

Anatomia systemu



Obszar działalności Grupy Kapitałowej PGNiG obejmuje poszukiwania złóż, import gazu ziemnego, wydobycie, magazynowanie paliw gazowych oraz obrót i dystrybucję gazu ziemnego.

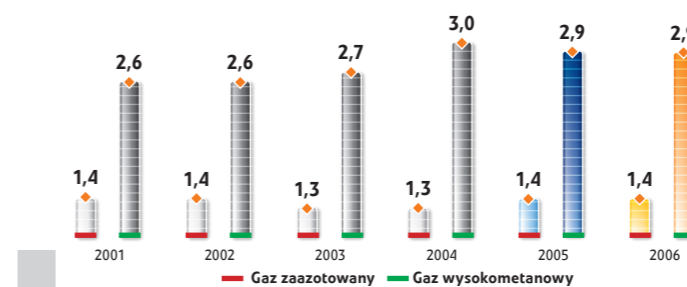


Segment Wydobycie i Produkcja

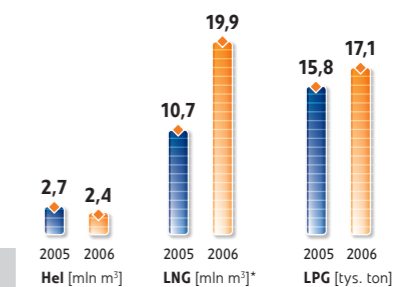
W ramach segmentu **Wydobycie i Produkcja** dokonuje się cały proces wydobycia gazu i ropy naftowej, począwszy od badań geofizycznych, poprzedzających etap poszukiwań, a na eksploatacji złóż i przygotowaniach produktów do sprzedaży skończywszy.



Wydobycie gazu wysokometanowego i zaazotowanego [mld m³]
* dane wraz z produkcją odazotowni Odolanów



Wielkość produkcji helu, LNG i LPG
* w przeliczeniu na wolumen gazu ziemnego wysokometanowego w warunkach normalnych



Produkcja gazu i ropy naftowej

Wydobycie gazu i ropy naftowej jest jednym z kluczowych czynników, zapewniających Grupie Kapitałowej PGNiG konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu. Spółka pozyskuje część sprzedawanego gazu po kosztach niższych niż wynosi zakup gazu z importu. Pozwala to na częściowe uniezależnienie od skutków wzrostu cen gazu importowanego, wynikającego ze wzrostu cen produktów ropopochodnych, w stosunku do których indeksowana jest cena gazu. W ciągu ostatnich jedenastu lat krajowe wydobycie gazu przez spółkę wzrosło z poziomu 3,6 mld m³ w 1996 roku do 4,3 mld m³ w 2006 roku, czyli o 19%.

W roku 2006 PGNiG wydobyciło 4,3 mld m³ gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz

wysokometanowy, co odpowiada poziomowi wydobycia z 2005 roku. W tym też roku spółka wydobyciła 2,9 mld m³ gazu wysokometanowego oraz 1,4 mld m³ gazu zaazotowanego. Wydobycie gazu (w ekwiwalencie gazu wysokometanowego) w Oddziale w Sanoku osiągnęło poziom 1,9 mld m³, natomiast w Oddziale w Zielonej Górze – 2,4 mld m³.

Produkcją oraz wydobyciem gazu ziemnego i ropy naftowej na obszarze całego kraju zajmują się dwa główne oddziały spółki – w Zielonej Górze oraz w Sanoku.

Oddział zielonogórski wydobywa gaz ziemny zaazotowany w 27 kopalniach (17 gazowych, 10 ropo-gazowych), natomiast gaz wysokometanowy wydobywany jest przez Oddział w Sanoku

i pozyskiwany w 47 kopalniach (25 gazowych i 22 ropo-gazowych). Wydobyci gaz zaazotowany podlega dalszemu przetworzeniu na gaz wysokometanowy w odazotowni w Odolanowie. Stosowana jest technologia, w której wykorzystuje się procesy niskotemperaturowe (kriogeniczne). W roku 2006 odazotowano 1,49 mld m³ gazu, dzięki czemu wyprodukowano 0,9 mld m³ gazu wysokometanowego. W wyniku kriogenicznego przetwarzania gazu zaazotowanego spółka uzyskuje takie produkty, jak gaz wysokometanowy, skroplony gaz ziemny LNG, LPG, gazowy i ciekły hel oraz ciekły azot.

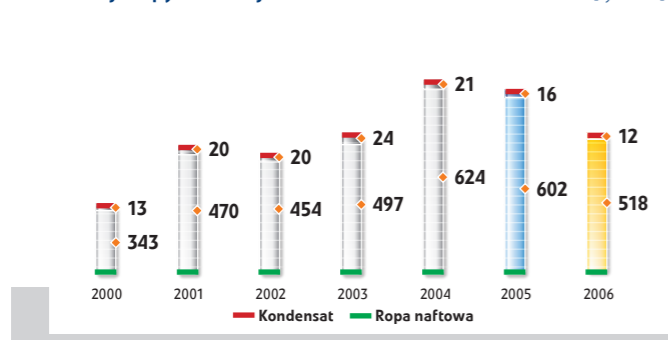
Wydobycie gazu ziemnego

4,3
mld m³

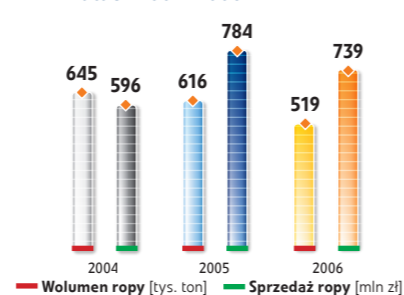
Wydobycie ropy naftowej

530
tys. ton

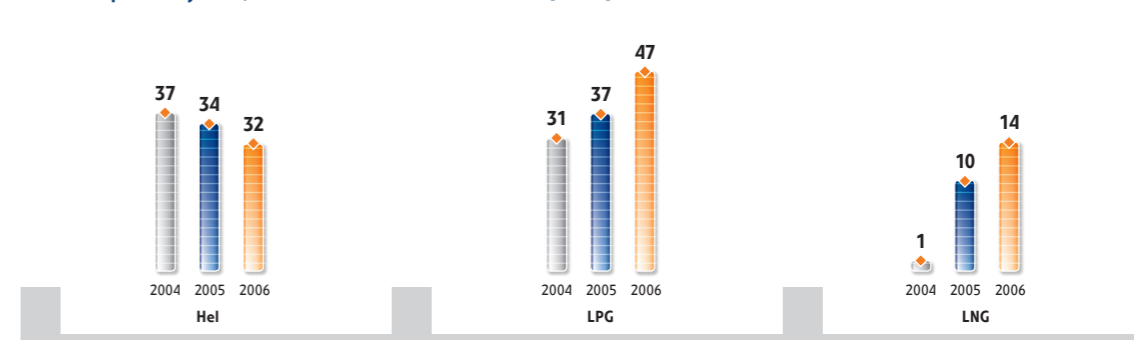
Produkcja ropy naftowej i kondensatu w latach 2000–2006 [tys. ton]



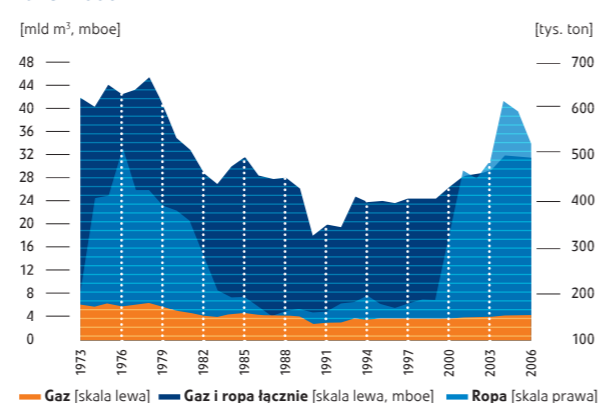
Wielkość sprzedaży ropy naftowej w latach 2004–2006



Wartość sprzedaży helu, LPG i LNG w latach 2004–2006 [mln zł]



Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej na przestrzeni lat 1973–2006



Wydobyciem ropy naftowej zajmuje się Oddział w Zielonej Górze w pięciu kopalniach (w Górze, Grodzisku Wielkopolskim, Gorzowie Wielkopolskim, Karlinie, Ostrowie Wielkopolskim) na terenie pięciu województw. Oddział eksploatuje 25 złóż ropy naftowej, wśród których największe – do tej pory – w Polsce to złożo BMB (Barnówko-Mostno-Buszewo), a także mniejsze, takie jak Kosarzyn, Zielin, Buk. Całkowita produkcja ropy naftowej wraz z kondensatem w 2006 roku wyniosła 530 tys. t (dla porównania w 2005 roku 619 tys. t). Spadek wydobywania był spowodowany naturalnym ograniczeniem dynamiki produkcji w tym okresie, wynikającym z zagospodarowania nowych i eksploatacji obecnych złóż. PGNiG zamierza zwiększyć wydobywanie ropy naftowej do 1,1 mln t rocznie, począwszy od roku 2010.

Nieregulowana sprzedaż ropy naftowej oraz gazu ziemnego

Nieregulowana sprzedaż gazu ziemnego oraz sprzedaż ropy naftowej również realizowane są w ramach segmentu Wydobywanie i Produkcja. Obecnie sprzedaż ropy naftowej przez spółkę prowadzona jest w dwóch głównych kierunkach:

- sprzedaż rurociągową do odbiorców zagranicznych, która realizowana jest na podstawie odnawialnych umów rocznych – około 54% całej sprzedaży ropy,
- sprzedaż transportem kołowym do odbiorców krajowych – około 46%.

Sprzedaż rurociągową (rurociągiem PERN „Przyjaźń”) objęci są główni klienci PGNiG: Shell International Trading and Shipping Company Limited i BP Oil International LTD. Sprzedaż krajową zaś – w przeważającej części podmioty z Grupy PKN ORLEN oraz, w niewielkim zakresie, lokalni, bezpośredni odbiorcy oddziałów wydobywczych.

W roku 2006 przychody spółki ze sprzedaży ropy naftowej, w stosunku do 2005 roku, spadły o 5,7% – do poziomu 739 mln zł – mimo znacznie wyższej niż w 2005 roku średniej ceny sprzedaży ropy naftowej. Mniejsze przychody wynikały głównie ze zmniejszenia wolumenu (do 518 tys. t).

Nieregulowana sprzedaż gazu realizowana jest dzięki dostawom gazu ze złóż PGNiG do klientów. Sprzedaż odbywa się na zasadach wolnorynkowych, a warunki dostawy (w tym cena gazu) negocjowane są indywidualnie z klientem w zależności od charakterystyki każdego projektu. Pozasystemowa sprzedaż gazu nie jest uwzględniana w kalkulacji taryf zatwierdzanych przez URE.

Nieregulowana sprzedaż gazu w roku 2006 osiągnęła poziom 566 mln m³ gazu (w przeliczeniu na gaz wysokome-

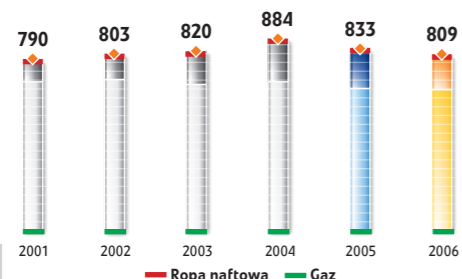
tanowy), o 3,7% więcej niż w 2005 roku. W większości był to gaz azotowany, o jakości lokalnie odbiegającej od standardów systemowych, nabywany przez niewielką liczbę dużych odbiorców (między innymi Elektrociepłownię Zielona Góra, Elektrociepłownię Gorzów Wielkopolski, Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach i Arctic Paper Kostrzyn). Nieregulowana sprzedaż gazu wysokometanowego koncentruje się w rejonie południowo-wschodniej Polski. W większości zakupem gazu zainteresowani są mali lub średni odbiorcy, położeni w bezpośredniej bliskości kopalń, a pozbawieni dostępu do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.

Sprzedaż nieregulowana pozwala na korzystne ekonomicznie zagospodarowanie złóż o jakości gazu odbiegającej od standardów sieciowych oraz na pozyskanie klientów, dla których dostawy systemowe są technicznie lub ekonomicznie niemożliwe.

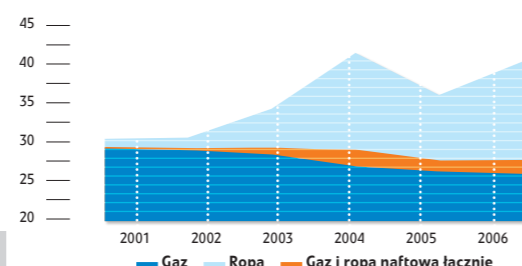
Sprzedaż pozostałych produktów

Poza sprzedaż gazu ziemnego bezpośrednio ze źródeł oraz ropy naftowej PGNiG sprzedaje również inne produkty, takie jak hel, LNG i LPG. Wartość ich sprzedaży stanowi nieznaczny udział w przychodach całej Grupy Kapitałowej PGNiG, niemniej jednak produkty te mają wysoką marżę operacyjną. Przykładowo, marża operacyjna na sprzedaży helu w 2006 roku wyniosła 70%, natomiast w wypadku LNG – 68%.

Wielkość rezerw gazu i ropy naftowej w przeliczeniu na ekwiwalent baryłki ropy w latach 2001–2006 [mln boe]



Wskaźnik wielkości rezerw do produkcji gazu, ropy oraz łącznie gazu i ropy naftowej w latach 2001–2006



Rezerwy

PGNiG na koniec 2006 roku dysponowało rezerwą gazu ziemnego na poziomie 102,5 mld m³ (z tego 98,5 mld przyjęte zostało przez Ministra Środowiska), natomiast rezerwy ropy naftowej wyniosły 21,4 mln t (całość przyjęta przez Ministra Środowiska). Łączna wielkość zasobów PGNiG, w przeli-

czeniu na ekwiwalent baryłki ropy (boe), wyniosła – na koniec 2006 roku – 809 mln boe.

Wysoki poziom rezerw PGNiG umożliwił spółce osiągnięcie wysokiego wskaźnika rezerwy/produkcja. W roku 2006 kształtował się on na poziomie 26,2, co oznacza,

że przy obecnym poziomie produkcji ropy naftowej oraz gazu ziemnego (nie uwzględniając nowo odkrytych zasobów) rezerwy wystarczą na najbliższe 26 lat. Wskaźnik ten dla gazu ziemnego w latach 2000–2006 nieznacznie zmalał – z 27,7 do 24,1, natomiast dla ropy naftowej wzrósł o 38% – do poziomu 40,5.

Gaz ziemny
wskaźnik rezerwy/produkcja
24,1

Ropa naftowa
wskaźnik rezerwy/produkcja
40,5

W związku z planowanym zwiększeniem wydobycia gazu ziemnego oraz ropy naftowej PGNiG rozpoczęło wiele projektów inwestycyjnych. W roku 2006 między innymi były realizowane następujące projekty:

Inwestycje – zagospodarowanie złóż

Projekt: Stobierna, Terliczka, Jasionka, Trzebowisko

Celem zagospodarowania złóż gazu ziemnego: Stobierna, Terliczka, Jasionka, Trzebowisko jest zwiększenie wydobycia gazu wysokometanowego. Przewiduje się zakończenie projektu w 2008 roku; łączna wartość zadań inwestycyjnych, zrealizowanych w jego ramach, wyniesie 69,8 mln zł.

Projekt: Żółnia, Biszczka, Księżpol

Celem zagospodarowania złóż: Żółnia, Biszczka, Księżpol jest zwiększenie wydobycia gazu wysokometanowego. Zakończenie projektu jest przewidywane na 2008 rok; łączna wartość nakładów inwestycyjnych – 76,3 mln zł.

W roku 2006 zakończono zagospodarowanie i oddano do eksploatacji złożo Biszczka-Księżpol. Nakłady inwestycyjne wyniosły 24,3 mln zł; wydobycie gazu wysokometanowego z tego złoża osiągnęło poziom 17,3 mln m³.

Projekt: Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG)

Celem projektu jest zagospodarowanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów-Międzychód-Grotów oraz umożliwienie transportu, magazynowania i sprzedaży ropy naftowej, gazu ziemnego, siarki i gazu płynnego (LPG) z Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego LMG. Łączna wartość projektu wynosi około 681,5 mln zł; przewiduje się zakończenie całego projektu na koniec 2009 roku. 14 listopada 2006 roku PGNiG ogłosiło przetarg na generalnego realizatora inwestycji Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Lubiatów-Międzychód-Grotów (KRNiGZ LMG); obecnie trwa postępowanie przetargowe.

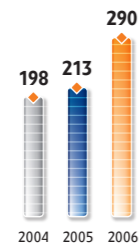
Projekt LMG jest kluczowy dla realizacji docelowej produkcji ropy naftowej, od 2010 roku, na poziomie 1,1 mln t. Zasoby złoża Lubiatów-Międzychód-Grotów szacowane są na 7,2 mln t ropy naftowej i 5 mln m³ gazu ziemnego.

Projekt: Grodzisk Wielkopolski

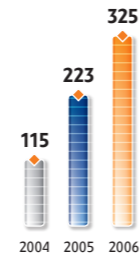
Celem projektu jest sprzedaż gazu ze złóż zaazotowanych po uprzednim przetworzeniu go na jednorodny skład – do parametrów gazu wysokometanowego. Budowa odazotowni w okolicach Grodziska Wielkopolskiego pozwoli na zwiększenie wydobycia gazu zaazotowanego z istniejących kopalń i ze złóż planowanych do zagospodarowania oraz umożliwi równomierną eksploatację złóż tego gazu w okresach letnim i zimowym. Projekt obejmuje zagospodarowanie złóż gazu ziemnego Wielichowo, Ruchoćce, Jabłonna, Paproć-W oraz modernizację KGZ Paproć, wybudowanie gazociągu Przyłęk-KGZ Paproć i budowę odazotowni. Szacowana wartość całego projektu wynosi około 330 mln zł; przewidywana data ukończenia projektu to 2010 rok.

27 września 2006 roku PGNiG podpisało umowę z PBG S.A., dotyczącą budowy Odazotowni Grodzisk, czyli przemysłowej instalacji, służącej do usuwania azotu z gazu ziemnego zaazotowanego. Wydajność nowej odazotowni łącznie będzie wynosić około 35 tys. m³/h. Wartość kontraktu to około 120 mln zł.

Przychody Grupy Kapitałowej PGNiG ze świadczonych usług poszukiwawczych w latach 2004–2006 [mln zł]



Przychody Grupy Kapitałowej PGNiG ze świadczonych usług geofizycznych i geologicznych w latach 2004–2006 [mln zł]



Prace poszukiwawcze i geofizyczne w Polsce i za granicą

Grupa Kapitałowa PGNiG prowadzi prace poszukiwawcze w Polsce i za granicą. Polegają one głównie na poszukiwaniu i udostępnianiu struktur geologicznych, zawierających złoża węglowodorów w postaci gazu ziemnego i ropy naftowej. Na poszukiwanie i rozpoznanie złóż składają się: opracowanie danych historycznych, analizy geologiczne oraz badania geofizyczne i wiertnicze. Prace te są wykonywane przez PGNiG i spółki sektora poszukiwań, które należą do Grupy Kapitałowej PGNiG.

Efektom prac prowadzonych w Polsce, w szczególności na terenie Karpat, przedgórze Karpat oraz Niżu Polskiego, był przyrost wydobywanych zasobów:

- ropy naftowej o 413 tys. t,
- gazu ziemnego o 4,5 mld m³ (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Spółki poszukiwawcze w 2006 roku koncentrowały prace wiertnicze w Polsce oraz za granicą. W sumie dokonały 306,7 tys. m.b. wierceń. W Polsce zostało wywierconych 27 otworów, przy czym w 22 osiągnięto sukces (skuteczność wyniosła 71%). Poszukiwania za granicą dotyczyły przede wszystkim obszaru bloku Kirthar w Pakistanie. PGNiG jest właścicielem 70% udziałów w tym bloku, pozostałe 30% należy do Pakistan Petroleum Ltd.

W roku 2006 spółki poszukiwawcze prowadziły działania w zakresie pozyskania nowych kontraktów zagranicznych. Efektem było między innymi podpisanie memorandum w styczniu 2007 roku z indyjską firmą naftową Gujart State Petroleum Company o możliwości współpracy w zakresie poszukiwania i wydobycia węglowodorów na obszarze Indii, Egiptu, Jemenu i innych krajów Bliskiego i Dalekiego Wschodu. Przygotowywano się także do podpisania umowy warunkowej z Mobil Development Norway A/S oraz ExxonMobil Production Norway Inc. (ExxonMobil) na zakup 15% udziałów w trzech licencjach na złożach Skarv i Snadd, na norweskim szelfie kontynentalnym za cenę 360 mln USD. Umowa w tej sprawie została podpisana 28 lutego 2007 roku.

Nabycie trzech licencji poszukiwawczo-wydobywczych w Norwegii jest pierwszą znaczącą międzynarodową transakcją tego typu, przeprowadzoną przez PGNiG w sektorze wydobywania. Stanowi ona element strategii Grupy Kapitałowej PGNiG, mającej na celu zwiększenie wielkości należących do spółki złóż ropy naftowej i gazu poza granicami Polski, a przez to dywersyfikację źródeł ich dostaw.

Według danych zatwierdzonych przez Norwegian Petroleum Directorate

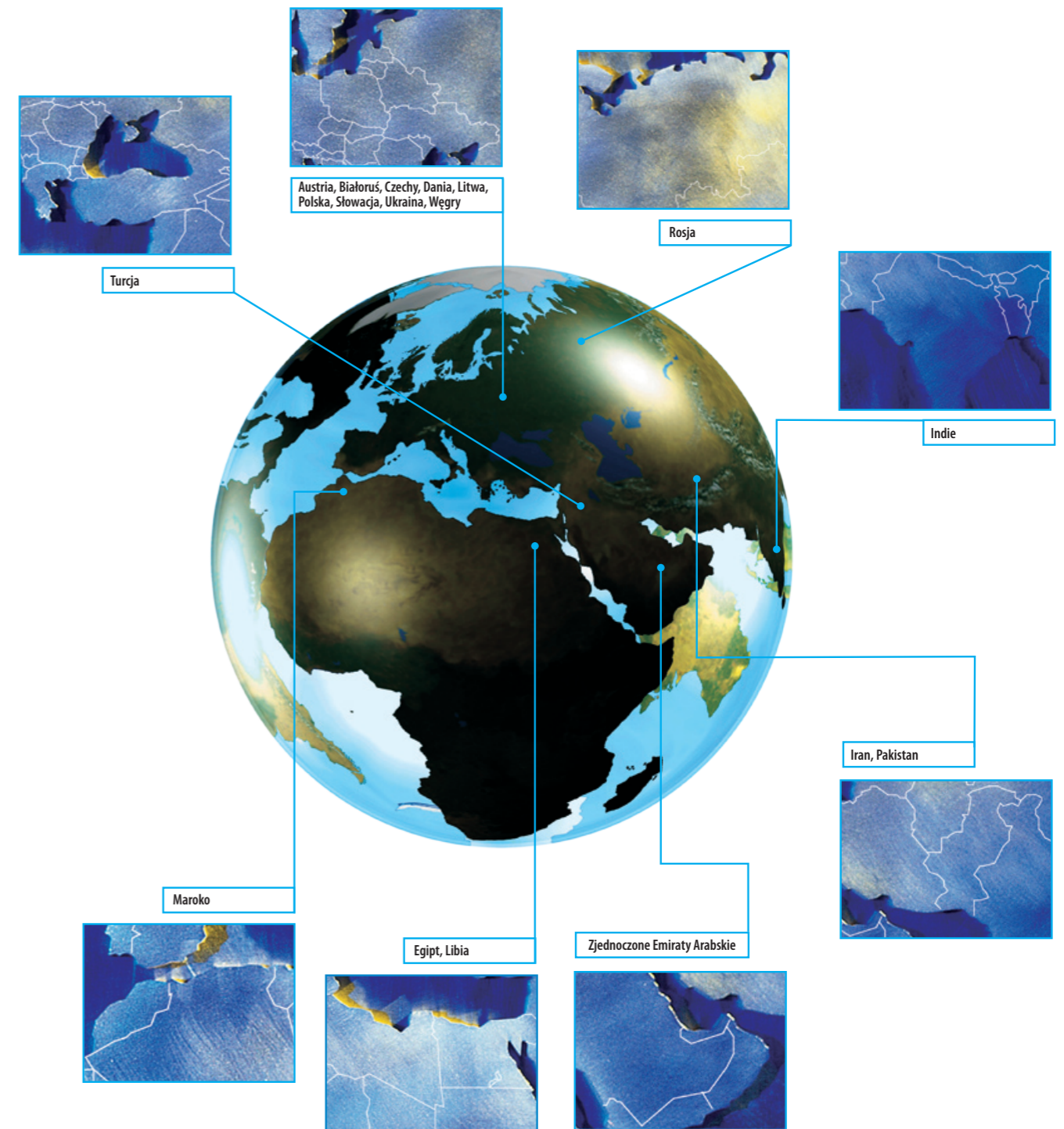
(2006 Fact Book), łączna wielkość zasobów wszystkich złóż, w których PGNiG nabeędzie udziały od ExxonMobil, szacowana jest na około:

- 35,8 mld m³ gazu ziemnego,
- 18,3 mln m³ ropy naftowej i kondensatu (około 15 mln t),
- 5,8 mln ton NGL (*Natural Gas Liquids*).

Bezpośrednim operatorem na tych złożach jest British Petroleum, a pozostałymi partnerami są Shell, Statoil i Norsk Hydro.

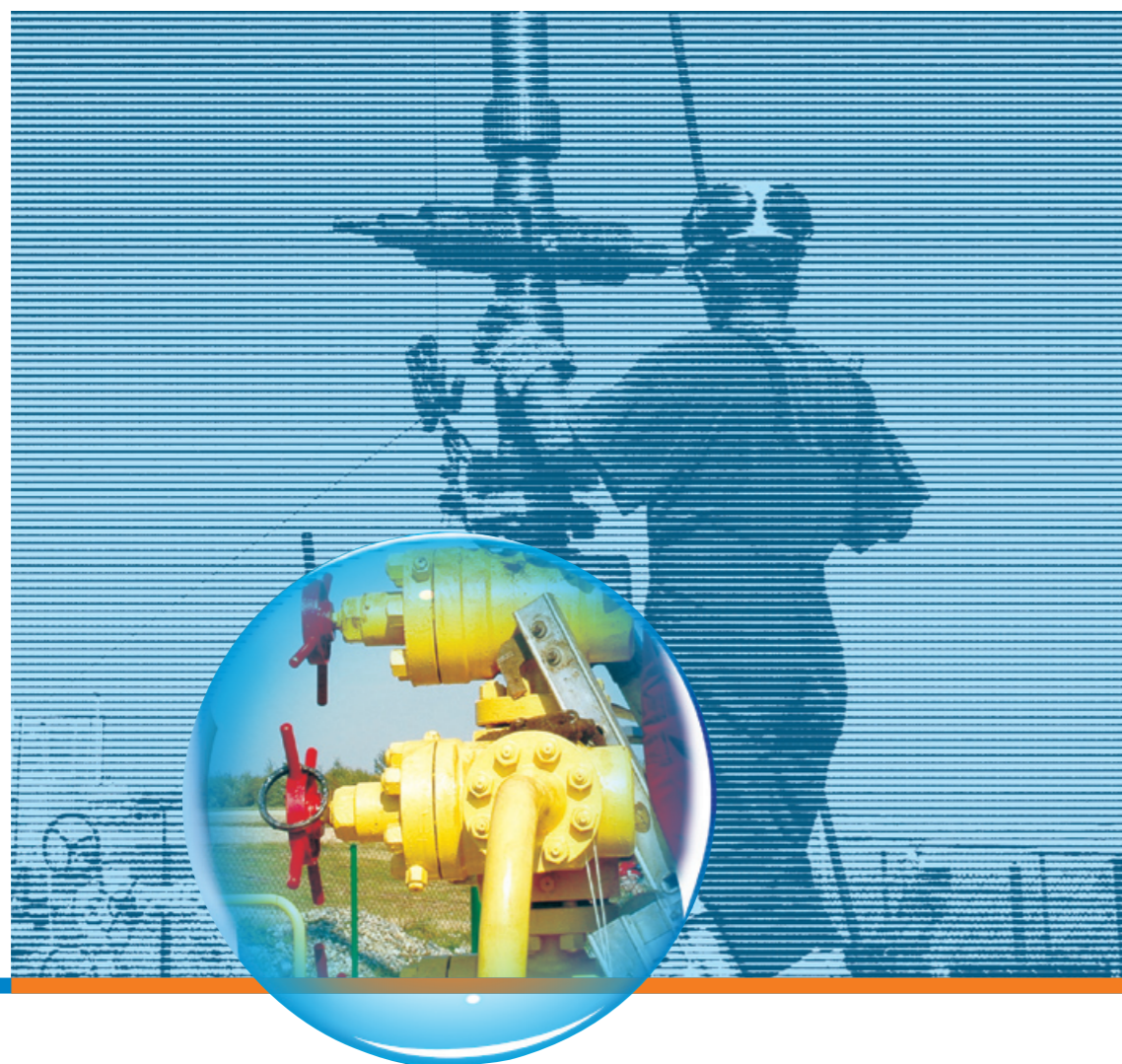
Poza działalnością poszukiwawczą spółki z Grupy Kapitałowej PGNiG prowadzą też działalność geofizyczną. Świadczą one usługi z zakresu akwizycji, przetwarzania oraz interpretacji danych sejsmicznych, a także w zakresie pomiarów geofizycznych. W roku 2006 spółki geofizyczne prowadziły działalność w Polsce (w Karpatach, na przedgórzu Karpat i na Niżu Polskim) i za granicą. Łącznie wykonały około 4,8 tys. km² sejsmiki 2D oraz około 6 tys. km² sejsmiki 3D. Zabiegały również o nowe kontrakty zagraniczne, czego rezultatem było podpisanie przez Geofizykę Kraków Sp. z o.o. umowy z norweską firmą Hydro na przeprowadzenie badań sejsmicznych w Libii. Prace badawcze rozpoczęły się w styczniu 2007 roku.

Obecność spółek Grupy Kapitałowej PGNiG na świecie

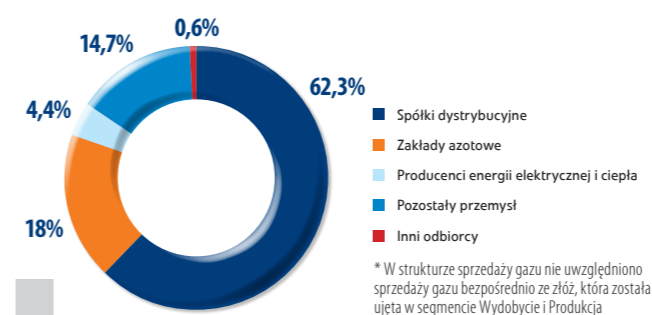


Segment Obrót i Magazynowanie

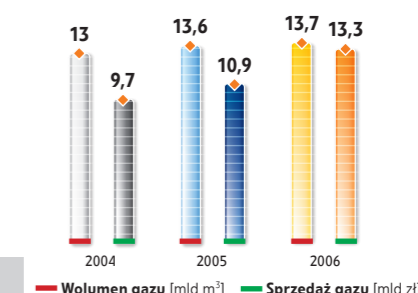
Segment Obrót i Magazynowanie obejmuje import gazu, przychody z tytułu umowy leasingu majątku przesyłowego, taryfową sprzedaż gazu oraz działalność magazynową. W roku 2006 zysk operacyjny w tym segmencie wyniósł 259 mln zł, przy aktywach na poziomie 10,9 mld zł.



Struktura klientów PGNiG w 2006 roku



Wielkość sprzedaży gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy w latach 2004–2006



Sprzedaż gazu

W roku 2006 rentowność operacyjna aktywów segmentu (zysk operacyjny/suma aktywów) wyniosła 2,4% i była znacznie niższa od rentowności w segmencie Wydobycie i Produkcja (rentowność – 12,6%). Wyniki tego segmentu w znacznej mierze są uzależnione od poziomu taryf dla paliw gazowych, zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Głównym odbiorcą gazu są spółki Gazownictwa, które w 2006 roku zakupiły około 8,1 mld m³ gazu w przeliczeniu na gaz wysokometanowy. Drugim największym odbiorcą są zakłady azotowe; ich udział w wolumenie gazu sprzedanego przez PGNiG w 2006 roku wyniósł 18%.

Przychody ze sprzedaży gazu w 2006 roku wyniosły 13,3 mld zł, przy czym gaz wysokometanowy stanowił ponad 91% całkowitych przychodów ze sprzedaży gazu. Wolumen sprzedanego gazu osiągnął poziom 13,7 mld m³ i był nieznacznie wyższy niż w 2005 roku.

Przesył gazu

Sieć przesyłowa gazu w Polsce składa się z dwóch głównych systemów:

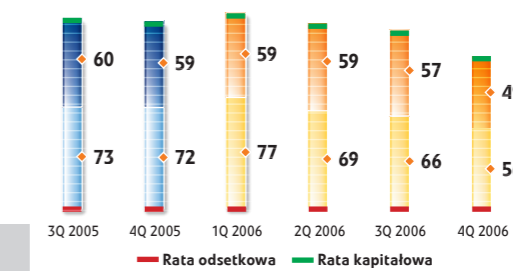
- sieci gazu wysokometanowego,
- sieci gazu zaazotowanego.

System przesyłowy gazu wysokometanowego umożliwia odbiór gazu importowanego, gazu ze złóż zlokalizowanych w południowej Polsce, jak również gazu wysokometanowego uzyskanego z gazu zaazotowanego w Oddziale w Odolanowie, ze złóż na zachodzie Polski. System przesyłowy gazu zaazotowanego obejmuje swym zasięgiem teren zachodniej części Polski i zasilany jest ze złóż krajowych, zlokalizowanych na Niziu Polskim.

PGNiG ma podpisaną z Operatorem Gazociągów Przesyłowych (OGP) GAZ-SYSTEM SA wieloletnią umowę leasingu majątku przesyłowego, który na jej podstawie będzie stopniowo przejmowany na własność przez OGP GAZ-SYSTEM SA. PGNiG zostało jednocześnie zobowiązane do sukcesywnego zbywania

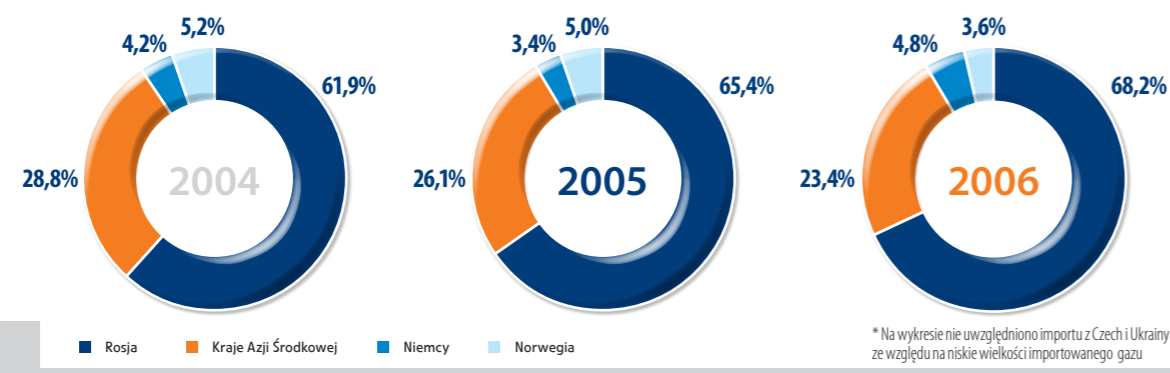
określonych składników systemu przesyłowego na rzecz OGP GAZ-SYSTEM SA. W latach 2005–2006 OGP GAZ-SYSTEM SA pozyskała aktywa przesyłowe o łącznej wartości 1,18 mld zł poprzez wniesienie przez Skarb Państwa wkładu niepieniężnego, przysługującego Skarbowi Państwa tytułem dywidendy niepieniężnej z zysku wypracowanego przez PGNiG. Umowa leasingu została zawarta do 2022 roku; jest oprocentowana na podstawie stawki 3M WIBOR, powiększonej o marżę. Wpływy z tytułu umowy leasingu w 2006 roku wyniosły 494 mln zł, w tym rata kapitałowa – 225 mln zł, a rata odsetkowa – 269 mln zł. Na 31 grudnia 2006 roku wartość majątku przesyłowego, objętego umową leasingu i pozostająca własnością PGNiG, wynosiła 3,3 mld zł.

Raty odsetkowa oraz kapitałowa z tytułu umowy leasingu w rozbiciu kwartalnym [mln zł]



Polska w tranzycie gazu z Rosji na rynki europejskie jest ważnym obszarem. Gazociąg Jamał-Europa Zachodnia, którego polski odcinek jest własnością Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT) EuRoPol GAZ SA, w którym PGNiG ma 48% udział, jest wykorzystywany do dostarczania gazu do Niemiec i innych krajów Europy Zachodniej. PGNiG odbiera gaz z gazociągu jamalskiego w dwóch punktach zdawczo-odbiorczych na terenie Polski – we Włocławku oraz w Łwówku Wielkopolskim.

Źródła zaopatrzenia w gaz w latach 2004–2006



Import

PGNiG jest największym polskim importerem gazu z Rosji, w ramach długoterminowego kontraktu importowego, oraz z krajów Azji Środkowej (Kazachstan, Uzbekistan, Turkmenistan), Norwegii i Niemiec, w ramach kontraktów średnioterminowych. W roku 2006 import gazu wyniósł 10 mld m³ i pochodził głównie z Rosji.

W roku 2006 PGNiG importowało gaz na podstawie następujących kontraktów:

- wieloletniego kontraktu na dostawę gazu rosyjskiego z 25 września 1996 roku z OOO Gazexport (od 1 listopada 2006 roku nastąpiła zmiana nazwy na OOO „Gazprom Eksport”), obowiązującego do 2022 roku (17 listopada 2006 roku został podpisany Aneks nr 26 do kontraktu na dostawę gazu rosyjskiego, na mocy którego zmieniona została formuła ustalania ceny zakupu),
- umowy na import gazu z 17 sierpnia 2006 roku z VNG Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2016 roku,
- umowy sprzedaży gazu z 15 września 2004 roku z VNG Verbundnetz GAS AG/ E.ON Ruhrgas AG, obowiązującej do 30 września 2008 roku,
- umowy na import gazu norweskiego z 5 maja 1999 roku ze Statoil ASA, Norsk Hydro Produksjon AS oraz Total E&P Norge AS, obowiązującej do 30 września 2006 roku,
- umowy na import gazu środkowoazjatyckiego z 10 sierpnia 2005 roku z RosUkrEnerg AG, obowiązującej do 31 grudnia 2006 roku (17 listopada 2006 roku została podpisana umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG i RosUkrEnerg AG; umowa obowiązuje do 1 stycznia 2010 roku z możliwością przedłużenia okresu dostaw, po upływie tego okresu, na dwa kolejne lata).

Import
w 2005 roku

9,7
mld m³

Import
w 2006 roku

10,0
mld m³



Skroplony gaz ziemny (LNG)

W ostatnich latach w Europie i na świecie wzrasta znaczenie skroplonego gazu ziemnego (LNG). Import LNG do Polski jest jednym z wariantów zróżnicowania źródeł dostaw gazu oraz metodą na pokrycie zwiększonego zapotrzebowania. Konieczne w związku z tym jest zbudowanie terminalu LNG oraz odpowiedniej infrastruktury technicznej, w tym magazynowej i sieciowej, umożliwiającej import gazu w postaci skroplonej drogą morską.

W roku 2006 roku PGNiG przeprowadziło studium wykonalności oraz założeń techniczno-ekonomicznych w zakresie importu skroplonego gazu ziemnego LNG do Polski. Jednym z istotnych jego elementów było sprawdzenie opłacalności budowy terminalu LNG na polskim Wybrzeżu, który przyjąłby pierwsze dostawy LNG w 2011 roku. W grudniu 2006 roku PGNiG podjęło decyzję o lokalizacji terminalu regazyfikacyjnego w Świnoujściu.

Początkowa zdolność przeładunkowa terminalu będzie wynosić 2,5 mld m³ gazu rocznie, docelowo zaś będzie mogła być zwiększona do 5, a nawet 7,5 mld m³. LNG będzie transportowane metanowcami o pojemności około 140 tys. m³ skroplonego gazu (czyli około 84 mln m³ gazu ziemnego).

Budowa terminalu LNG na Wybrzeżu to jedna ze strategicznych inwestycji PGNiG. Umożliwi ona dostawy gazu ziemnego do Polski z różnych źródeł, a przez to podniesie bezpieczeństwo zaopatrzenia w gaz klientów Grupy Kapitałowej PGNiG.

PGNiG realizuje projekt budowy terminalu LNG w Świnoujściu zgodnie z przyjętym harmonogramem. Obecnie trwa faza projektowo-wdrożeniowa. Równolegle spółka prowadzi rozmowy z potencjalnymi dostawcami skroplonego gazu ziemnego do Polski. Część in-

westycyjna będzie realizowana od 2008 roku. Zakończenie budowy zaplanowane jest na koniec 2010 roku.

W roku 2006 została powołana spółka Polskie LNG Sp. z o.o. (PLNG) ze 100-procentowym udziałem PGNiG. PLNG będzie odpowiedzialne za budowę i eksploatację terminalu. W pierwszym etapie do zadań spółki będzie należało między innymi uzyskanie zgód i pozwoleń administracyjnych, umożliwiających budowę terminalu LNG, oraz wykonanie dokumentacji techniczno-ekonomicznej FEED (*Front Engineering Ending Design*). Następnie spółka dokona wyboru generalnego wykonawcy inwestycji, któremu zostanie zlecona budowa terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego.

Magazyny PGNiG oraz ich docelowa pojemność

Nazwa magazynu	Rodzaj inwestycji	Pojemność czynna [mld m ³]	Pojemność docelowa [mld m ³]	Planowane ukończenie
Wierzchowice	rozbudowa	0,50	1,20	2011
Husów		0,40	0,40	–
Mogilno	rozbudowa	0,37	0,44	2012
Strachocina	rozbudowa	0,15	0,30	2009
Swarzów		0,09	0,09	–
Brzeźnica		0,07	0,07	–
Bonikowo	budowa		0,20	2009
Kosakowo	budowa		0,045	2012
Daszewo	budowa		0,03	2009
Razem		1,58	2,8	

Magazynowanie

Magazynowanie gazu zapewnia odbiorcom jego dostawę, przede wszystkim służy do równoważenia systemu gazowego i zapewnienia bezpieczeństwa dostaw w okresach szczytowego zapotrzebowania. Magazyny przejmują nadwyżki gazu z systemu w okresie letnim i uzupełniają system w gaz w okresie zimowym. Obecnie spółka ma siedem, a eksploatuje sześć magazynów gazu o łącznej pojemności czynnej 1,6 mld m³, co odpowiada 13,4% rocznego zużycia gazu przez klientów PGNiG. W przeliczeniu dobowym oznacza to zapewnienie średniego zużycia gazu przez 49 dni.

Rozwój i powiększanie pojemności magazynowej jest kluczowym elementem działalności Grupy Kapitałowej PGNiG. Z jednej strony pozwala na zwiększe-

nie poziomu bezpieczeństwa dostaw, z drugiej umożliwi utrzymać konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu. Do roku 2012 spółka planuje zwiększenie posiadanych pojemności magazynowych o 1,2 mld m³, czyli do pojemności 2,8 mld m³. Jednym z elementów realizacji tego zamierzenia jest zwiększenie pojemności jedyne w Polsce magazynu gazu, znajdującego się w kavernach solnych w Mogilnie. W złożu soli kamiennej „Mogilno II”, w obrębie już istniejącego magazynu, utworzone zostaną poprzez ługowanie (wypłukiwanie soli) dwie nowe komory, w których będzie magazynowany gaz. Procesy wypłukiwania soli oraz pierwszego zatłaczania gazu są technicznie złożone oraz długotrwałe. Po wybudowaniu dwóch kavern pojemność czynna magazynu

w Mogilnie wzrośnie w przybliżeniu o 100 mln m³ (w warunkach normalnych). Zakończenie prac planowane jest na 2012 rok. 17 października 2006 roku PGNiG podpisało umowę z firmą Investgas SA na budowę dwóch nowych kavern w Kawernowym Podziemnym Magazynie Gazu (KPMG) w Mogilnie.

Magazyny, którymi obecnie dysponuje PGNiG, są przeznaczone do składowania gazu wysokometanowego. W planach spółki ma budowę dwóch podziemnych magazynów gazu zaazotowanego, w Daszewie oraz w Bonikowie. Dzięki temu będzie możliwa optymalizacja dostaw gazu ziemnego w podsystemie gazu zaazotowanego oraz pokrycie zwiększonego zapotrzebowania na gaz zaazotowany w tych regionach.

Istniejące i planowane magazyny PGNiG



- Istniejące magazyny
- Magazyny w rozbudowie
- Magazyny w budowie

Pojemność czynna
1,58
mld m³

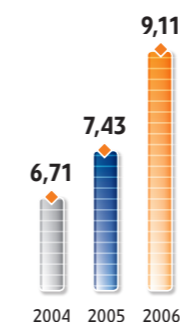
Pojemność docelowa
2,80
mld m³

Segment Dystrybucja

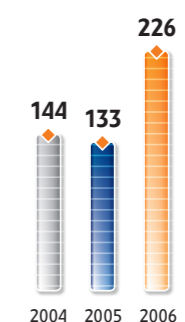
Spółki Gazownictwa prowadzą działalność w zakresie obrotu gazem i obsługi handlowej małych i średnich odbiorców oraz eksploatacji, remontów i rozbudowy sieci dystrybucyjnej. Sieci dystrybucyjne (sieć niskiego, średniego, podwyższonego średniego i wysokiego ciśnienia, własna i użytkowana przez spółki) to około 105 tys. km gazociągów. Grupa Kapitałowa PGNiG stale rozwija swoją sieć, aby sprostać rosnącemu zapotrzebowaniu krajowemu na gaz ziemny.



Sprzedaż segmentu Dystrybucja [mld zł]



Zysk operacyjny w segmencie Dystrybucja [mln zł]



Wolumen
sprzedaży gazu
8,10
mld m³

Liczba klientów
6,4
mln

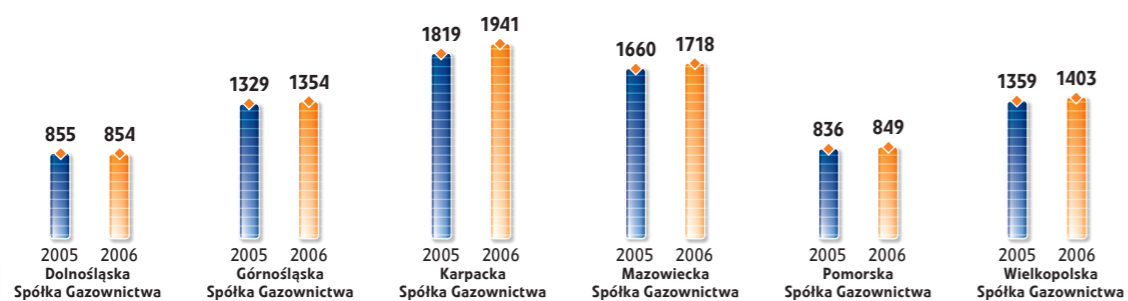
Działalność i funkcjonowanie spółek Gazownictwa są uzależnione od czynników demograficznych (liczba ludności, poziom życia, uprzemysłowienia), stopnia wykorzystywania innych paliw (na przykład węgla), typu sprzedawanego gazu (wysokometanowy lub zaazotowany) i poziomu kosztów poszczególnych spółek.

Na koniec 2006 roku spółki Gazownictwa obsługiwały 6,4 mln klientów. Odbiorcy gazu stanowią trzy kategorie:

- odbiorcy korporacyjni, w tym strategiczni (odbiór gazu powyżej 15 mln m³/rok) i odbiorcy kluczowi (odbiór gazu w przedziale 2–15 mln m³/rok).
- odbiorcy indywidualni (sprzedaż poniżej 3 mln m³/rok),
- odbiorcy biznesowi (sprzedaż do 2 mln m³/rok).

Spółki Gazownictwa są głównym odbiorcą gazu sprzedawanego przez PGNiG, który następnie dystrybuowany jest do klientów końcowych – biznesowych i indywidualnych. W roku 2006 wolumen sprzedaży gazu do spółek dystrybucyjnych wyniósł 8,1 mld m³, co stanowi wzrost o 3,3% w porównaniu z 2005 rokiem.

Sprzedż gazu do spółek Gazownictwa w latach 2005–2006 [mln m³]



Zasięg geograficzny działania spółek Gazownictwa i liczba klientów (według stanu na 31 grudnia 2006 roku)



Rozdzielenie działalności dystrybucyjnej od działalności handlowej

W roku 2006 PGNiG i spółki Gazownictwa prowadziły prace nad dostosowaniem struktur organizacyjnych do wymogów dyrektywy Unii Europejskiej (2003/55/EC), która nałożyła obowiązek prawnego rozdzielenia dystrybucji gazu od działalności handlowej oraz wydzielenia operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD) do 1 lipca 2007 roku.

Zarząd PGNiG przyjął model rozdzielenia funkcji obrotu od dystrybucji, zakładając:

- integrację w ramach PGNiG działalności handlowej hurtowej i detalicznej,
- pozostawienie działalności dystrybucyjnej w gestii – powstałych na bazie spółek Gazownictwa – operatorów systemu dystrybucyjnego. Przekształcenie spółek Gazownictwa w operatorów systemu dystrybucyjnego przeprowadzone zostanie w oparciu o posiadany przez spółki majątek sieciowy, który obecnie stanowi około 95% majątku spółek Gazownictwa.

W ramach realizacji przyjętego przez Zarząd Projektu rozdzielenia działalności handlowej i technicznej dystrybucji gazu w Grupie Kapitałowej PGNiG w 2006 roku ze spółek Gazownictwa zostały wydzielone oddziały obrotu. Ponadto zostały założone spółki obrotu gazem, w których wszystkie udziały zostały objęte przez PGNiG.

Dzięki podwyżkom cenowym oraz nowej metodologii opracowywania taryfy dla dystrybucji, polegającej na uwzględnieniu uzasadnionych kosztów związanych z dystrybucją gazu oraz zwrotu na zaangażowanym kapitale, w 2006 roku zysk operacyjny w segmencie Dystrybucja wyniósł 226 mln zł, co stanowi wzrost o 70% w stosunku do 2005 roku.