



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

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

Podstawowe wyniki finansowe

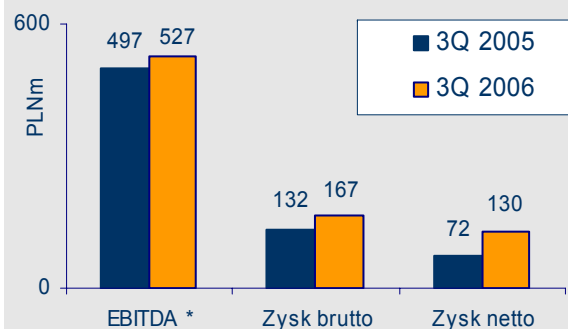
GK PGNiG S.A. w mln, MSSF	3 Q 2005	3 Q 2006	zmiana
Przychody ze sprzedaży	2 367	2 773	17%
Zysk brutto	132	167	27%
Zysk netto	72	130	81%

1-3 Q 2005	1-3 Q 2006	zmiana
8 545	10 958	28%
913	1 121	23%
598	862	44%

EBITDA (leasing) *	497	527	6%
--------------------	-----	-----	----

2 190	2 247	3%
-------	-------	----

Wyniki GK PGNiG S.A.

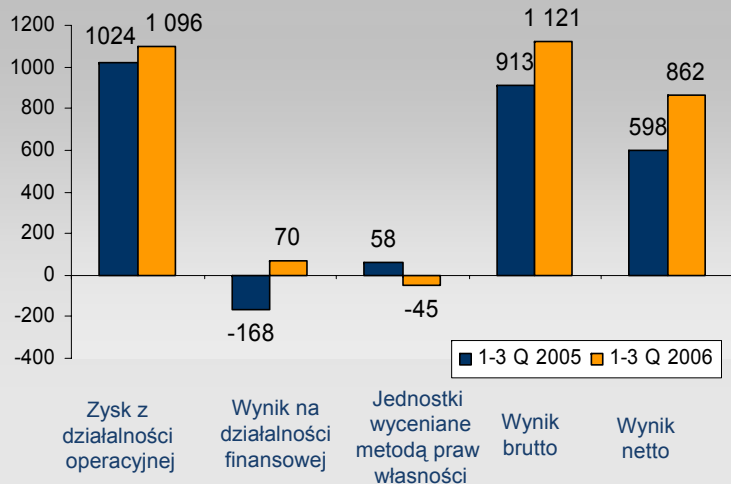


Komentarz

- Skonsolidowany wynik finansowy netto **wzrósł** o 81% w stosunku do 3 kwartału 2005 roku i osiągnął poziom **130 mln zł**;
- Poprawa wyniku jest pochodną zwiększonych przychodów ze sprzedaży (o 17%) oraz wysokiej rentowności nieregulowanej działalności wydobywczej;
- Rentowność netto **wzrosła** z 3,0% do 4,7%;
- Ze względu na zmiany organizacyjne (wyłączenie segmentu przesył w lipcu 2005 roku), dla zachowania porównywalności wyników, skalkulowany został wskaźnik EBITDA (leasing), który uwzględnia płatności rat leasingowych.

Analiza wyników w poszczególnych segmentach

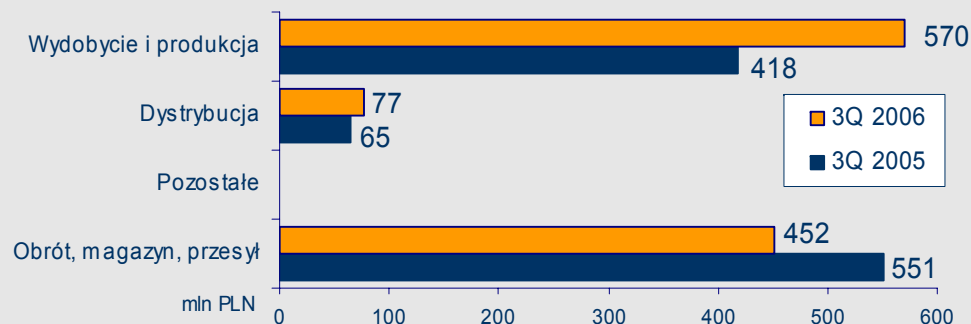
Struktura wyników w GK PGNiG S.A.



- Wynik na **działalności finansowej** uległ poprawie o 238 mln zł, co było rezultatem restrukturyzacji zadłużenia przeprowadzonej w 2005 roku. W chwili obecnej PGNiG pozyskuje kapitał na bardzo korzystnych warunkach.
- Doskonałą kondycję finansową PGNiG odzwierciedla rating kredytowy: Baa1 (Moody's) oraz BBB (Standard & Poor's).

Analiza segmentowa

- Analiza segmentowa zysku na działalności operacyjnej wskazuje na dużą dynamikę wyników segmentów **wydobycie** (poprawa koniunktury).

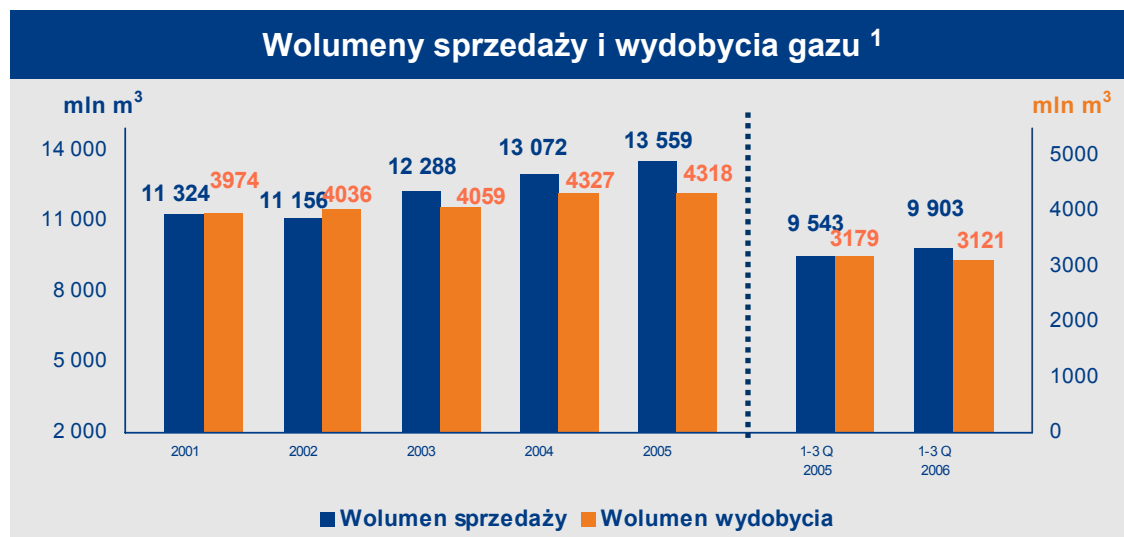


- Poszczególne segmenty obejmują:

Wydobycie	Ropa naftowa, sprzedaż bezpośrednia gazu, sprzedaż usług poszukiwawczych, inne produkty (hel, LPG, LNG...)
Obrót	Przychody odsetkowe z umowy leasingu, sprzedaż gazu w ramach taryfy, działalność magazynowa, inne usługi
Dystrybucja	Działalność 6 Spółek Dystrybucyjnych w ramach GK PGNiG

Wolumeny sprzedaży i przychody PGNiG

GK PGNiG S.A. wg MSSF	1-3 Q 2005	1-3 Q 2006	zmiana
Wolumen sprzedaży gazu (mln m ³)	9 543	9 903	4%
Przychody ze sprzedaży (mln zł)	8 545	10 958	28%
- Gaz wysokometanowy (E)	6 808	8 768	29%
- Gaz zaazotowany (Ls, Lw)	616	792	29%
- Pozostała sprzedaż	1 121	1 398	25%



Komentarz

- Wolumen sprzedaży gazu za trzy kwartały 2006 r. wzrósł o ok. 4% w stosunku do roku ubiegłego. Wzrost ten nastąpił w I kwartale, w którym odnotowano rekordowo wysokie zużycie gazu związane z bardzo niskimi temperaturami,
- W samym III kwartale 2006 roku sprzedaż gazu była o 0,6% mniejsza (tj. ok. 14 mln m³) niż w analogicznym okresie 2005 r.,
- Spadek ten wynika głównie ze zmniejszonego zapotrzebowania na gaz odbiorców przemysłowych na skutek m.in. wprowadzenia w okresie letnim przerw technicznych oraz ogólną racjonalizacją zapotrzebowania na gaz odbiorców.



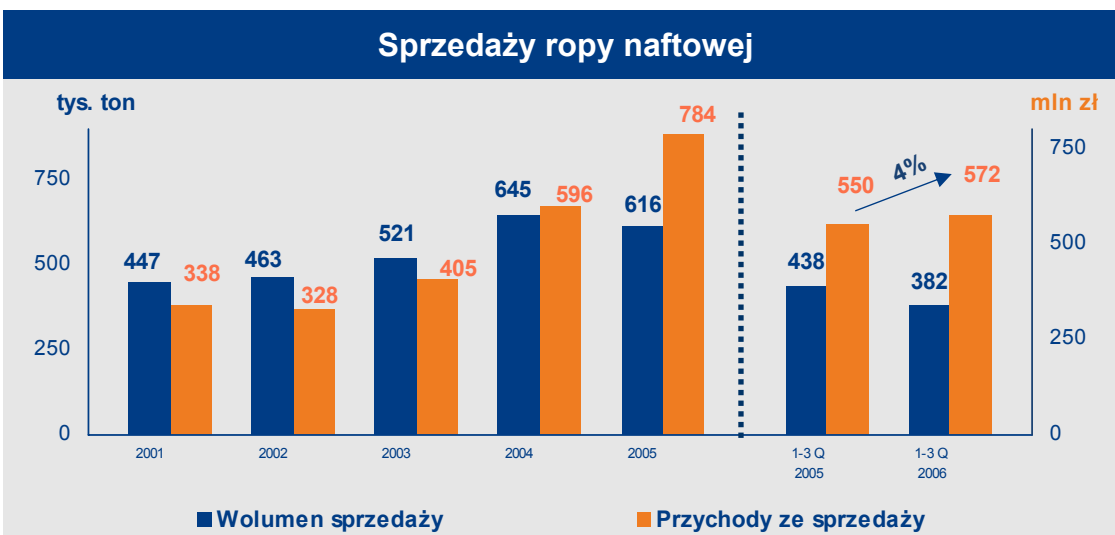
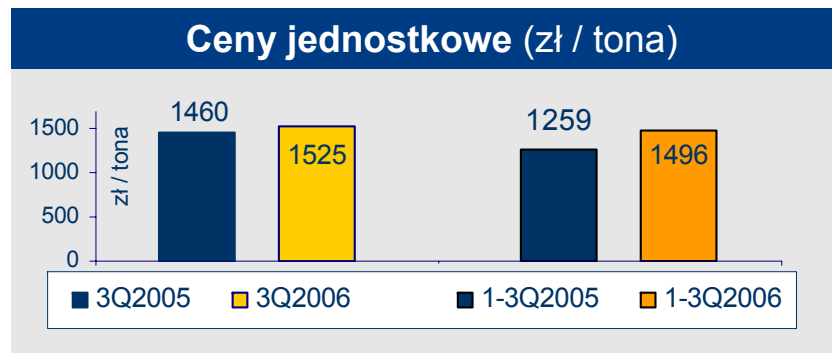
PGNiG, Skonsolidowane sprawozdanie finansowe wg MSSF

(1) Dane wskazane w ekwiwalencie gazu wysokometanowego (E)

Ropa naftowa

GK PGNiG S.A. wg MSSF	1-3 Q 2005	1-3 Q 2006	zmiana
Wolumen sprzedaży ropy (tys.t)	438	382	(13%)
Przychody ze sprzedaży ropy (mln)	550	572	4%
Wolumen wydobycia (tys. t)	430	381	(11%)
Ceny jednostkowe ropy (zł/tonę)	1 259	1 496	19%
Ceny jednostkowe ropy (USD/bbl) *	52	63	21%

* bbl – 158,99 l; średnia gęstość ropy naftowej = 0,844



- ### Komentarz
- PGNiG sprzedaje ropę naftową na warunkach rynkowych. Średnia cena sprzedaży ropy w 3 kwartale 2006 roku wyniosła **66 USD / baryłkę**;
 - Pomimo spadku wolumenu sprzedaży ropy naftowej, przychody ze sprzedaży po 3 kwartałach 2006 roku wzrosły o 4%.
 - W 3 kwartale 2006 została ograniczona dynamika spadku wolumenu sprzedaży ropy naftowej, głównie poprzez obniżenie stanu zapasów oraz uruchomienie bieżących, testowych dostaw na poziomie optymalnym dla obecnej produkcji.



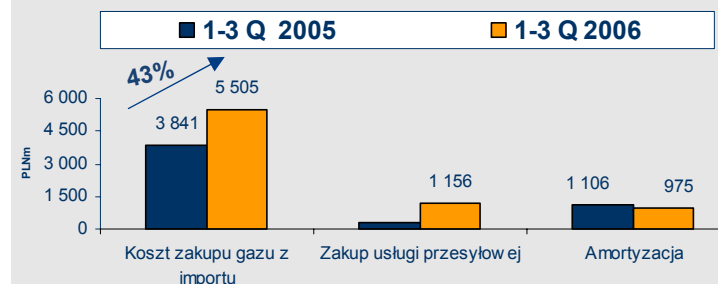
Koszty działalności operacyjnej

GK PGNiG S.A. w mln, wg MSSF	1-3 Q 2005	1-3 Q 2006	Zmiana
Koszty operacyjne ogółem	7 594	9 863	30%
- Koszty nabycia sprzedanego gazu	3 841	5 505	43%
- Zużycie pozostałych surowców i materiałów	333	350	5%
- Świadczenia pracownicze	1 178	1 247	6%
- Amortyzacja	1 106	975	(12%)
- Usługi przesyłowe OGP Gaz System	271	1 156	327%
- Pozostałe usługi obce	760	710	(7%)
- Pozostałe koszty operacyjne netto	496	360	(27%)
- Zmiana stanu zapasów	(37)	(74)	100%
- Koszt wytworzenia świadczeń	(354)	(368)	4%

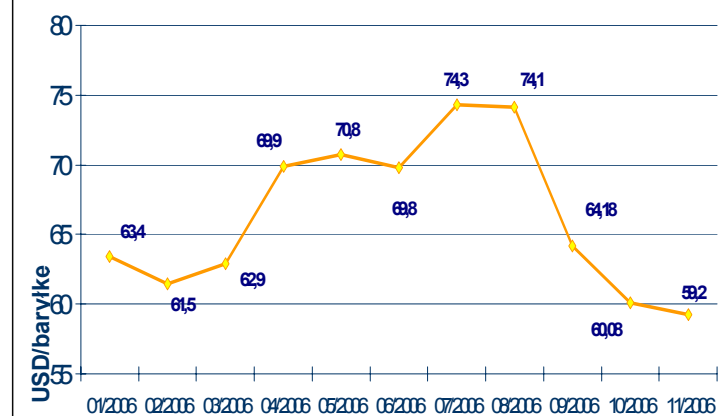
Komentarz

- Wzrost kosztów w decydującym stopniu związany jest ze wzrostem kosztów nabycia sprzedanego gazu (o 33%), głównie w wyniku wzrostu jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu;
- Ceny gazu na świecie są uzależnione od sytuacji na rynku ropy naftowej i produktów ropopochodnych. Ich ceny są silnie skorelowane z aktualnymi notowaniami giełdowymi ropy (3Q05 / 3Q06 wzrost o ponad 18%);
- Wzrost kosztów usług obcych w 1-3Q 2006 w stosunku do 1-3Q 2005 wynika z faktu wejścia w życie usługi przesyłowej OGP Gaz System 8 lipca 2005 roku.

Kluczowe pozycje kosztowe

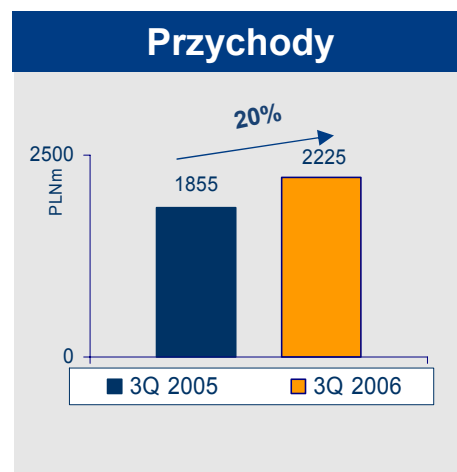
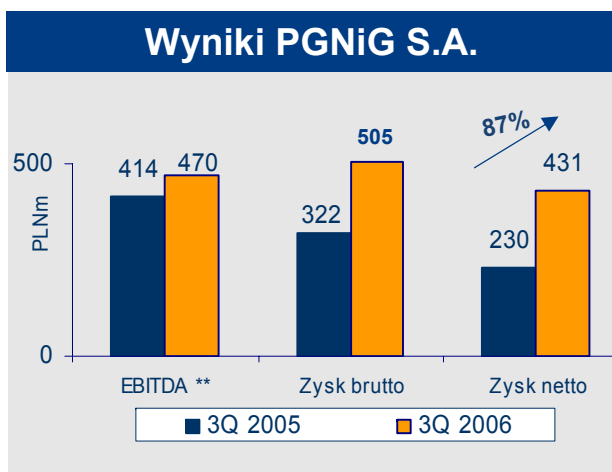


Notowania ropy naftowej BRENT 01-11/2006



Podstawowe wyniki finansowe (wg PSR)

PGNiG S.A. w mln, wg PSR*	3Q 2005	3Q 2006	zmiana
Przychody ze sprzedaży	1 855	2 225	20%
Zysk brutto	322	505	57%
Zysk netto	230	431	87%
EBITDA	354	413	14%



Komentarz

- Pozytywne tendencje w zakresie kształtowania się wyniku finansowego potwierdza jednostkowe sprawozdanie wg PSR. Zysk netto wzrasta aż o 87%.

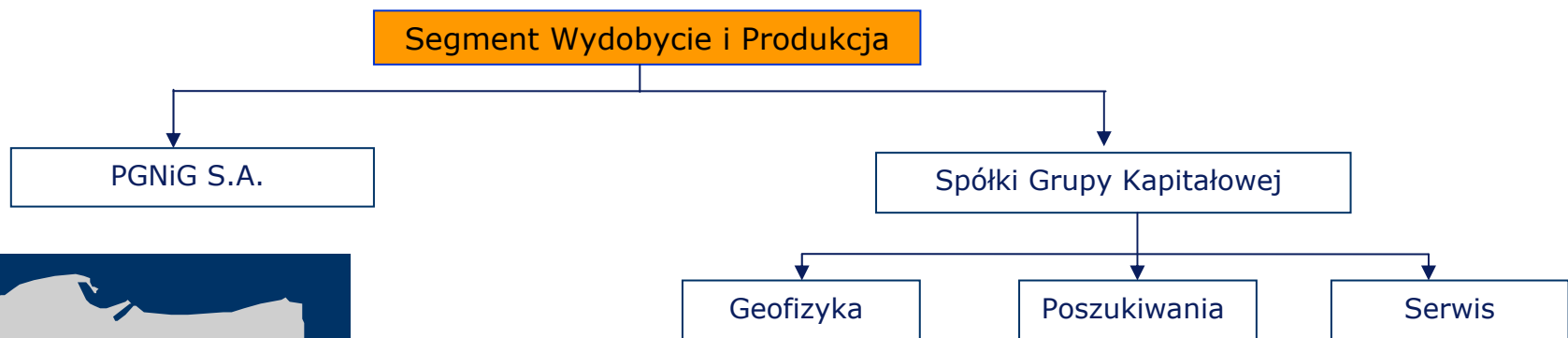
Zmiana struktury wyników

- Na skutek wydzielenia działalności przesyłowej PGNiG przestało wykazywać marżę na tej działalności od II półrocza 2006,
- W chwili obecnej PGNiG kupuje usługę przesyłową w imieniu klientów i jej koszt przenosi na odbiorców gazu w ramach kompleksowej umowy sprzedaży gazu,
- Równocześnie po 3 kwartałach 2006 r. PGNiG uzyskało wpływ 389 mln PLN z tytułu umowy leasingu, w tym:
 - 212 mln raty odsetkowej
 - 176 mln raty kapitałowej
- Wpływ środków z tytułu umowy leasingu jest traktowany jako kompensata za utraconą marżę realizowaną na działalności przesyłowej



* Dane obejmują jednostkowe sprawozdanie finansowe PGNiG S.A., które stanowi podstawę wypłaty dywidendy dla akcjonariuszy

Rozwój segmentu wydobywcie i produkcja



Geofizyka	Poszukiwania	Serwis
Geofizyka Kraków Kapitał zakładowy 34 mln zł	PNiG Jasło Sp. z o.o. Kapitał zakładowy 100 mln zł	PN „Diament” Kapitał zakładowy 62 mln zł
Geofizyka Toruń Kapitał zakładowy 33 mln zł	PNiG Kraków Sp. z o.o. Kapitał zakładowy 99 mln zł	ZRG Krosno Kapitał zakładowy 26,8 mln zł
	PNiG NAFTA Sp. z o.o. Kapitał zakładowy 60 mln zł	

Rozwój segmentu wydobywcie i produkcja

GK PGNiG konsekwentnie rozwija działalność w segmencie wydobywczym poza granicami kraju

- **PGNiG** złożyło oferty na dwa bloki koncesyjne na prace poszukiwawcze w Egipcie w przetargu ogłoszonym przez państwową firmę Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC). Jesteśmy zainteresowani dwoma blokami koncesyjnymi zlokalizowanymi w zachodniej części Pustyni Egipskiej. Decyzję o udziale w przetargu podjęto po dokonaniu szczegółowej analizy dokumentacji dostępnej w „Data Room” w Kairze;
- **PGNiG** zostało też zakwalifikowane do kolejnego etapu w przetargu na obszary koncesyjne w Libii. Delegacja PGNiG odbyła już wizytę w "Data Room" w Trypolisie w celu pozyskania dostępnych informacji geologicznych i geofizycznych. Obecnie przeprowadzona jest szczegółowa analiza dokumentacji i na tej podstawie podjęta zostanie w grudniu 2006 r. decyzja o dalszym udziale w przetargu;
- **Firma Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.**, należąca do Grupy Kapitałowej PGNiG, podpisała kontrakty:
 - ✓ na wiercenia poszukiwawcze za gazem ziemnym ze spółką Tethys OIL AB (prace w Danii na północ od Kopenhagi);
 - ✓ na poszukiwania ropy naftowej z kazachską spółką Ken-Sary LLP Co;
 - ✓ na wykonanie prac wiertniczych i serwisowych z międzynarodowym koncernem SASOL Petroleum Temane Limitada;
- ✓ **Geofizyka Kraków Sp. z o.o.** podpisała kontrakt z norweską firmą Hydro na przeprowadzenie badań sejsmicznych w Libii
- ✓ **Geofizyka Toruń Sp. z o.o.** podpisała kontrakt z Oil India na przeprowadzenie badań sejsmicznych w indyjskim stanie Assam

Inwestycje zwiększające bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego

- PGNiG podpisało umowę z firmą Investgas SA na budowę dwóch nowych kawern w **Kawernowym Podziemnym Magazynie Gazu** (KPMG) w Mogilnie. Po wybudowaniu dwóch kawern pojemność czynna magazynu w Mogilnie wzrośnie o około 100 milionów metrów sześciennych do poziomu około 470-500 milionów metrów sześciennych. Proces wypłukiwania soli oraz pierwszego załaczania gazu jest technicznie złożony oraz długotrwały. Zakończenie prac planowane jest na rok 2012;

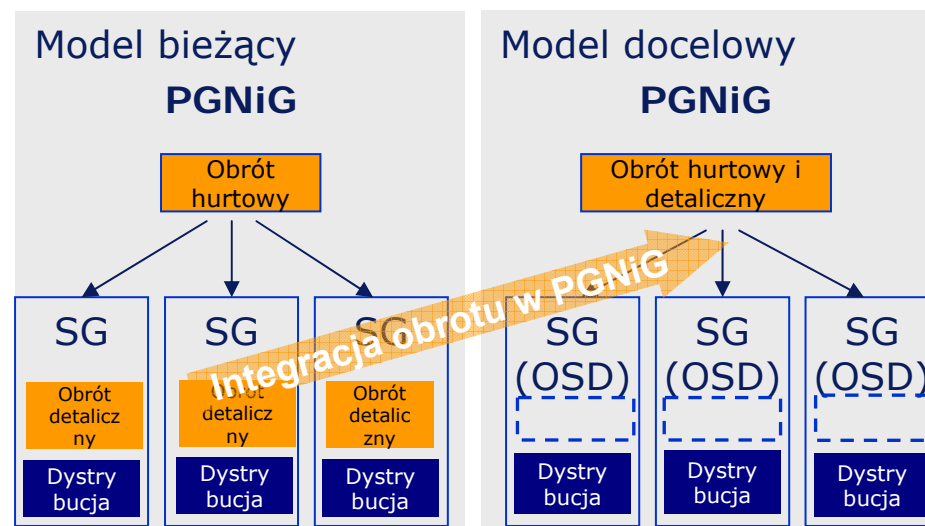


- PGNiG podpisało umowę z PBG SA dotyczącą budowy **Odazotowni Grodzisk**, czyli przemysłowej instalacji służącej do usuwania azotu z gazu ziemnego zaazotowanego. Wybudowanie instalacji umożliwi PGNiG S.A. eksploatację złóż gazu ziemnego zaazotowanego o niskiej kaloryczności, a w szczególności złoża Paproć, Paproć W, Wielichowo, Ruhocice, Brońsko, Lubiatów, Międzychód, Grotów, Sowie Góra i innych. Odazotownia będzie przerabiać do 500 mln m³ gazu zaazotowanego rocznie;

- W 3 kwartale 2006 roku PGNiG podpisało umowę z niemieckim dostawcą gazu VNG – Verbundnetz Gas AG. Dostawy gazu ziemnego do punktu Lasów rozpoczęły się 1 października 2006 r. W ciągu pierwszych dwóch lat dostawy wyniosą do 500 mln m³ rocznie, natomiast w okresie od 1 października 2008 r. do 1 października 2016 r. dostawy gazu będą realizowane w ilości 400 mln m³ rocznie. Gaz ziemny będzie pochodził z portfolio dostawcy, a więc dostawy będą znacznie bezpieczniejsze niż dostawy z jednego źródła;
- Prace nad Studium Wykonalności i Założeń Techniczno-Ekonomicznych importu skroplonego gazu ziemnego (LNG) do Polski przebiegają zgodnie z założonym harmonogramem. Została wykonana duża część prac, czego efektem jest pierwszy raport, który otrzymaliśmy od konsorcjum doradczego. Zakres prac obejmuje przygotowanie analizy zapotrzebowania na gaz, pozyskania i handlu LNG, transportu LNG. Studium wykonalności obejmuje także analizy techniczne, finansowe, organizacyjne oraz dotyczące lokalizacji terminala.

Integracja działalności obrotu w ramach PGNiG

1. **Działalności: obrotu gazem oraz obsługi klientów na terenie całego kraju** zostają „przeniesione” do **PGNiG SA**, który prowadzi działalność obrotu hurtowego i detalicznego (oraz działalność wydobywczą i magazynową).
2. **PGNiG SA obsługuje wszystkich klientów** – zarówno tych obsługiwanych dotychczas przez spółki gazownictwa jak i tych obsługiwanych przez PGNiG S.A.
3. **Spółki gazownictwa (po wydzieleniu z nich obrotu)** pełnią na swoim terenie rolę **Operatorów Systemu Dystrybucyjnego**, pozostając jednocześnie właścicielem majątku sieciowego.



Korzyści przyjętego rozwiązania

- **Jednolite standardy obsługi klientów**, wspólna baza danych, możliwość wprowadzenia certyfikatów jakości na poziomie całego kraju
- **Efekty skali** – niższe koszty stałe dla jednego klienta
- Łatwość w realizacji **jednolitej strategii handlowej i taryfowej**
- **Długoterminowe utrzymanie pozycji konkurencyjnej w działalności obrotu** – skupienie działalności obrotu w jednym, dużym i silnym finansowo podmiocie
- **Duża siła finansowa** – duży podmiot generuje więcej wolnych środków, przez co ma większe możliwości inwestycyjne
- **Przejrzystość regulacyjna** działalności obrotu i dystrybucji
- **Mały zakres przekształceń majątkowych** – stosunkowo mały transfer zasobów ze spółek gazownictwa (majątek i pracownicy)