mln zł) | 12 560 | 15 198 | 21% |
| - Gaz wysokometanowy (E) | 9 934 | 12 190 | 23% |
| - Gaz zaazotowany (Ls, Lw) | 921 | 1 109 | 20% |
| - Pozostała sprzedaż | 1 705 | 1 899 | 11% |

- Wolumen sprzedaży gazu za 2006 r. pozostał na nie zmienionym poziomie, w porównaniu z 2005. Rekordowa sprzedaż gazu w 1Q2006, została zneutralizowana przez łagodną zimę w 4Q2006.
- Nieznacznej zmianie uległa struktura dostaw – w jej wyniku nieznacznie wzrosło zapotrzebowanie odbiorców komunalnych, wykorzystujących gaz do celów grzewczych;
- Wolumen wydobycia gazu zwiększył się w 2006 roku w stosunku do 2001 o 10% i wyniósł 4,4 mld m³ (w ekwiwalencie gazu wysokometanowego).

Wolumeny sprzedaży i wydobycia gazu*



Wolumeny wydobycia** w podziale na gazy*

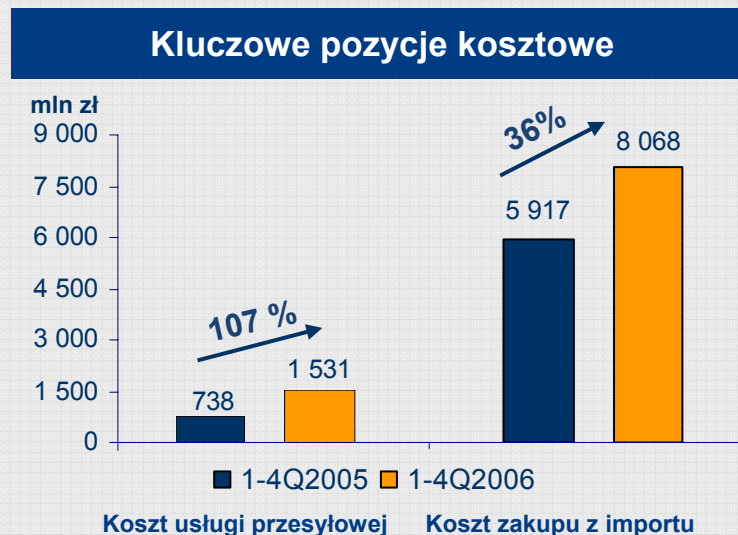


*Dane w ekwiwalencie gazu wysokometanowego (E)

** Dane wraz z produkcją KRIO Odolanów

Koszty działalności operacyjnej

| GK PGNiG S.A. w mln zł, wg MSSF | 1-4 Q 2005 | 1-4 Q 2006 | Zmiana |
|---|---------------|---------------|------------|
| Koszty operacyjne ogółem | 11 162 | 13 884 | 24% |
| - Koszty nabycia sprzedanego gazu | 5 917 | 8 068 | 36% |
| - Zużycie pozostałych surowców i materiałów | 522 | 545 | 4% |
| - Świadczenia pracownicze | 1 646 | 1 769 | 7% |
| - Amortyzacja | 1 402 | 1 331 | (5%) |
| - Usługi przesyłowe OGP Gaz System | 738 | 1 531 | 107% |
| - Pozostałe usługi obce | 1 041 | 1 115 | 7% |
| - Pozostałe koszty operacyjne netto | 401 | 100 | (75%) |
| - Zmiana stanu zapasów | 6 | 10 | 67% |
| - Koszt wytworzenia świadczeń | 499 | 565 | 13% |



Komentarz

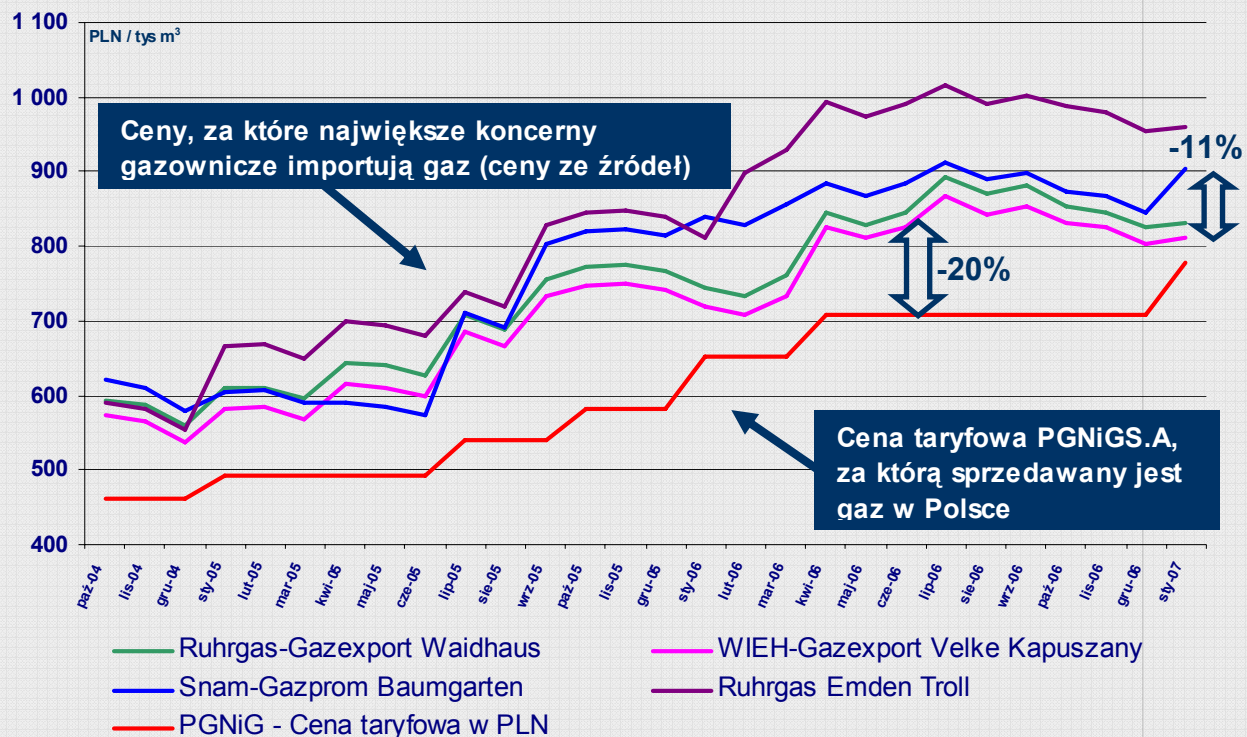
- Wzrost kosztów w decydującym stopniu związany jest ze wzrostem kosztów nabycia sprzedanego gazu (36% w okresie 2006/2005), który wynika ze wzrostu kosztów zakupu gazu z importu.
- Drugim powodem wzrostu kosztów operacyjnych ogółem, jest zmiana struktury magazynowania gazu. W 4Q2006 roku PGNiG sprzedawało głównie drogi gaz importowany i równocześnie magazynowało tańszy gaz. Spowodowało to zwiększenie zapasów na koniec roku w porównaniu z 4Q2005.
- Wzrost kosztów usług obcych w 1-4Q 2006 w stosunku do 1-4Q 2005 wynika z faktu wejścia w życie usługi przesyłowej OGP Gaz System 8 lipca 2005 roku.

Ceny importowe gazu i cena sprzedaży PGNiG

Komentarz

- Duża różnica pomiędzy ceną taryfową PGNiG, a ceną rynkową spowodowała spadek rentowności działalności obrotu w 2006 roku;
- Mimo znacznego wzrostu cen importowych, Prezes URE nie zgodził się na zmianę taryf w 2006 roku;
- Poprawa rentowności na obrocie gazem nastąpiła z dniem 01.01.2007, dzięki podwyżce cen gazu o 10%;
- Na skutek tej zmiany ujemna różnica pomiędzy cenami importu gazu w Europie, a ceną sprzedaży przez PGNiG skurczyła się z ponad 20% do około 11%;
- Dzięki podwyżce cen gazu PGNiG jest w stanie obecnie zminimalizować skalę strat na regulowanej sprzedaży gazu.

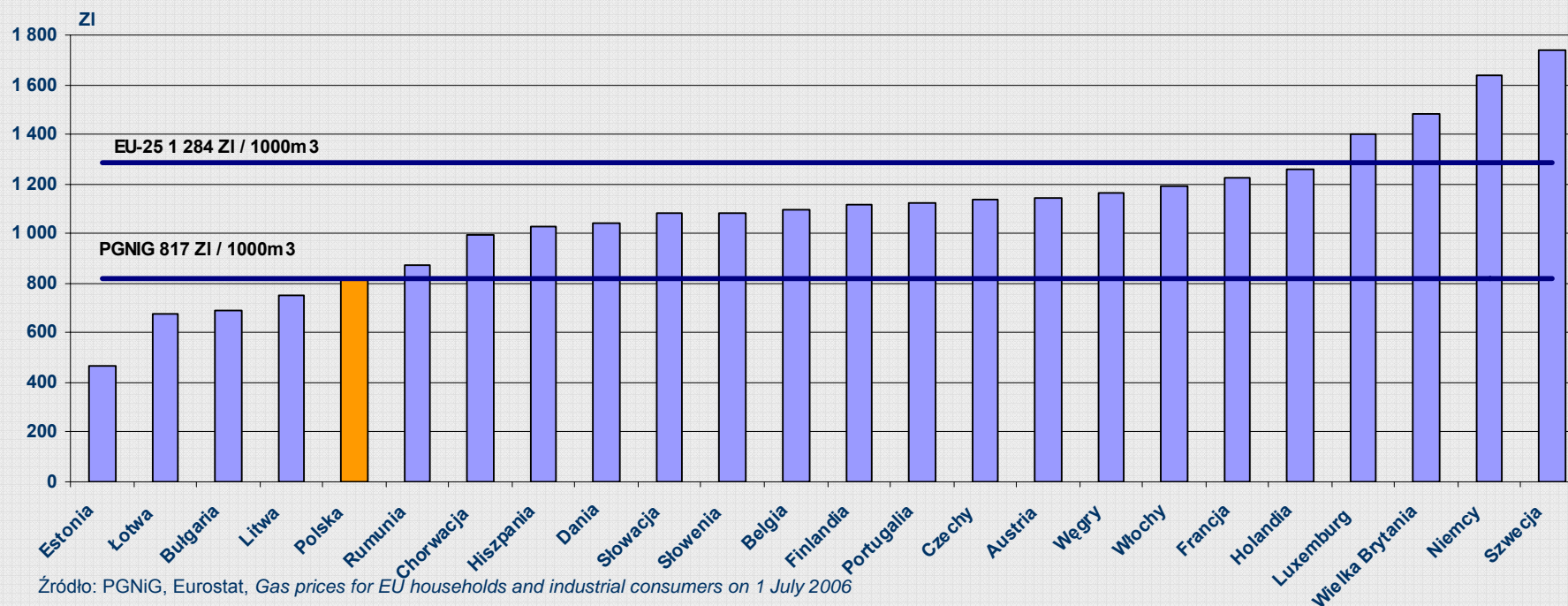
Ceny gazu importowanego w Europie (według EGM)* i cena sprzedaży PGNiG



* Ceny w głównych kontraktach importowych podane wg European Gas Markets
Ceny zostały przeliczone - na PLN na podstawie średniego kursu NBP dla poszczególnych okresów

Ceny gazu w Polsce na tle innych krajów UE

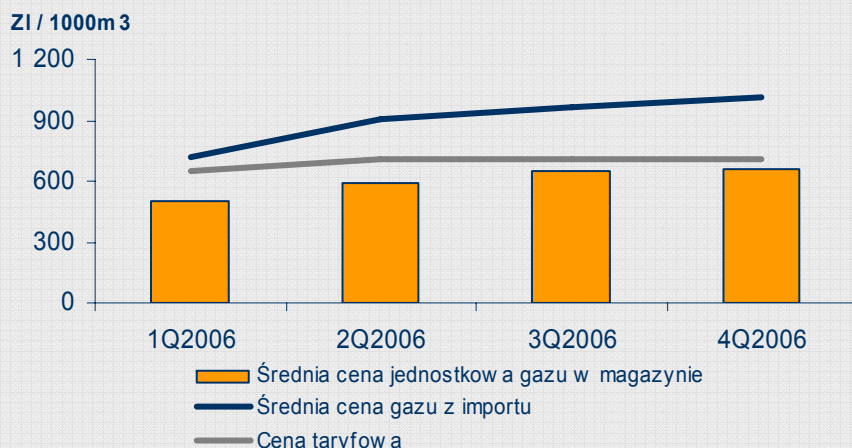
Ceny gazu dla Przedsiębiorstw w krajach UE w ZI za 1000m³



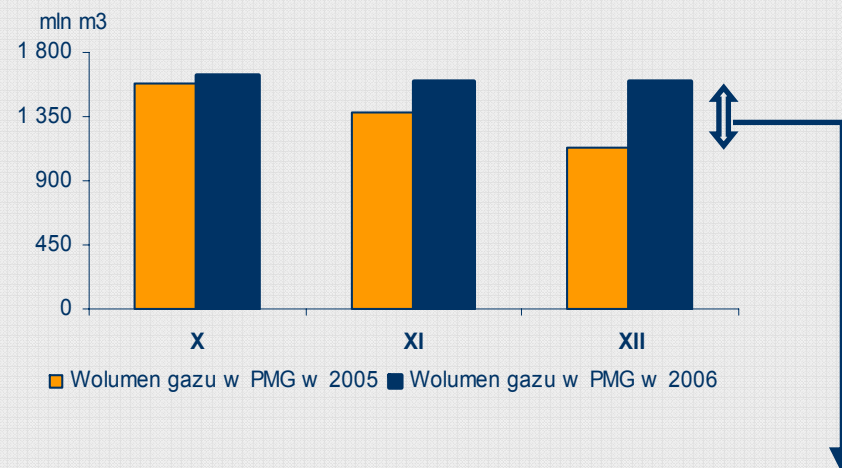
- Mimo podwyżki taryfy w 2Q2006 roku, ceny gazu w Polsce utrzymywały się na jednym z najniższych poziomów w UE
- Tańszy niż w Polsce gaz występował tylko w krajach nadbałtyckich oraz w Bułgarii
- Pomimo podwyżki cen gazu od stycznia 2007, oferta cenowa gazu sprzedawanego przez PGNiG jest jedną z najbardziej konkurencyjnych w UE

Zmiana struktury magazynowania gazu

Jednostkowe koszty importu i taryfa PGNiG



Stany napełnienia magazynów



Komentarz

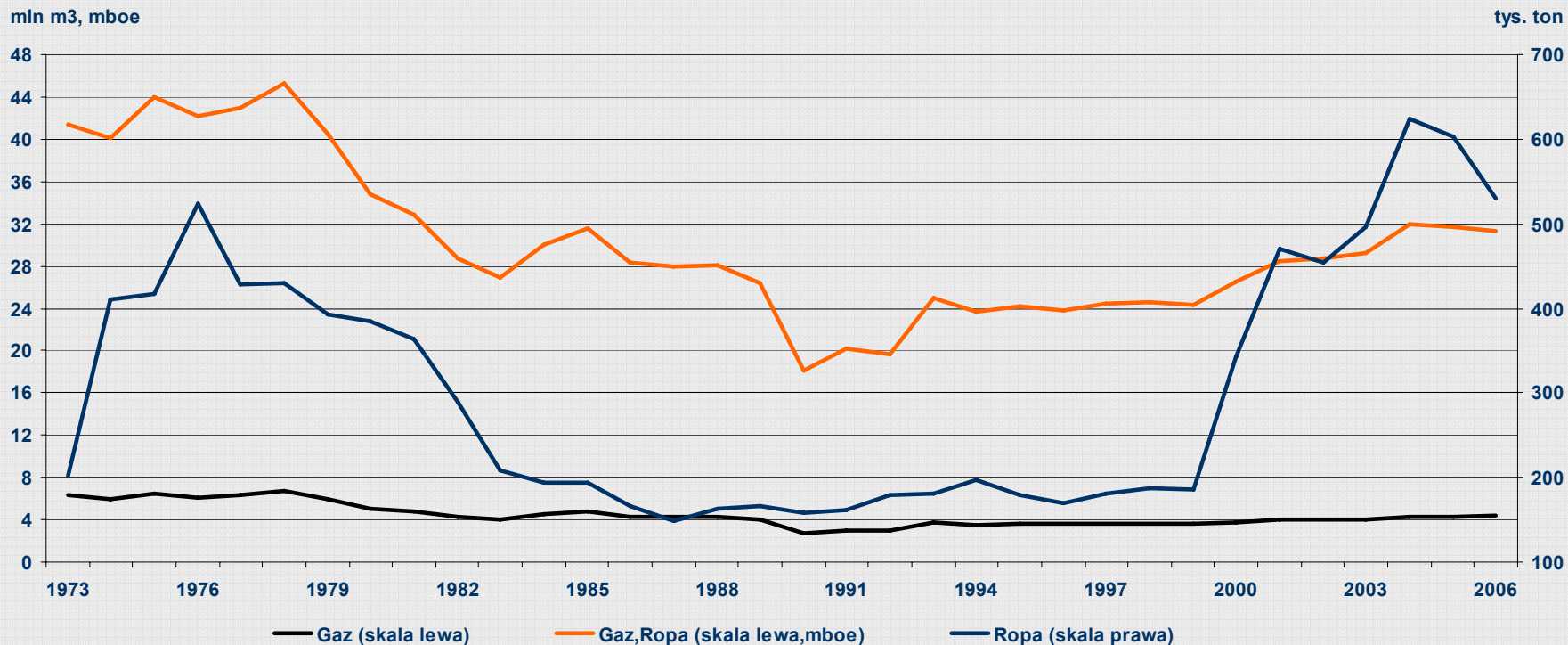
- W czwartym kwartale 2006 roku PGNiG praktycznie nie wykorzystało gazu z magazynów, a cały popyt na gaz zaspokajało w oparciu o wydobycie krajowe oraz import;
- Maksymalne wykorzystanie pojemności magazynowej w ostatnim kwartale wynikało z potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu dla klientów PGNiG;
- Utrzymanie maksymalnych zapasów magazynowych było możliwe dzięki łagodnej temperaturze w czwartym kwartale.

Skutki finansowe

- PGNiG wycenia zapasy metodą FIFO (ang. First In, First Out);
- Spółka w 4Q2006, nie wykazywała marży na obrocie, a cena gazu w magazynie była niższa od ceny taryfowej. Poprzez większe wykorzystanie gazu z magazynów w tym okresie PGNiG mogło ograniczyć skalę strat ponoszonych na regulowanej sprzedaży gazu;
- Utrzymanie pełnych magazynów obniżyło wynik finansowy czwartego kwartału (o ok. 80 mln zł), jednak wartość ta zostanie odzyskana w I kwartale 2007 roku, kiedy PGNiG sprzeda stosunkowo tani gaz z magazynów.

SEGMENT WYDOBYCIE I PRODUKCJA

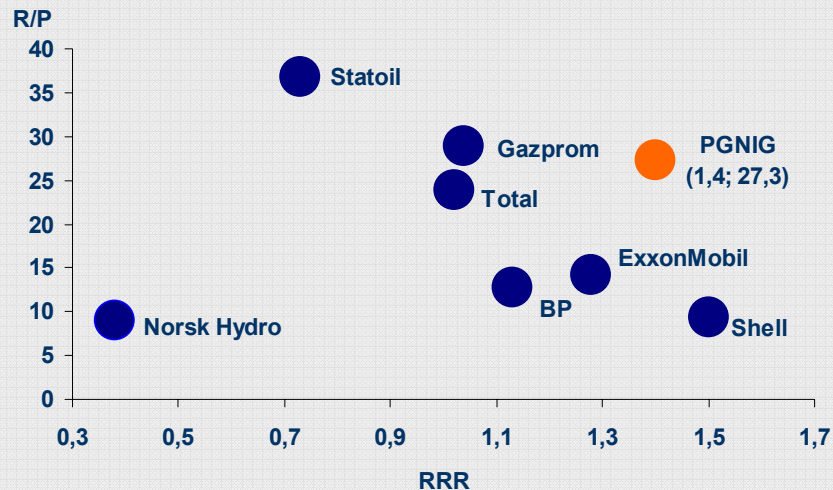
Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej w PGNiG



- Średnioroczny wzrost wydobycia gazu ziemnego oraz ropy naftowej mierzony boe (ang. barrel of oil equivalent, czyli ekwiwalent baryłki ropy) w ostatnim 10-leciu wyniósł 2%. Gaz ziemny wydobywany był przy tej samej stopie wzrostu wydobycia w ciągu ostatnich 10 lat, natomiast dla ropy stopa wzrostu wydobycia wyniosła 12%.
- Przy poziomie wydobycia ropy naftowej i gazu równym 31,3 mln boe za 2006, PGNiG wydobywało średnio 85,7 tys. boe na dobę

Rezerwy PGNiG i pozycja na tle konkurencji

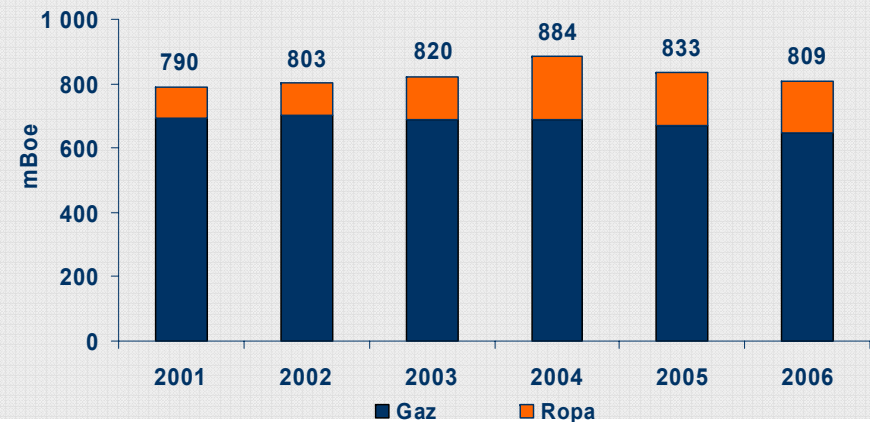
RRR i R/P dla wybranych koncernów paliwowych



- RRR (ang. Reserves Replacement Ratio) – wskaźnik ten określa stosunek przyrostu nowych złóż do wielkości produkcji w okresie jednego roku. Przy wartości RRR większej niż 1, firma odkrywa więcej złóż, niż wydobywa danego surowca, tym samym zwiększa poziom swoich rezerw.
- R/P (ang. Reserves to Production) – stosunek rezerw (udokumentowanych złóż danego surowca) do produkcji. Określa liczbę lat na które złoża wystarczą, przy założeniu utrzymania dotychczasowej produkcji na niezmiennym poziomie.



Rezerwy PGNiG

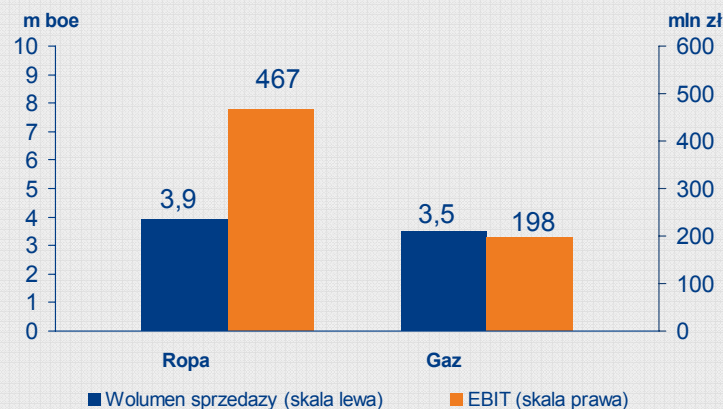


Struktura wyniku operacyjnego segmentu (E&P)

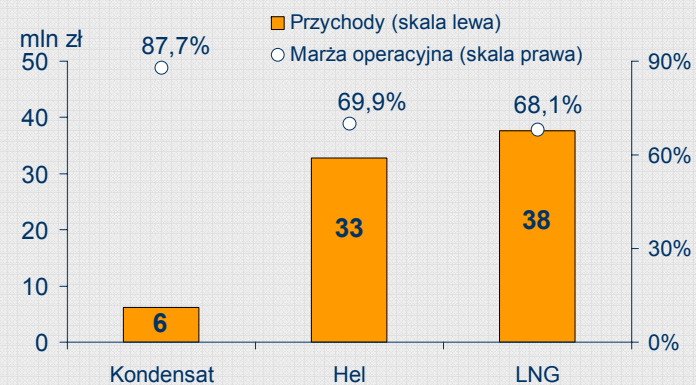
Gaz

- W ramach segmentu E&P wykazywane są wyłącznie zyski z **gazu sprzedawanego bezpośrednio ze złóż** – sprzedaż nieregulowana;
- Zyski z regulowanej sprzedaży gazu (także tego wydobywanego w kraju) wykazywane są w segmencie Obrót (w 2006 roku: 15 mln zł);
- Sprzedaż gazu (regulowana i nieregulowana) w 2006 przyniosła PGNiG łączny zysk w wysokości 213 mln zł, czyli 16% całkowitego wyniku PGNiG.

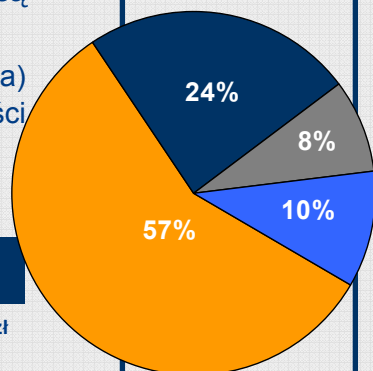
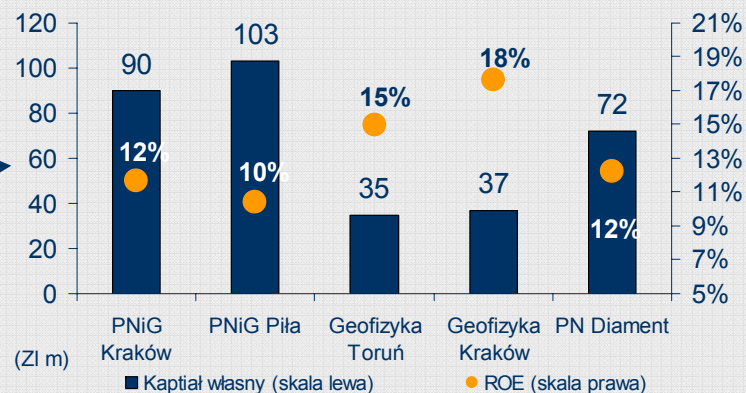
Zyski ze sprzedaży nieregulowanej



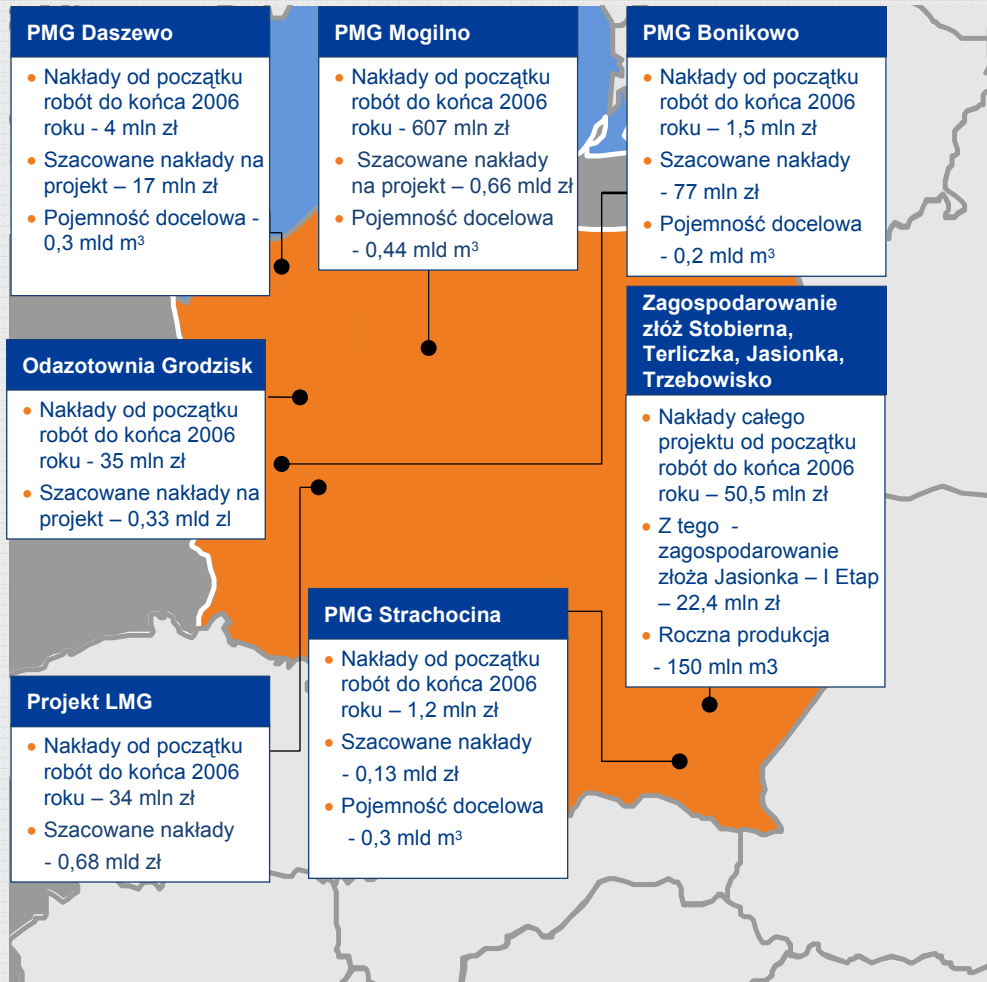
Pozostałe produkty



Spółki poszukiwawcze i wydobywcze



Inwestycje w segmencie E&P



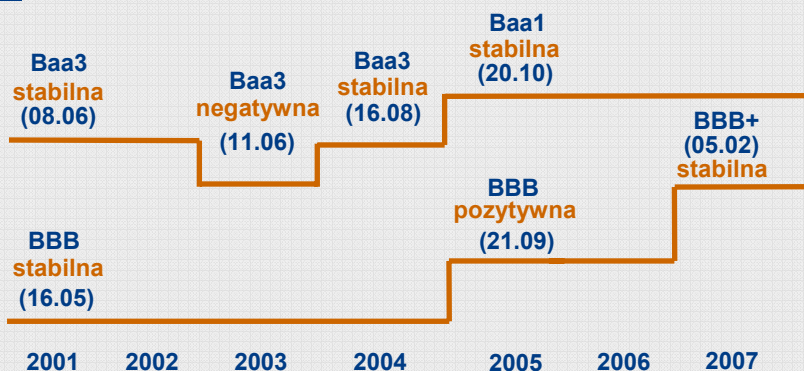
Projekty inwestycyjne w segmencie E&P

- LMG (Lubiatów – Międzychód – Grotów) – inwestycja związana z realizacją programu inwestycyjnego mającego na celu zwiększenie zdolności wydobywczych ropy naftowej do 1,1 mln ton rocznie.
- Odazotowania Grodzisk – umożliwi przetworzenie gazu zaazotowanego na gaz wysokometanowy. Planowana wydajność wynosi 35 tys. m³/h, a planowany termin uruchomienia to 2010 rok.
- Rozbudowa podziemnych magazynów gazu i zwiększenie pojemności magazynowych o prawie 1,2 mld m³ do 2,85 mld m³.
Planowane nakłady inwestycyjne - 1,4 mld zł
- Kopalnia Jasionka – w lutym 2007 PGNiG włączyło do eksploatacji kopalnię gazu ziemnego w Jasionce. Zasoby wydobywalne złoża wynoszą 1,75 mld m³

Ścieżka wzrostu

Rating

Moody's



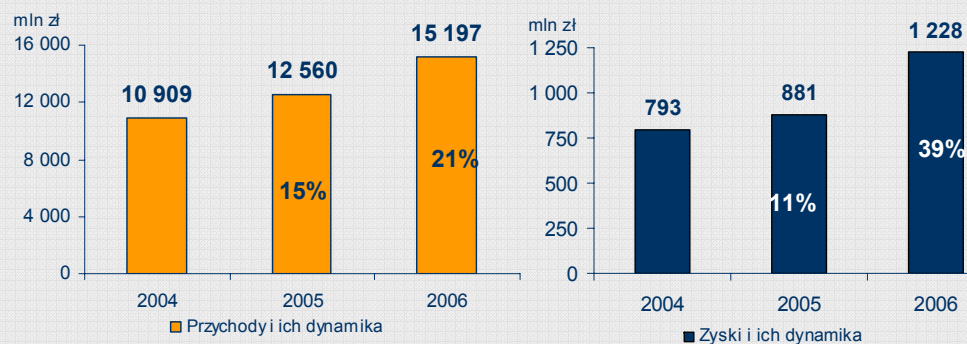
S&P

- Grupa PGNiG poprawia swoje wyniki od pięciu lat z rzędu

- Ratingi dla wybranych koncernów

- Gazprom BBB
- Dong Energy BBB+
- MOL BBB-

Dynamika Przychodów i Zysków



- Rosnące EBITDA jako rezultat kontroli kosztów, wyższej marży w segmencie wydobywania i skutecznej polityce taryfowej

*dane od 2004 roku według MSSF

Perspektywy PGNiG w najbliższym czasie

• Segment Produkcji i Wydobywania

- Utrzymanie stabilnego poziomu cen surowców jest gwarancją dla zachowania wysokiej rentowności segmentu;
- Głównymi źródłami zysku pozostaną sprzedaży ropy naftowej oraz nieregulowana sprzedaż gazu;
- Dźwignią wzrostu wartości jest ambitny plan inwestycyjny oraz coraz lepsze wyniki spółek poszukiwawczych z Grupy.

• Segment Obrotu

- wzrost taryfy od 1 stycznia 2007 o 9,9% pozwoli na zminimalizowanie strat ponoszonych na imporcie gazu;
- w I kwartale 2007 roku oczekiwana jest poprawa marży na sprzedaży (spółka będzie sprzedawała gaz z magazynów, który jest tańszy niż gaz importowany);
- od II półrocza planowana jest integracja działalności handlowej w ramach PGNiG S.A.

• Segment Dystrybucji

- w II półroczu nastąpią zmiany organizacyjne, polegające na rozdzieleniu działalności handlowej od dystrybucji gazu;
- spodziewane są dalsze zmiany w polityce taryfowej, które uwzględnią nowe regulacje prawne.