

OBWIESZCZENIE MINISTRA GOSPODARKI¹⁾

z dnia 9 maja 2007 r.

w sprawie sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny

Na podstawie art. 15b ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.²⁾) ogłasza się w załączniku do niniejszego obwieszczenia sprawozdanie z wyników nadzoru ministra właściwego do

spraw gospodarki nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny za okres od dnia 3 maja 2005 r. do dnia 30 czerwca 2006 r.

Minister Gospodarki: *P. G. Woźniak*

¹⁾ Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej — gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 18 lipca 2006 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 131, poz. 909).

²⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2006 r. Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124 i Nr 52, poz. 343.

Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki
z dnia 9 maja 2007 r. (poz. 384)

SPRAWOZDANIE Z WYNIKÓW NADZORU NAD BEZPIECZEŃSTWEM ZAOPATRZENIA W GAZ ZIEMNY

za okres od dnia 3 maja 2005 r. do dnia 30 czerwca 2006 r.

1. Informacje ogólne

Podstawę prawną do sporządzenia niniejszego sprawozdania stanowi przepis art. 15b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo energetyczne (Dz. U.

z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.), który obliguje Ministra Gospodarki do opracowania w terminie do dnia 30 czerwca każdego roku sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny.

Sprawozdanie obejmuje okres od dnia 3 maja 2005 r., tj. od dnia wejścia w życie ustawy z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy — Prawo energetyczne oraz ustawy — Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 552 oraz z 2006 r. Nr 158, poz. 1123), do dnia 30 czerwca 2006 r.

Wyżej wymieniona zmiana ustawy — Prawo energetyczne dopełniła proces implementacji do prawa polskiego postanowień dyrektywy 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE.

Przedmiotem niniejszego sprawozdania są zagadnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2007 r. Nr 65, poz. 437), w tym bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski, nadzór nad którymi powierzono ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, zgodnie z przepisami ustawy — Prawo energetyczne.

Bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego jest uzależnione od wielu czynników. Wśród najistotniejszych należy wskazać:

- potencjalną moc i stopień dostępności źródeł gazu ziemnego,
- stan techniczny i formy własności infrastruktury transportu gazu ziemnego,
- poziom dywersyfikacji dostaw, w tym wykorzystanie krajowych i zagranicznych źródeł zaopatrzenia w gaz ziemny,
- warunki kontraktowe dostaw gazu ziemnego,
- warunki wewnętrznej i międzynarodowej stabilności.

Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego jest priorytetowym celem Rządu polskiego. Dotyczy to w szczególności utrzymywania stabilnych i nieprzerwanych dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego, co wiąże się z koniecznością dywersyfikacji kierunków, źródeł i sposobów dostaw oraz rozbudową infrastruktury przesyłowej, dystrybucyjnej i magazynowej, a także zwiększenia krajowego wydobycia gazu ziemnego.

Polski rynek gazu ziemnego należy postrzegać poprzez dostawy tego gazu jako nośnika energetycznego oraz jako surowca wykorzystywanego w celach nieenergetycznych.

Działania Rządu RP

W dniu 7 grudnia 2005 r. powołano Pełnomocnika Rządu do Spraw Dywersyfikacji Dostaw Nośników Energii do Rzeczypospolitej Polskiej, na mocy rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 29 listopada 2005 r. w sprawie Pełnomocnika Rządu do Spraw Dywersyfi-

kacji Dostaw Nośników Energii do Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. Nr 239, poz. 2011), oraz podjęto intensywne prace dla zapewnienia dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego i ropy naftowej.

W dniu 3 stycznia 2006 r. Rada Ministrów podjęła uchwałę nr 3/2006 w sprawie działań mających na celu dywersyfikację dostaw nośników energii, poprzez przygotowanie decyzji inwestycyjnych i handlowych dla dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, w szczególności: budowy terminala LNG na terytorium RP, dostaw gazu ziemnego z innych niż obecnie źródeł, a także zwiększenia wydobycia krajowego gazu ziemnego i pojemności magazynowych.

W dniu 31 maja 2006 r. Rada Ministrów podjęła uchwałę nr 77/2006 w sprawie działań zwiększających bezpieczeństwo energetyczne Rzeczypospolitej Polskiej, w której stwierdzono, iż gazociąg łączący krajowy system przesyłowy ze złożami na Morzu Północnym spełnia założenia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do RP. Uznano za zgodne z polityką rządu podjęcie przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., zwane „PGNiG S.A.”, działań związanych z przystąpieniem do projektu gazociągu Karsto—Oslo i współpracy z firmami uczestniczącymi w projekcie oraz działań związanych z budową terminala LNG na wybrzeżu RP. Rada Ministrów powierzyła Ministrowi Gospodarki monitorowanie działań PGNiG S.A. związanych z budową terminala LNG.

W odniesieniu do „Programu restrukturyzacji i prywatyzacji Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.”, przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 5 października 2004 r., prowadzono prace analityczne i konsultacje międzyresortowe dotyczące jego aktualizacji uwzględniającej kwestie bezpieczeństwa energetycznego kraju, których zakończenie zostało zaplanowane w październiku 2006 r.

W 2006 r. prowadzono prace legislacyjne mające na celu pełne dostosowanie prawa polskiego do wymogów Unii Europejskiej, tj. prace nad ustawą o zmianie ustawy — Prawo energetyczne wdrażającą do polskiego porządku prawnego przepisy dyrektywy Rady 2004/67/WE z dnia 26 kwietnia 2004 r. dotyczącej środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego, oraz uwzględniające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego.

2. Popyt i podaż gazu ziemnego

Dostawy gazu ziemnego do Polski realizowane były głównie na podstawie umów handlowych zawartych przez PGNiG S.A. Dystrybucja gazu ziemnego do odbiorców końcowych prowadzona była przez sześć spółek dystrybucyjnych z Grupy kapitałowej PGNiG S.A., funkcjonujących na rynku od dnia 1 lipca 2004 r., oraz inne przedsiębiorstwa gazownicze, z których sześć obsługiwało więcej niż 100 odbiorców.

Według danych PGNiG S.A. przedsiębiorstwo to w 2005 r. sprzedało odbiorcom hurtowym 7,9 mld m³ paliw gazowych, z czego zaledwie 1,4 % zakupiły podmioty inne niż spółki dystrybucyjne Grupy kapitałowej PGNiG S.A. Sprzedaż tych paliw przez spółki dystrybucyjne do odbiorców hurtowych wyniosła niespełna 19 mln m³, co stanowiło 0,2 % całkowitej ich sprzedaży.

Oprócz sprzedaży gazu ziemnego spółkom dystrybucyjnym, będącym pośrednikiem w obrocie gazem ziemnym, PGNiG S.A. prowadzi także sprzedaż gazu ziemnego odbiorcom końcowym. 41,8 % gazu sprze-

dawanego na polskim rynku trafia do odbiorców bezpośrednio z krajowego systemu przesyłowego lub ze źróź, z czego blisko 99 % do odbiorców przemysłowych.

Ponadto PGNiG S.A. sprzedaje Operatorowi Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. gaz ziemny na potrzeby własne tego operatora i potrzeby bilansowania systemu. Pozostały gaz ziemny jest sprzedawany z systemu dystrybucyjnego przez spółki dystrybucyjne zależne od PGNiG S.A. Sprzedaż gazu ziemnego odbiorcom w gospodarstwach domowych odbywa się w całości z systemu dystrybucyjnego.

Sprzedaż paliw gazowych dla odbiorców hurtowych w 2005 r.

[mln m ³]		Kupujący		Razem
		spółki dystrybucyjne	inni odbiorcy hurtowi	
Sprzedawca	PGNiG S.A.	7 862,3	112,7	7 975,0
	Spółki dystrybucyjne	17,5	1,2	18,7
Razem		7 879,8	113,9	7 993,7

Źródło: Na podstawie danych z PGNiG S.A. oraz spółek gazownictwa.

Struktura sprzedaży gazu ziemnego Grupy kapitałowej PGNiG S.A. na rynku detalicznym w 2005 r.

Wyszczególnienie	Sprzedaż gazu ziemnego Grupy kapitałowej PGNiG S.A.	Sprzedaż gazu ziemnego Grupy kapitałowej PGNiG S.A. — w tym:	
		sprzedaż gazu ziemnego z systemu przesyłowego i bezpośrednio ze źróź	sprzedaż gazu ziemnego spółek gazownictwa
		[mln m ³]	
1	2	3	4
Wielkość sprzedaży	13 350,4	5 584,0	7 766,4
1. Przemysł, w tym:	8 041,3	5 423,6	2 617,7
Zakłady azotowe	2 455,1	2 455,1	0,0
Elektrociepłownie	1 133,7	1 118,6	15,1
Ciepłownie	288,9	23,7	265,2
Inni średni odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m ³ /rok)	1 937,8	480,6	1 457,2
Inni duzi odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m ³ /rok)	1 483,7	1 329,1	154,6
Pozostali	742,1	16,5	725,6

1	2	3	4
2. Handel i usługi:	1 445,0	31,0	1 414,0
Mali odbiorcy (o zużyciu 1 mln m ³ /rok i poniżej)	1 208,5	4,6	1 203,9
Średni odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m ³ /rok)	236,5	26,4	210,1
3. Gospodarstwa domowe	3 734,7	0,0	3 734,7
4. Eksport	41,8	41,8	0,0
5. OGP Gaz-System	87,6	87,6	0,0
Udział w sprzedaży	100	41,8	58,2
1. Przemysł, w tym:	60,2	40,6	19,6
Zakłady azotowe	18,4	18,4	0,0
Elektrociepłownie	8,5	8,4	0,1
Ciepłownie	2,2	0,2	2,0
Inni średni odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m ³ /rok)	14,5	3,6	10,9
Inni duzi odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m ³ /rok)	11,1	10,0	1,1
Pozostali	5,6	0,1	5,5
2. Handel i usługi:	10,8	0,2	10,6
Mali odbiorcy (o zużyciu 1 mln m ³ /rok i poniżej)	9,1	0,0	9,1
Średni odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m ³ /rok)	1,8	0,2	1,6
3. Gospodarstwa domowe	28,0	0,0	28,0
4. Eksport	0,3	0,3	0,0
5. OGP Gaz-System	0,7	0,7	0,0

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki na podstawie danych PGNiG S.A. oraz spółek gazownictwa.

3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w gaz ziemny oraz możliwości dysponowania tymi źródłami

Według danych Ministerstwa Gospodarki dostawy gazu ziemnego na potrzeby krajowe w 2005 r. wyniosły ponad 14,4 mld m³. Dostawy gazu ziemnego z im-

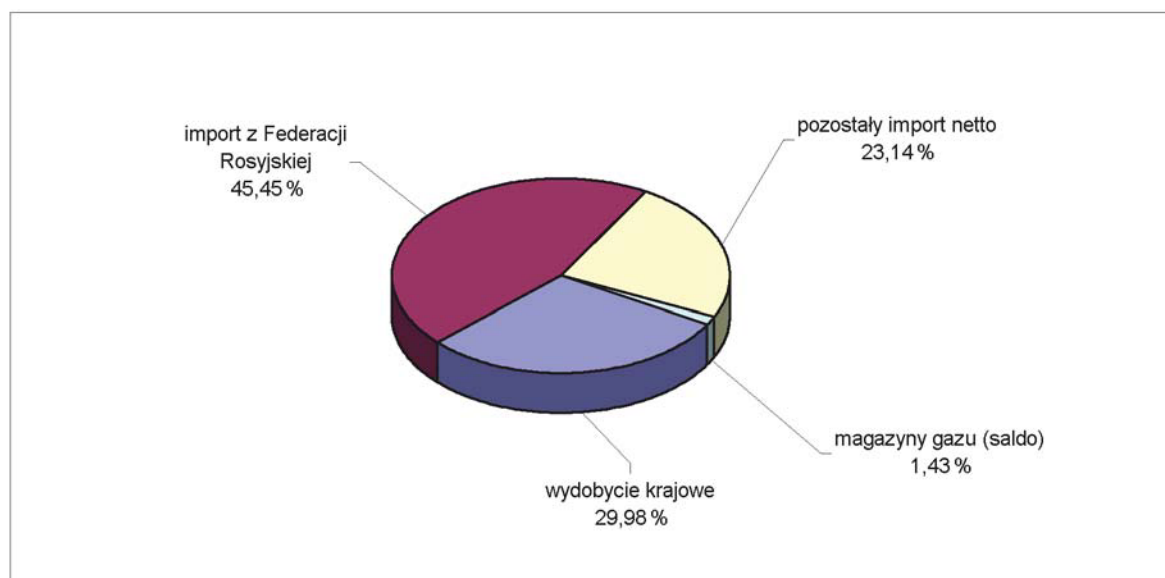
portu, w ilości około 9,9 mld m³, co stanowiło blisko 70 % zużycia, uzupełniane były wydobyciem własnym w ilości ok. 4,3 mld m³, pokrywającym 30 % całkowitego zaopatrzenia kraju w gaz ziemny. Poniższe dane uwzględniają wszystkich dostawców sprowadzających gaz ziemny z zagranicy.

Struktura dostaw gazu ziemnego na polski rynek w 2005 r.

1	Ilość [mld m ³]*	Udział w bilansie	Udział w imporcie
	2		
Razem (1+2+3+4)	14,4013	100,00%	—
1. wydobycie krajowe	4,3182	29,98%	—
2. import razem (2.1+2.2)	9,9189	68,88%	100 00%

1	2	3	4
2.1. import ze wschodu (2.1.1 + 2.1.2 + 2.1.3 + 2.1.4)	9,0797	63,05 %	91,54 %
2.1.1. import z Federacji Rosyjskiej	6,5454	45,45 %	65,99 %
2.1.2. import z Ukrainy	0,0012	0,01 %	0,01 %
2.1.3. import z Uzbekistanu	1,4248	9,89 %	14,36 %
2.1.4. import z Kazachstanu	0,8941	6,21 %	9,01 %
2.1.5. import z Turkmenistanu	0,2142	1,49 %	2,16 %
2.2. import z innych kierunków (2.2.1 + 2.2.2 + 2.2.3)	0,8392	5,83 %	8,46 %
2.2.1. import z Republiki Federalnej Niemiec	0,3538	2,46 %	3,57 %
2.2.2. import z Norwegii	0,4851	3,37 %	4,89 %
2.2.3. import z Republiki Czeskiej	0,0003	0,00 %	0,00 %
3. eksport	-0,0418	0,29 %	—
4. magazyny gazu (saldo)	0,2060	1,43 %	—

* temp. 0 °C, ciśnienie 760 mm Hg



Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki.

Zachodzi potrzeba ujednolicenia jednostek stosowanych w sprawozdawczości przez podmioty sektora gazowego — Agencję Rynku Energii S.A. i Urząd Regulacji Energetyki, z uwagi na obowiązek przedkładania raportów Komisji Europejskiej. Obecnie dane przekazywane Eurostatowi przez Agencję Rynku Energii S.A. realizowane są na stosownych, obowiązujących w statystyce Unii Europejskiej, formularzach. Brak spójności z jednostkami, w jakich prezen-

towane są Ministrowi Gospodarki sprawozdania przedsiębiorstw, uniemożliwia ich porównywanie. Aby jednak możliwe było dokonanie porównań danych z danymi krajów europejskich, wydaje się najkorzystniejsze stosowanie jednostek, w których wartości w mln m³ podane są dla standardowych warunków odniesienia, tzn. w temperaturze 15 °C i ciśnieniu 760 mm Hg. Dane w takiej formie przekazywane są do Międzynarodowej Agencji Energii i Eurostatu.

Import

Dostawy gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej do Polski realizowane są przede wszystkim przez PGNiG S.A. na podstawie „Porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej”, zawartego w dniu 25 sierpnia 1993 r. (z późniejszymi aneksami), oraz długoterminowego kontraktu handlowego, który na podstawie powyższego porozumienia zawarły w dniu 25 września 1996 r. PGNiG S.A. i Gazexport Sp. z o.o. Kontrakt ten obowiązuje do 2022 r.

Dostawy te uzupełniane są na podstawie kontraktów krótko- i średnioterminowych:

- umowy na import gazu norweskiego, zawartej w dniu 5 maja 1999 r. ze Statoil ASA, Norsk Hydro Produksjon AS oraz Total E&P Norge AS, obowiązującej do dnia 30 września 2006 r.,
- umowy na import gazu niemieckiego zawartej w dniu 15 września 2004 r. z VNG Verbundnetz Gas AG/E.ON Ruhrgas AG, obowiązującej do dnia 30 września 2008 r.,
- umowy na import gazu środkowoeuropejskiego w ilości 3,4 mld m³, zawartej w dniu 10 sierpnia 2005 r. z RosUkrEnergo AG, obowiązującej do dnia 31 grudnia 2006 r.

Aktualnie trwają rozmowy dotyczące przedłużenia obowiązywania umów na dostawy (import) gazu ziemnego ze złóż norweskich oraz z Azji Środkowej.

W 2005 r. wykonywanie działalności gospodarczej na podstawie koncesji na obrót gazem ziemnym z za-

granicą rozpoczęły EuRoPol GAZ S.A. (205,1 mln m³ z Federacji Rosyjskiej), importując gaz ziemny na własne potrzeby, oraz Media Odra Warta Sp. z o.o. (23,2 mln m³ z Niemiec).

Elastyczność dostaw oraz warunki kontraktowe stanowią tajemnicę handlową przedsiębiorstw, z tego powodu nie jest możliwe umieszczenie w tym opracowaniu opisu możliwości reagowania na zakłócenie dostaw z wykorzystaniem dostępnych instrumentów kontraktowych.

Krajowe zasoby gazu ziemnego

Obecnie krajowe zasoby wydobywalne gazu ziemnego, pozytywnie ocenione przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjęte bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska, wynoszą w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy około 110 mld m³. Stanowi to około 0,2 % europejskich udokumentowanych złóż gazu, szacowanych na 54 bln m³. Według ocen Instytutu Górnictwa Naftowego i Gazownictwa¹⁾ wielkość zasobów prognostycznych wynosi ponad 1000 mld m³, a realny przyrost zasobów wydobywalnych w najbliższych dwudziestu latach osiągnąć może poziom około 160 mld m³.

Największe złoża gazu ziemnego zlokalizowane są na nizinach północno-zachodniej części kraju na Niżu Polskim oraz na Pogórzu Karpackim. Prawie 70 % złóż gazu ziemnego jest zlokalizowanych na nizinach północno-zachodniej Polski. Złoża gazu na Pogórzu Karpackim zawierają gaz wysokometanowy, podczas gdy złoża na Niżu Polskim zawierają głównie gaz zaazotowany. Zasoby zidentyfikowanych złóż gazu ziemnego dają podstawę do planowania w najbliższych latach wzrostu jego wydobycia, jednak wymagać to będzie znacznych nakładów inwestycyjnych.

Złoża gazu ziemnego eksploatowane przez PGNiG S.A.

Nazwa złoża	Region	Odkrycie (rok)	Pierwotne zasoby wydobywalne [mld m ³]	Zasoby pozostałe do wydobycia [mld m ³]
Brońsko	zachód	1998	14,9	14,3
Kościan S	zachód	1995	10,4	8,9
BMB	zachód	1993	9,9	9,0
Przemyśl	zachód	1958	46,7	7,7
Radlin	zachód	1981	11,1	6,6

Źródło: PGNiG S.A.

Zgodnie z założeniami „Polityki Energetycznej Polski do 2025 r.” pokrycie przyrostów zapotrzebowania na energię pierwotną będzie realizowane między innymi przez wzrost udziału paliw gazowych w bilansie paliwowym kraju. W 2005 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego wyniosło 4,3 mld m³, co stanowi 30 % całkowitego zaopatrzenia kraju w gaz ziemny. Prognoza na lata kolejne wzrostu wydobycia gazu ziemnego

do 5,5 mld m³, w perspektywie do 2008 r., przewiduje utrzymanie udziału gazu ziemnego pochodzenia krajowego w wolumenie całkowitej ilości gazu ziemnego zużywanego w Polsce.

¹⁾ Źródło: Strategia rozwoju górnictwa naftowego PGNiG S.A. do roku 2022 — Warszawa 2003 r.

4. Stan infrastruktury technicznej sektora gazowego (jakość i poziom usług konserwacyjnych i remontowych sieci)

W Polsce istnieją dwa oddzielne systemy dostarczające gaz ziemny:

- system dostarczający gaz ziemny wysokometanowy, będący w ciągłej rozbudowie, oraz
- system dostarczający gaz ziemny zaazotowany, znacząco mniejszy od pierwszego, który podlega stopniowemu zastępowaniu przez gaz ziemny wysokometanowy.

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

Gaz ziemny rozprowadzany jest w Polsce siecią gazową o długości ok. 141 550 km, z czego 18 550 km stanowi sieć przesyłowa, natomiast długość sieci dystrybucyjnej wynosi blisko 123 000 km i jest ona zarządzana przez 6 spółek dystrybucyjnych z Grupy kapitałowej PGNiG S.A. Ponadto około 1400 km sieci dystrybucyjnej należy do G.EN Gaz Energia S.A. oraz około 180 km do Media Odra Warta Sp. z o.o.

Działalność przesyłowa wykonywana jest przez operatora systemu przesyłowego (OSP), którym od dnia 1 lipca 2005 r., na mocy decyzji Prezesa Urzędu

Regulacji Energetyki, jest przedsiębiorstwo OGP Gaz-System Sp. z o.o. działające jako jednoosobowa spółka Skarbu Państwa. W dniu 23 czerwca 2006 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ponownie powierzył OGP Gaz-System pełnienie funkcji operatora na okres jednego roku, ze względu na fakt, że forma prawna spółki nie spełnia wymogu określonego w art. 9k ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo energetyczne. Przepis ten stanowi, że operator działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa.

Konieczność przekształcenia Gaz-Systemu w spółkę akcyjną wynika z ustawy — Prawo energetyczne, która wymaga, aby operator systemu przesyłowego działał w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa.

Decyzja taka może zostać podjęta podczas Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o.

W okresie od dnia 1 lipca 2004 r. do dnia 30 czerwca 2005 r. OGP Gaz-System Sp. z o.o. sprawował nadzór nad eksploatacją systemu przesyłowego na podstawie umowy o zarządzaniu systemem przesyłowym, zawartej z właścicielem sieci — PGNiG S.A. Od dnia 7 lipca 2005 r. Gaz-System Sp. z o.o. dysponuje majątkiem przesyłowym na podstawie Umowy leasingu sieci przesyłowej, zawartej z PGNiG S.A., oraz został wyposażony w składniki majątkowe, w postaci kluczowych elementów systemu, przez Ministra Skarbu Państwa, który przejął je od PGNiG S.A. w formie dywidendy rzeczowej za rok 2004. Analogiczne działania przekazujące kolejne elementy sieci przeprowadzono w roku 2006. Działania te zmierzają do wzmocnienia pozycji operatora poprzez przekazanie OGP Gaz-System Sp. z o.o. własności kluczowych elementów sieci oraz zwiększenie płynności finansowej OGP Gaz-System Sp. z o.o., w związku z obniżeniem raty leasingowej.

Sieć przesyłowa zarządzana przez OGP Gaz-System Sp. z o.o. obejmująca następujące elementy wchodzące w skład krajowego systemu przesyłowego

Elementy systemu przesyłowego	Majątek własny Gaz-System Sp. z o.o.	Majątek leasingowany od PGNiG S.A.	Majątek całkowity
Gazociągi przesyłowe	431 km	14 397 km	14 829 km
Stacje gazowe	17 szt.	1338 szt.	1355 szt.
Tłocznie gazu	7 szt.	9 szt.	16 szt.

Źródło: OGP Gaz-System Sp. z o.o.

Połączenia międzysystemowe polskiego systemu gazowego

Nazwa operatora systemu	Kraj pochodzenia	Miejsce połączenia	Całkowita zdolność przesyłowa [mln m ³ /rok] wg PN	Rezerwacja zdolności przesyłowych na kontrakty długoterminowe [mln m ³ /rok] wg PN	Kierunek dostaw
Naftogaz	Ukraina	Drozdowicze	4 800	4 580	Polska
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	5 000	2 020	Polska
		Tietierowka	100	60	Polska
VNG AG	Niemcy	Lasów	1 000	950	Polska
		Kaminke	90	44	Niemcy
EuRoPol Gaz	Polska	Włocławek	2 800	1 580	Polska
		Lwówek	1 100	1 100	Polska

Źródło: OGP Gaz-System Sp. z o.o.

Schemat krajowego systemu przesyłowego będącego obszarem działań OGP Gaz-System Sp. z o.o.

Źródło: OGP Gaz-System Sp. z o.o.

SGT EuRoPol Gaz S.A.

Przedmiotem działania EuRoPol GAZ S.A. jest budowa i eksploatacja systemu gazociągów tranzytowych Jamał — Europa na terytorium RP.

Polski odcinek systemu gazociągów tranzytowych składa się z:

- stalowego gazociągu o długości 684 km,
- 33 zespołów zaporowo-upustowych,
- pięciu tłoczni gazu z turbinami gazowymi, pomiarowni w Kondratkach i systemowej stacji redukcyjno-pomiarowej we Włocławku,
- systemu łączności służącego do transmisji danych między wszystkimi obiektami gazociągu na terenie Polski oraz ośrodkami dyspozytorskimi,
- systemu sterowania (SCADA) oraz zarządzania przesyłaniem gazu ziemnego, umożliwiającego automatyczną kontrolę i kierowanie procesem transportu tego gazu.

Jako ważną dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego inwestycję infrastrukturalną odnotować należy, oddaną w grudniu 2005 r., piątą tłoczní gazu ziemnego zlokalizowaną w Zambrowie, stanowiącą ostatni element obiektów infrastrukturalnych wchodzących w skład pierwszego odcinka systemu gazociągów tranzytowych. Uruchomienie tłoczni w Zambrowie zakończyło budowę pierwszej nitki gazociągu jamalskiego w Polsce, zwiększając zdolność przesyłową gazociągu do 32 mld m³/rok.

Zasada dostępu strony trzeciej (Third Party Access) do usług przesyłowych

Połączenia międzysystemowe charakteryzował przesył jednokierunkowy — z kierunku wschodniego na zachód. Całość zdolności przesyłowych zarezerwowana była w 2005 r. przez PGNiG S.A. Wielkość przesłanego przez Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. gazu ziemnego wyniosła w 2005 r. 15,4 mld m³.

W 2005 r. do korzystania z zasady TPA było uprawnionych około 58 000 odbiorców, jednakże żaden z nich nie skorzystał z możliwości zmiany sprzedawcy.

Remonty i inwestycje

W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego systemem przesyłowym, realizowane były przez przedsiębiorstwa energetyczne prace remontowe, poprzez prowadzenie planowej polityki remontowej. Prace remontowe prowadzone były między innymi na podstawie oceny stanu technicznego i oceny bezpieczeństwa sieci, z uwzględnieniem następujących kryteriów:

- bezpieczeństwa eksploatacji sieci oraz zapewnienia świadczenia usług przesyłowych, w tym odtworzenia obiektów sieci przesyłowej,
- przebudowy sieci przesyłowej, w szczególności realizacji zadań wynikających z przystosowania systemu przesyłowego do obowiązujących norm, przepisów prawnych i technicznych oraz zadań zmierzających do obniżenia kosztów eksploatacji sieci.

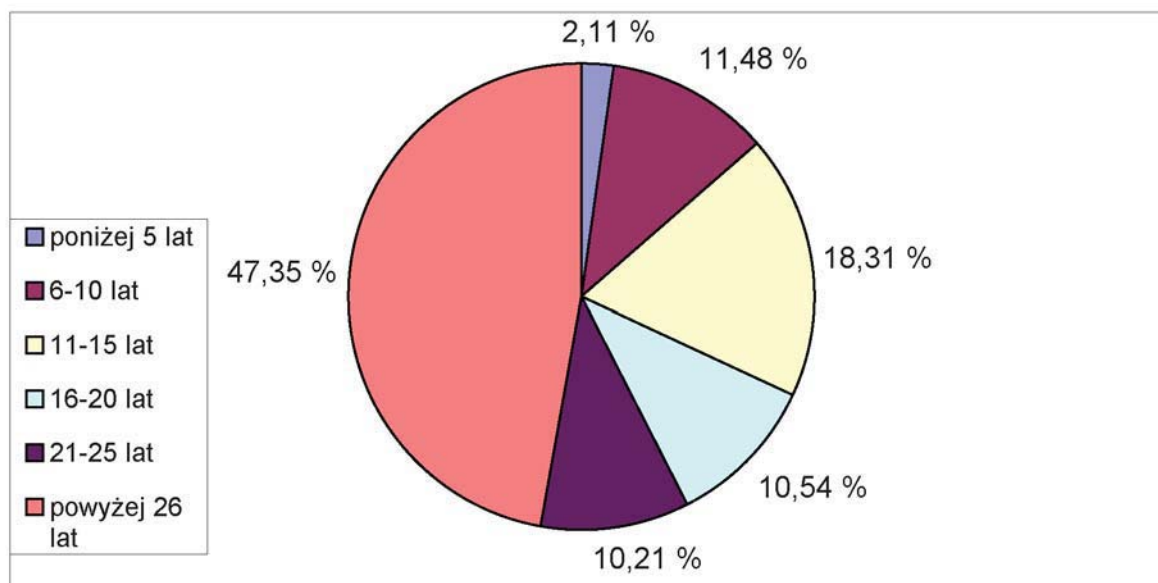
Realizacja prac eksploatacyjnych, wykonywana przez Operatora Systemu Przesyłowego, związanych z utrzymaniem właściwego stanu technicznego odbywała się na podstawie harmonogramów rocznych określających częstotliwości wykonywania poszczególnych czynności eksploatacyjnych i instrukcji wykonywania tych prac.

W roku 2005 prace modernizacyjne sieci przesyłowej prowadzone były zarówno na gazociągach będących majątkiem leasingowym (w oparciu o środki PGNiG S.A.), jak i majątkiem własnym (w oparciu o środki własne) przedsiębiorstwa Gaz-System Sp. z o.o.

Określając stan infrastruktury systemu przesyłowego i prowadzonych prac konserwacyjno-remontowych, należy odnieść się także do struktury wiekowej systemu przesyłowego w podziale na stan majątkowy, przedstawionej w poniższej tabeli.

Gazociągi wysokiego ciśnienia objęte umową leasingową według przedziałów wiekowych

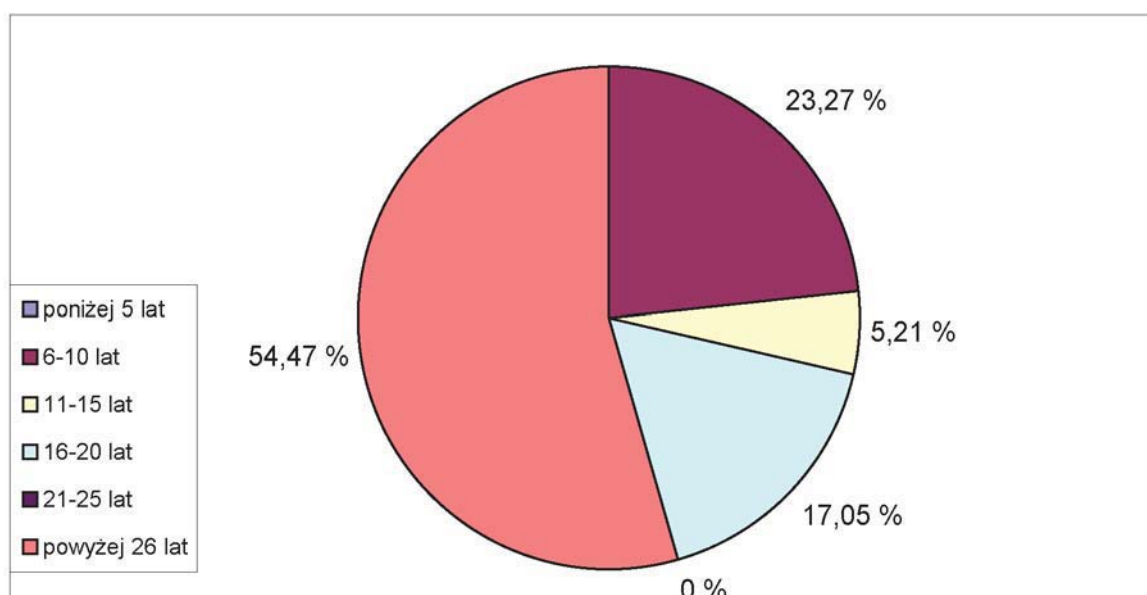
	Poniżej 5 lat	6—10 lat	11—15 lat	16—20 lat	21—25 lat	Powyżej 26 lat
Długość gazociągów w poszczególnej grupie wiekowej [km]	304	1 652	2 636	1 517	1 470	6 816
Udział długości gazociągów w poszczególnej grupie wiekowej do całkowitej ich długości [%]	2,11 %	11,48 %	18,31 %	10,54 %	10,21 %	47,35 %



Źródło: Gaz-System Sp. z o.o. — dane na 31.12.2005 r.

Gazociągi wysokiego ciśnienia według przedziałów wiekowych — stan majątkowy OGP Gaz-System Sp. z o.o.

	6—10 lat	11—15 lat	16—20 lat	21—25 lat	Powyżej 26 lat
Długość gazociągów w poszczególnej grupie wiekowej [km]	100	22	73	—	235
Udział długości gazociągów w poszczególnej grupie wiekowej do całkowitej ich długości [%]	23,27 %	5,21 %	17,05 %	0,00 %	54,47 %



Źródło: Gaz-System Sp. z o.o. — dane na 31.12.2005 r.

W zakresie inwestycji dotyczących sieci przesyłowej prowadzone były działania mające na celu utrzymanie bezpieczeństwa pracy systemu przesyłowego poprzez budowę i przebudowę obiektów sieci przesyłowej. Prowadzone prace ukierunkowane były na:

- budowę nowych gazociągów,
- przebudowę węzłów systemowych,
- przebudowę stacji gazowych.

W 2005 r. w systemie gazu ziemnego wysokometanowego oddano do użytku nowy gazociąg Czechów — Kiełczów DN 500/400 o długości 32,8 km.

PGNiG S.A. zakończyło także budowę transgranicznego gazociągu relacji Ustiuług — Hrubieszów (Ukraina — Polska). Uroczyste połączenie gazociągów pomiędzy Ukrainą i Polską odbyło się dnia 10 września 2005 r. Oprócz gazociągu wysokiego ciśnienia powstała również sieć gazociągów dystrybucyjnych, które pozwolą dostarczyć gaz ziemny do odbiorców z tego regionu.

Kodeks sieci przesyłowej

Istotnym elementem mającym bezpośredni wpływ na stworzenie warunków do rozwoju konkurencji na rynku gazu ziemnego, funkcjonowania sieci przesyłowej i świadczenia usług przesyłania gazu ziemnego jest Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, zwana „Kodeksem Sieci”, stanowiąca swoisty regulamin w zakresie świadczenia i korzystania z usługi przesyłania gazu ziemnego (paliwa gazowego). Do głównych funkcji Kodeksu Sieci należy uszczegółowienie zasad zapewniających bezpieczne i niezawodne dostawy gazu ziemnego (paliwa gazowego) do odbiorców oraz utrzymanie równowagi pomiędzy dostawami i odbiorami paliwa gazowego z systemu przesyłowego. Dotyczy on całej infrastruktury technicznej zarządzanej przez Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. oraz określa zadania podmiotów uczestniczących w procesie przesyłania paliwa gazowego.

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo Energetyczne w art. 9g ust. 7, dodanym ustawą z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy — Prawo Energetyczne oraz ustawy — Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 552 oraz z 2006 r. Nr 158, poz. 1123), nakłada na operatora systemu przesyłowego obowiązek przedłożenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia tę część instrukcji, która dotyczy bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Decyzją z dnia 21 czerwca 2006 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził opracowaną przez OGP Gaz-System Sp. z o.o. Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej na okres 12 miesięcy od dnia jej wejścia w życie.

5. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw

Do dnia 30 czerwca 2005 r. ograniczeniami przesyłowymi zarządzało PGNiG S.A. Zadanie to z dniem

1 lipca 2005 r. zostało przejęte przez Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System Sp. z o.o. Zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi odbywało się na podstawie instrukcji wewnętrznych operatora.

W roku 2005 wielkość szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny wystąpiła na początku lutego, spowodowana warunkami atmosferycznymi — falą silnych mrozów. Zapotrzebowanie na gaz ziemny, łącznie w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³, wyniosło w tym okresie 60,7 mln m³/dobę, w tym dla grupy E (odbiorców przemysłowych) — 56,0 mln m³/dobę.

Dla zrealizowania przesyłu gazu ziemnego na tym poziomie, w niektórych fragmentach systemu wykorzystana została maksymalna lub bliska maksymalnej przepustowość gazociągów. Zaobserwowano również chwilowe ograniczenia przepustowości odcinków gazociągów — tzw. „wąskie gardła”, które powodowały zmniejszenie zdolności przesyłowych lub potrzebę kierowania strumienia gazu ziemnego okężną drogą do punktu wyjścia.

Według informacji OGP Gaz System Sp. z o.o.²⁾ dla poprawy funkcjonowania systemu przesyłowego niezbędne są następujące działania:

- okresowe zwiększenie mocy odbioru gazu ziemnego w punkcie Lwówek do 280 tys. m³/h,
- rozbudowa układu przesyłowego Nowogard — Płoty — Karlino — Koszalin,
- zwiększenie przepustowości na odcinku Kwidzyn — Gdańsk,
- zwiększenie przepustowości w rejonie Częstochowy,
- zwiększenie przepustowości obszaru Załazcze — Ołtaszyn,
- przebudowa tłoczni Jarosław II,
- budowa gazociągu Pogórska Wola — Tworzeń.

Minister Gospodarki wystąpił do operatora o potwierdzenie, że wskazane powyżej „wąskie gardła” systemu zostały umieszczone w planie remontów i inwestycji na najbliższe lata, oraz o informowanie, przed szczytem jesienno-zimowym, o dokonanych zmianach w systemie przesyłowym, ze szczególnym uwzględnieniem wyżej wymienionych odcinków.

W 2005 r. dostępne moce odbioru gazu ziemnego, dostawy ze źródeł krajowych i importu wraz z dodatkowymi dostawami z importu w formule spotowej by-

²⁾ Pismo OGP Gaz-System Sp. z o.o. z dnia 31 marca 2006 r. informacja o realizacji zadań w zakresie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego, znak: OGP/1090/S/760/MG/06.

ty wystarczające i pozwoliły na całkowite pokrycie nierównomierności zapotrzebowania odbiorców i utrzymanie ciągłości dostaw gazu ziemnego.

W związku z „kryzysem ukraińsko-rosyjskim”, w dniach 1 i 2 stycznia 2006 r. nastąpiły ograniczenia w dostawach gazu ziemnego do Polski w punkcie odbioru Drozdowicze, na granicy z Ukrainą, które zostały zrekompensowane dostawami w dniu 3 stycznia 2006 r. Niedobory w dostawach gazu ziemnego z kierunku Ukrainy spowodowały czasowe ograniczenie jego dostaw do Zakładów Azotowych w Puławach.

Kolejne ograniczenia dostaw gazu ziemnego w punkcie odbioru w Drozdowiczach nastąpiły w dniach 20—24 stycznia 2006 r. i spowodowały potrzebę wprowadzenia dalszych ograniczeń w zaopatrzeniu polskich przedsiębiorstw oraz wprowadzenia 10. stopnia zasilania gazem, co stało się w dniu 25 stycznia 2006 r. na mocy rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 24 stycznia 2006 r. w sprawie wprowadzenia na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej ograniczeń w dostarczaniu i poborze paliw gazowych (Dz. U. Nr 12, poz. 70). Zmniejszenie poboru gazu ziemnego dotyczyło największych w kraju odbiorców przemysłowych, tj. Zakładów Azotowych Kędzierzyn, Zakładów Azotowych Puławy, Zakładów Chemicznych Anwil oraz PKN Orlen. Po zwiększeniu dostaw z kierunku ukraińskiego sytuacja uległa unormowaniu, w wyniku czego możliwe stało się wprowadzenie w dniu 30 stycznia 2006 r. pierwszego stopnia zasilania gazem ziemnym.

Pomimo rekordowego poboru gazu ziemnego przez polskich odbiorców spowodowanego niską temperaturą wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu w 2006 r. nie byłoby konieczne, gdyby dostawcy dotrzymali zakontraktowanego poziomu dostaw.

W okresach nierównomierności w poborze gazu ziemnego oraz w pokrywaniu długotrwałych znacznych zapotrzebowań w okresach jesienno-zimowych, czy też podczas awarii, zapasy magazynowane są w podziemnych magazynach gazu, które pozwalają na wykorzystanie zgromadzonych zapasów oraz utrzymanie ciągłości dostaw.

W przypadku niedoborów dostaw gazu ziemnego działania, jakie należy podjąć, uregulowane zostały w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 11 marca 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła (Dz. U. Nr 59, poz. 518 oraz z 2006 r. Nr 12, poz. 69).

Zgodnie z § 5 ust. 1 powyższego rozporządzenia Operator Gazociągów Przesyłowych obowiązany jest do opracowania planu wprowadzania ograniczeń w poborze paliw gazowych. Plan taki, przygotowany przez Gaz-System Sp. z o.o., został uzgodniony decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 30 sierpnia 2005 r. i obowiązywał w okresie od dnia

1 września 2005 r. do dnia 31 sierpnia 2006 r. Plan ten podlega corocznej aktualizacji oraz uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki do dnia 31 sierpnia. Obecnie trwają uzgodnienia pomiędzy Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki a Gaz-System Sp. z o.o. dotyczące planu na lata 2006/2007.

Dyrektywa o bezpieczeństwie dostaw gazu

W 2006 r. prowadzono dalsze prace legislacyjne dostosowujące ustawę — Prawo energetyczne do przepisów Unii Europejskiej. W dniu 31 maja 2006 r. Rada Ministrów przyjęła projekt ustawy o zmianie ustawy — Prawo energetyczne.

Ustawa ta wdraża przepisy dyrektywy Rady 2004/67/WE z dnia 26 kwietnia 2004 r. dotyczącej środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. Dodatkowo dostosowuje przepisy wynikające z rozporządzenia (WE) nr 1775/2005 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego.

Ustawa zakłada, w zakresie implementacji dyrektywy Rady 2004/67/WE, poprawę bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych, jako istotnego elementu bezpieczeństwa energetycznego, poprzez:

- doprecyzowanie, ujętego w ustawie — Prawo energetyczne, zakresu obowiązków i odpowiedzialności za bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego podmiotów funkcjonujących na krajowym rynku gazu,
- doprecyzowanie zakresu ochrony podmiotów użytkujących paliwa gazowe przed ograniczeniami dostaw tych paliw, ze szczególnym uwzględnieniem odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych, poprzez uszczegółowienie rozwiązań funkcjonujących już w polskim systemie prawnym, tj. art. 11 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo energetyczne oraz wydanych na jego podstawie przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 11 marca 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła,
- uregulowanie trybu postępowania w przypadku zdarzeń mogących spowodować zaburzenia dostaw gazu ziemnego, poprzez wprowadzenie obowiązku podjęcia odpowiednich działań przez przedsiębiorstwa energetyczne, w tym operatorów systemów gazowych, a także przez Ministra Gospodarki i Radę Ministrów.

Ustawa doprecyzowuje także obowiązek nałożony na przedsiębiorstwa prowadzące obrót gazem ziemnym z zagranicą — wskazując, że magazynowanie 3 % planowanej rocznej wielkości importu gazu ziemnego musi odbywać się na terytorium Polski.

6. Oddziaływanie sektora gazowego na środowisko

Zasadniczym zadaniem stawianym przed polskim sektorem energetycznym jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, przy zachowaniu wymagań dotyczących ochrony środowiska przyrodniczego. Zgodnie z założeniami przyjętej w dniu 4 stycznia 2005 r. Polityki energetycznej Polski do 2025 roku oraz ustawą — Prawo energetyczne, zwiększone zużycie gazu ziemnego, jako alternatywa dla węgla, było kluczowym składnikiem polskiego planu spełnienia rygorystycznych regulacji Unii Europejskiej w kwestii energii i ochrony środowiska. W powyższych dokumentach wyraźnie podkreślono potrzebę wzrostu udziału gazu ziemnego w źródłach energii w Polsce, dając jednoznaczny sygnał popierający technologie proekologiczne, w tym gazowe, pozwalające na zmniejszenie emisji szkodliwych substancji do atmosfery.

Udział gazu ziemnego w całkowitej strukturze zużycia paliw pierwotnych w Polsce stanowił w 2005 r. około 12 %.

Należy dodać, że gaz ziemny jest najczystszym paliwem naturalnym charakteryzującym się nieporównywalnie mniejszą zawartością zanieczyszczeń niż pozostałe paliwa, a zatem niekorzystny wpływ na środowisko związany z jego użytkowaniem jest stosunkowo niewielki. Zarówno procesy związane z jego wydobyciem, jak też transportem i magazynowaniem, odbywają się w warunkach bardziej przyjaznych dla środowiska niż w przypadku innych paliw. Ponadto spalanie gazu pozwala na prawie całkowite wyeliminowanie

emisji dwutlenków siarki, pyłów i węglowodorów aromatycznych. Stosując palniki o odpowiedniej konstrukcji, można znacznie obniżyć emisję tlenków azotu, tlenku węgla i dwutlenku węgla.

W roku 2005 przeprowadzono w Grupie kapitałowej PGNiG S.A. przegląd środowiskowy dla zidentyfikowania ciążących na niej zobowiązań środowiskowych. Dotyczą one głównie likwidowanych odwiertów oraz likwidacji pozostałości z działalności gazowni klasycznych. W ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji CO₂ na lata 2005—2007 zostały uwzględnione m.in. dwa oddziały, tj. Oddział w Zielonej Górze i Oddział w Odolanowie, którym przydzielono uprawnienia do emisji CO₂. Trwają również prace nad wdrożeniem Systemów Zarządzania Środowiskowego wg normy PN-EN ISO 14001.

7. Poziom zapasów gazu ziemnego

Właścicielem wszystkich magazynów gazu ziemnego znajdujących się na terenie Polski jest PGNiG S.A. Pojemność czynna podziemnych magazynów gazu w 2005 r., wynosząca ok. 1,622 mld m³ odpowiada, w zależności od pory roku, ok. 30—50 dniom krajowego zapotrzebowania i stanowi ponad 10 % rocznego zużycia gazu w Polsce. Pojemności te służą zaspokajaniu krótkotrwałych, dużych nierównomierności w poborze gazu ziemnego, pozwalają na zapewnienie możliwości utrzymania jego dostaw podczas awarii i krótkotrwałych przerw w dostawach z importu (KPMG Mogilno) oraz pokrywaniu długotrwałych, znacznych zapotrzebowania w okresach jesienno-zimowych (PMG Wierzchowice i PMG Husów).

Wielkości zapasów w podziemnych magazynach gazu w 2005 r.

Nazwa	Rodzaj	Całkowita pojemność robocza	Stan na 31.12.2005 r.
		[mln m ³]	
Wierzchowice	złoże wyeksploatowane	500,0	356,0
Mogilno	kawerny	416,7	327,5
Husów	złoże wyeksploatowane	400,0	309,3
Strachocina	złoże wyeksploatowane	150,0	66,0
Swarzów	złoże wyeksploatowane	90,0	42,7
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	65,0	24,1
Razem		1 621,7	1 126,0

Źródło: PGNiG S.A.

W roku 2005 realizowany był program rozbudowy podziemnych magazynów gazu w Polsce, zgodnie z Planem rozwoju PGNiG S.A. na lata 2003—2006, który zakłada rozbudowę pojemności magazynowych do roku 2006 do wielkości 1,65 mld m³. Wielkość ta

uwzględnia osiągnięcie pojemności czynnej KPMG Mogilno w wysokości 0,417 mld m³ (10 kawern w 2005 r.). W programie założono także osiągnięcie po 2006 r. pojemności czynnej PMG Wierzchowice w wysokości 1,2 mld m³.

Przyrost pojemności magazynowych gazu ziemnego w Polsce w latach 2004—2005

PMG	Pojemność magazynowa [mln m ³]		Przyrost [mln m ³]	Przyrost [%]
	2004	2005		
Wierzchowice	480,0	500,0	20,0	4,0 %
Husów	400,0	400,0	0,0	0,0 %
Mogilno	391,0	416,7	25,7	6,2 %
Strachocina	130,0	150,0	20,0	13,3 %
Swarzów	90,0	90,0	0,0	0,0 %
Brzeźnica	65,0	65,0	0,0	0,0 %
Razem w mln m³	1 556,0	1 621,7	65,7	4,0 %

Źródło: PGNiG S.A.

Na potrzeby techniczne bilansowania systemu przesyłowego spółka OGP Gaz-System wykorzystywała magazyny gazu w Mogilnie. Pojemność udostępniona na potrzeby Operatora Systemu Przesyłowego wynosiła 50 mln m³.

Zamiarem Rządu i spółki PGNiG S.A. jest rozbudowa pojemności magazynów gazu. W wieloletniej perspektywie inwestycyjnej planowana jest rozbudowa magazynów gazu ziemnego wysokometanowego w Wierzchowicach, Mogilnie i Strachocinie, budowa nowego obiektu w Kosakowie, a także budowa nowych magazynów gazu ziemnego zaazotowanego w Daszewie i Bonikowie. W wyniku tych działań możliwe będzie zwiększenie pojemności magazynowych z obecnych 1,6 mld m³ do 6,3 mld m³.

Realizacja tych zamierzeń planowana jest przy wykorzystaniu środków z europejskich funduszy strukturalnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (Priorytet XI — Bezpieczeństwo energetyczne), o którym mowa w rozdziale 11, oraz środków własnych spółki.

Planowane są również działania legislacyjne mające na celu przygotowanie nowej, kompleksowej regulacji dotyczącej zapasów gazu ziemnego w Polsce.

Zasada dostępu strony trzeciej (TPA) do usługi magazynowania gazu

Przepisy ustawy — Prawo energetyczne, które weszły w życie z dniem 3 maja 2005 r., wprowadziły szereg nowych rozwiązań prawnych dostosowujących ustawodawstwo polskie do regulacji wspólnotowych, wprowadzając istotne zmiany funkcjonalne dotyczące magazynów gazu ziemnego w Polsce, w szczególności w odniesieniu do obowiązku utrzymywania zapasów gazu oraz zasady TPA (ang. third party access). Zasada ta umożliwia dostęp stronom trzecim do usług magazynowania.

Dyrektywa Rady 2004/67/WE z dnia 26 kwietnia 2004 r. dotycząca środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu podaje w załączniku niewyczerpującą listę instrumentów dla wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, wśród których znajdują się pozycje: „możliwość składowania zapasów operacyjnych gazu” i „możliwość składowania nadwyżek gazu”.

Zgodnie z art. 9j ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą jest obowiązane utrzymywać zapasy tego gazu w ilości 3 % planowanej przez to przedsiębiorstwo rocznej wielkości importu gazu ziemnego. Przedsiębiorstwo to jest obowiązane zapewnić dostępność tych zapasów w przypadku nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego z importu, awarii w sieciach innych operatorów systemu gazowego lub zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania tego systemu.

W odniesieniu do zasady TPA, zgodnie z postanowieniami znówelizowanej ustawy — Prawo energetyczne, świadczenie usług magazynowania wymaga uzyskania koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych, wydawanej na podstawie decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W roku 2005 Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., będące właścicielem podziemnych magazynów gazu na terenie Polski, zostało zobligowane do wyodrębnienia działalności w zakresie magazynowania paliw gazowych w celu przyszłego wyznaczenia operatora systemu magazynowego oraz do złożenia wniosku o koncesję na prowadzenie działalności w zakresie magazynowania paliw gazowych. Wniosek taki został złożony do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki we wrześniu 2005 r., a decyzją z dnia 1 lutego 2006 r. PGNiG S.A. uzyskał koncesję na okres od dnia 10 lutego 2006 r. do dnia 31 grudnia 2025 r. PGNiG S.A. będzie ubiegał się o status operatora systemu magazynowego.

8. Sytuacja ekonomiczna przedsiębiorstw energetycznych, w tym konkurencyjność cenowa gazu ziemnego

Sytuacja ekonomiczna przedsiębiorstw

Struktura przedsiębiorstw funkcjonujących na rynku gazu ziemnego w Polsce w 2005 r. charakteryzowa-

ła się wysokim poziomem koncentracji we wszystkich obszarach działalności: wydobywania, magazynowania, obrotu, przesyłu i dystrybucji.

W dniu 23 września 2005 r. rozpoczęto notowania praw do akcji PGNiG S.A. na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie. Publiczna subskrypcja objęła mniejszościowy pakiet akcji spółki, tj. 15,25 %.

Struktura akcjonariatu PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2005 r.

Akcyonariusze	Udział w liczbie głosów na walnym zgromadzeniu	Liczba akcji na dzień 31.12.2005 r.
Skarb Państwa	84,75 %	5 000 000 000
Pozostali	15,25 %	900 000 000
Razem	100,00 %	5 900 000 000

Źródło: Sprawozdanie Zarządu z działalności Spółki PGNiG S.A. za rok 2005 (Warszawa, 3 kwietnia 2006 r.).

Na dzień 31 grudnia 2005 r. jedynie Skarb Państwa posiadał liczbę akcji stanowiącą 5 % i więcej kapitału zakładowego i jednocześnie dającą prawo do 5 % i więcej ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu spółki.

PGNiG S.A. jest podmiotem dominującym w Grupie kapitałowej PGNiG S.A. Grupa ta składa się ze spółek prawa handlowego o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym. Ze względu na obszar działalności oraz znaczenie dla funkcjonowania, spółki należące do Grupy podzielono na:

- spółki strategiczne — są to spółki gazownictwa prowadzące działalność w zakresie obrotu detalicznego i dystrybucji gazu ziemnego, obsługi handlowej, a także działalności w obszarze eksploatacji, remontów oraz rozbudowy systemu dystrybucyjnego;
- spółki podstawowe — są to spółki o istotnym znaczeniu, których przedmiot działania i wykonywane funkcje zabezpieczają realizację podstawowych zadań PGNiG S.A. oraz pozwalają na rozszerzanie źródeł pozyskiwania gazu i rynku sprzedaży gazu;
- spółki celowe — są to spółki powołane do realizacji długoterminowych celów strategicznych Grupy kapitałowej;
- spółki pozostałe — są to spółki wspomagające procesy działania Grupy oraz funkcjonujące jako niezwiązane bezpośrednio z przedmiotem działania PGNiG S.A.

W 2004 r. do spółek objętych skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym należały między innymi podmioty bezpośrednio związane z działalnością w sektorze gazu, wśród których wymienić należy 6 spółek dystrybucyjnych, PGNiG-Przesył Sp. z o.o. oraz EuRoPol Gaz S.A. Działalność Grupy kapitałowej PGNiG S.A. zamknęła się w roku 2004 zyskiem netto w wysokości 793,1 mln złotych. Przychody ze sprzeda-

ży osiągnęły wartość 10,9 mld złotych przy wzroście wskaźnika rentowności sprzedaży o 11 % w stosunku do poprzedniego roku obrotowego, natomiast wskaźnik bieżącej płynności osiągnął wartość 0,62, stopa zadłużenia wyniosła 38 %.

Sprawozdanie finansowe za rok obrotowy 2005 objęło, podobnie jak wskazano powyżej, także spółki dystrybucyjne i udziały w spółce EuRoPol Gaz S.A. oraz spółkę PGNiG-Przesył Sp. z o.o. (tylko do dnia 28 kwietnia 2005 r.). W tym dniu na podstawie aktu darowizny nastąpiło przekazanie 100 % udziałów w spółce do Skarbu Państwa. Skonsolidowany rachunek zysków i strat za okres od dnia 1 stycznia 2005 r. do dnia 31 grudnia 2005 r. wskazuje na osiągnięty przez Grupę kapitałową PGNiG zysk netto w kwocie 880,7 mln złotych. Przychody ze sprzedaży osiągnęły wartość 12,5 mld złotych, co wskazuje ponad 13 % wzrost w porównaniu z rokiem 2004. W roku 2005 wskaźnik bieżącej płynności wzrósł do wartości 1,95, natomiast odnotowano zmniejszenie stopy zadłużenia o 6 punktów procentowych w stosunku do roku 2004 i wyniosła ona 32 %.

W roku 2006 skonsolidowane sprawozdanie finansowe opisuje pierwsze półrocze działalności Grupy kapitałowej PGNiG S.A. W Grupie nie występuje spółka PGNiG-Przesył Sp. z o.o., która przekazana Skarbowi Państwa pełni obecnie funkcję Operatora Systemu Przesyłowego jako OGP Gaz-System Sp. z o.o. Sprawozdanie finansowe wykazuje w pierwszym półroczu 2006 r. zysk netto w kwocie 726,6 mln złotych. Przychody ze sprzedaży osiągnęły wartość 8,1 mld złotych.

W odniesieniu do samej spółki PGNiG S.A. w 2005 r. zysk netto Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. wyniósł 1 132,2 mln złotych, co wobec 746,7 mln złotych w roku 2004 wskazuje na wzrost o ok. 34 %. Natomiast na podstawie jednostkowego sprawozdania spółki za II kwartał 2006 r. zysk netto za pierwsze dwa kwartały 2006 r. wyniósł 660,4 mln złotych.

Dodatni wynik finansowy osiągnął także Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. prowadzący niezależną działalność od 28 kwietnia 2005 r. — dnia przekazania przez PGNiG S.A. 100 % udziałów w spółce do Skarbu Państwa, która za okres obrotowy od dnia 1 stycznia 2005 r. do dnia 30 kwietnia 2006 r. wykazała zysk netto w kwocie 162,9 mln złotych. Przychody ze sprzedaży osiągnęły wartość 1,4 mld złotych przy wskaźniku rentowności sprzedaży netto na pozio-

mie 11 %, natomiast wskaźnik zadłużenia (stopa zadłużenia) osiągnął poziom 87 %.

Poza spółkami z Grupy kapitałowej PGNiG S.A. oraz pozostającym własnością Skarbu Państwa Operatorze Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. na rynku funkcjonują również inne podmioty, które prowadzą przede wszystkim działalność w sektorze dystrybucji gazu ziemnego.

Ilość koncesji udzielonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki według stanu na koniec 2005 r.

Koncesje dotyczące paliw gazowych	Ilość
Wytwarzanie	4
Przesył i dystrybucja	63
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	24
Obrót	78

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki.

Należy podkreślić, że wiele przedsiębiorstw nie wykonuje działalności gospodarczej w zakresie udzielonej koncesji, np. w obszarze obrotu gazem ziemnym z zagranicą, poza PGNiG S.A., działalność podjęły dotychczas jedynie EuRoPol GAZ S.A. oraz Media Odra Warta Sp. z o.o.

Do znaczących przedsiębiorstw gazowniczych posiadających sieć gazową o długości powyżej 100 km (wg danych statystycznych opracowanych przez Agencję Rynku Energii S.A. na dzień 31 grudnia 2004 r.) należą:

- PGNiG. S.A.
- Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. o.o.
- Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- SGT EUROPOL GAZ S.A.
- OGP Gaz-System Sp. z o.o.
- G.EN. GAZ ENERGIA S.A.
- MEDIA ODRA WARTA Sp. z o.o.

Konkurencyjność cenowa gazu ziemnego

Rynek gazu ziemnego w Polsce jest rynkiem regulowanym, w którym ceny gazu kształtowane są pośrednio poprzez decyzje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w procesie zatwierdzania taryf, na mocy ustawy — Prawo energetyczne oraz wydanego na jej podstawie rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi. W taryfach określa się zarówno cenę paliwa, jak i stawki opłat stałych

i zmiennych za przesyłanie i dystrybucję, opłaty abonamentowe, opłaty za przyłączenie do sieci oraz kary za nielegalny pobór paliw gazowych.

Cena hurtowa gazu ziemnego wysokometanowego ustalana jest na podstawie średnioważonych kosztów jego pozyskania ze źródeł krajowych i z importu oraz kosztów własnych obrotu. W głównej mierze — z uwagi na fakt, iż 75 % tego gazu pochodzi z importu — o jej wysokości decyduje koszt nabycia tego gazu za granicą, wyznaczany przez ceny importowe oraz kursy walutowe (dolara i euro w zależności od kontraktu).

Ceny importowe gazu ziemnego ustalane są kwartalnie, w wysokości wynikającej z formuł kontraktowych zależnych od cen olejów lekkich i ciężkich, jakie notowane są na giełdzie w Rotterdamie w okresie dziewięciu miesięcy poprzedzających dany kwartał. Ich dynamika pozostaje więc w ścisłym związku z długookresowym trendem zmian cen ropy naftowej.

Ceny gazów zaazotowanych (GZ-41,5 i GZ-35) — pochodzących wyłącznie ze źródeł krajowych — ustalane są na takim poziomie, żeby ceny 1 GJ ciepła wytworzonego z tych gazów były zbliżone do ceny 1 GJ ciepła wytworzonego z gazu wysokometanowego. Taki sposób ich ustalania zapewnia powiązanie cen paliw gazowych z ich jakością (wyrażoną ciepłem spalania), powodując jednocześnie, że obrót gazami zaazotowanymi jest wysoce opłacalny. Pozwala to na stabilizację cen paliw gazowych w ustalonym okresie, mimo wzrostu kosztów zakupu gazu wysokometanowego z importu w stosunku do kosztów przyjętych we wniosku o zatwierdzenie taryfy.

Skutkiem zmiany cen produktów ropopochodnych na świecie była trzykrotna w 2005 r. korekta cen gazu w taryfie dla paliw gazowych.

Zmiany cen gazu ziemnego wg taryf PGNiG S.A. w latach 2004—2005

17 grudnia 2004 r.	16 czerwca 2005 r.		16 września 2005 r.		14 grudnia 2005 r.		Rok 2005	17 marca 2006 r.	
cena za paliwo gazowe [zł/m ³]	cena za paliwo gazowe [zł/ m ³]	zmiana	cena za paliwo gazowe [zł/m ³]	zmiana	cena za paliwo gazowe [zł/m ³]	zmiana	zmiana grudzień – grudzień	cena za paliwo gazowe [zł/m ³]	zmiana
Dla odbiorców gazu wysokometanowego GZ 50 (E)									
0,4925	0,5410	9,85 %	0,5815	7,49 %	0,6513	12,00 %	32,24 %	0,7086	8,80 %
Dla odbiorców gazu zaazotowanego GZ 35 (Ls)									
0,3120	0,3430	9,94 %	0,3685	7,43 %	0,4127	11,99 %	32,28 %	0,4490	8,80 %
Dla odbiorców gazu zaazotowanego GZ 41,5 (Ls)									
0,3640	0,4000	9,89 %	0,4300	7,50 %	0,4815	11,98 %	32,28 %	0,5240	8,83 %

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki.

Konkurencyjność cenowa gazu ziemnego w Polsce była analizowana w układzie porównawczym do innych paliw na rynku krajowym. Przedstawione poniżej dane wskazują, że na rynku krajowym gaz ziemny był bardziej konkurencyjnym paliwem niż olej opałowy, ale mniej konkurencyjnym w odniesieniu do wę-

gla, zarówno dla odbiorców domowych, jak i przemysłowych.

Poniżej przedstawiono ceny nośników energii dla odbiorców w gospodarstwach domowych i odbiorców przemysłowych:

Ceny nośników energii dla gospodarstw domowych w 2005 r.

Nazwa nośnika	Ceny [PLN/GJ]	
	(z podatkiem VAT)	(bez podatku VAT)
Energia elektryczna	118,72	97,31
Lekki olej opałowy	70,32	57,64
Gaz ziemny	42,42	34,77
Węgiel kamienny	18,28	14,98

Źródło: Europejski Biuletyn cenowy nośników energii ARE S.A.

Ceny nośników energii dla przemysłu w 2005 r.

Nazwa nośnika	Ceny (bez podatku VAT) [PLN/GJ]
Energia elektryczna na WN i SN	52,74 i 63,99
Lekki olej opałowy	52,55
Gaz ziemny	22,77
Węgiel kamienny	8,45

Przeliczenia cen gazu na GJ dokonano w oparciu o ciepło spalania.

Źródło: Europejski Biuletyn cenowy nośników energii ARE S.A.

Porównanie cen paliw kopalnych w latach 2003—2005

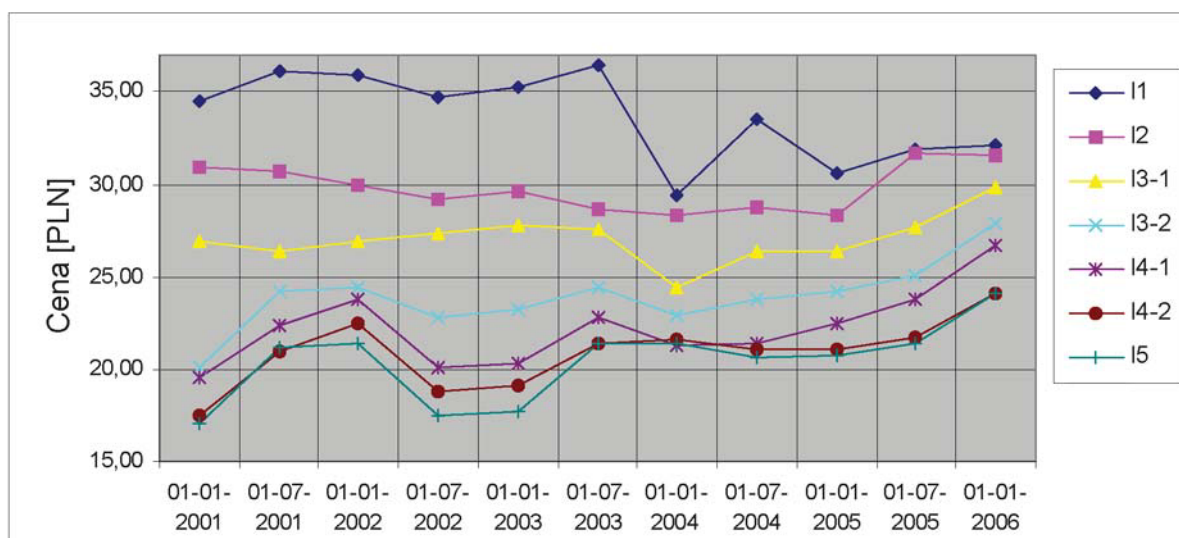
Nazwa nośnika	Ceny [USD/GJ]		
	2003	2004	2005
Ropa naftowa	5,0	5,5	8,0
Gaz ziemny	2,0	5,5	6,0
Węgiel	1,5	2,0	2,0

Źródło: Miesięcznik Gospodarczy — Polish Market.

Poniżej przedstawiono ewolucję cen gazu ziemnego wysokometanowego według kategorii standardowych przemysłowych odbiorców końcowych w latach 2001—2006 (ceny brutto).

Kategorie standardowych odbiorców (standard consumers) zostały ustalone do celów statystycznych, zgodnie z dyrektywą WE nr 90/377/EEC z dnia 29 czerwca 1990 r. ustalającą procedurę informowania o cenach gazu i energii elektrycznej, dla umożliwienia ich wykorzystania w celach porównawczych.

Ewolucja cen gazu ziemnego wysokometanowego według kategorii standardowych przemysłowych odbiorców końcowych w latach 2001—2006

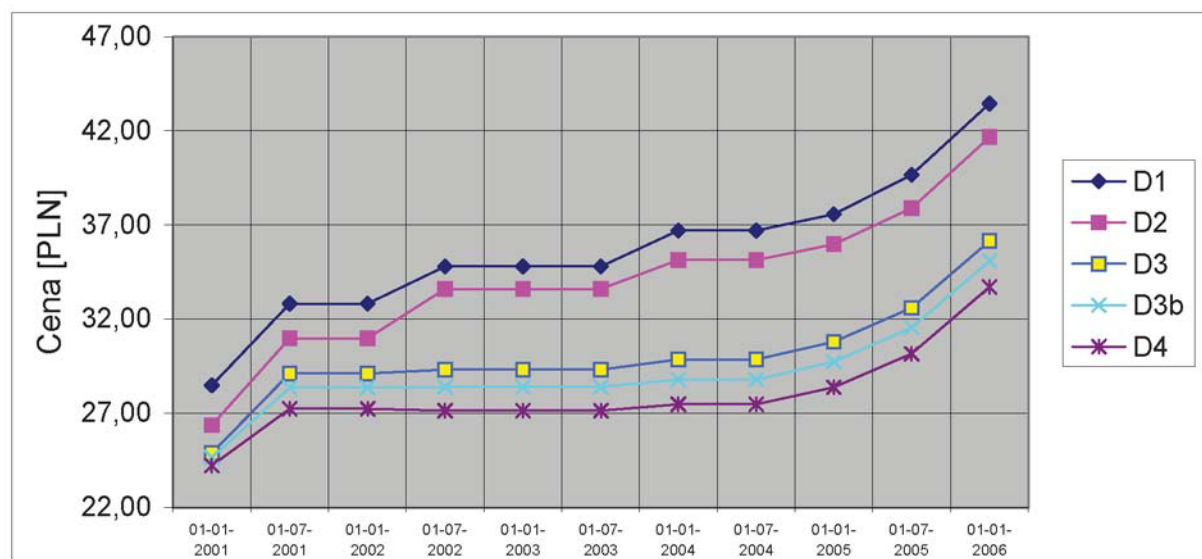


Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki.

Kategorie odbiorców*	pobór roczny GJ	czas maksymalnego poboru	01-01-2001	01-07-2001	01-01-2002	01-07-2002	01-01-2003	01-07-2003	01-01-2004	01-07-2004	01-01-2005	01-07-2005	01-01-2006
I ₁	418,60	brak	34,46	36,10	35,89	34,75	35,32	36,48	29,37	33,52	30,59	31,90	32,09
I ₂	4 186,00	200 dni	30,92	30,71	29,97	29,15	29,67	28,61	28,31	28,78	28,28	31,73	31,63
I ₃₋₁	41 860,00	1600 h/200 dni	26,91	26,40	26,95	27,38	27,78	27,55	24,48	26,41	26,40	27,73	29,87
I ₃₋₂	41 860,00	4000 h/250 dni	20,14	24,19	24,44	22,83	23,23	24,39	22,96	23,73	24,18	25,12	27,87
I ₄₋₁	418 600,00	4000 h/250 dni	19,53	22,35	23,73	20,04	20,33	22,77	21,31	21,35	22,53	23,82	26,69
I ₄₋₂	418 600,00	8000 h/330 dni	17,54	20,97	22,49	18,79	19,07	21,37	21,64	21,03	21,06	21,68	24,12
I ₅	4 186 000,00	8000 h/330 dni	17,11	21,23	21,44	17,49	17,68	21,40	21,38	20,68	20,77	21,39	24,08

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki.

Ewolucja cen gazu ziemnego wysokometanowego według kategorii standardowych odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych w latach 2001—2006

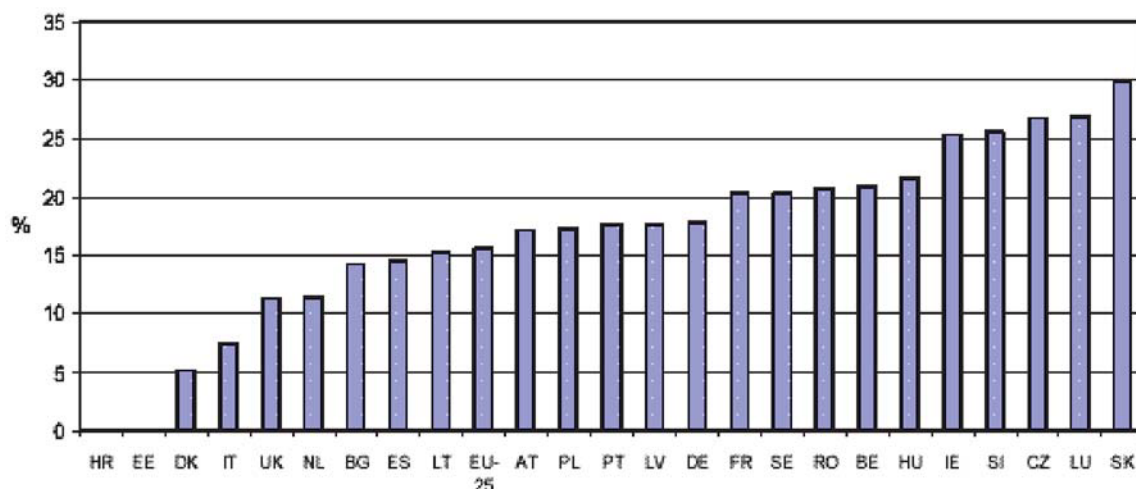


Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki.

Kategorie odbiorców	Pobór roczny (GJ)	01-01-2001	01-07-2001	01-01-2002	01-07-2002	01-01-2003	01-07-2003	01-01-2004	01-07-2004	01-01-2005	01-07-2005	01-01-2006
D1	8,37	28,49	32,83	32,83	34,80	34,80	34,80	36,71	36,71	37,58	39,7	43,45
D2	16,74	26,37	30,99	30,99	33,60	33,60	33,60	35,14	35,14	35,97	37,9	41,65
D3	83,70	24,89	29,11	29,11	29,32	29,32	29,32	29,87	29,87	30,8	32,6	36,15
D3b	125,60	24,65	28,36	28,36	28,40	28,40	28,40	28,79	28,79	29,74	31,5	35,09
D4	1 047,00	24,23	27,25	27,24	27,14	27,14	27,14	27,48	27,48	28,39	30,2	33,71

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki.

Zmiana cen gazu ziemnego w krajach UE dla odbiorców domowych w okresie między styczniem 2005 r. i styczniem 2006 r.



Źródło: Eurostat.

9. Skuteczność podejmowanych działań w zakresie bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz ziemny

W dniu 7 grudnia 2005 r. powołano Pełnomocnika Rządu do Spraw Dywersyfikacji Dostaw Nośników Energii do Rzeczypospolitej Polskiej oraz podjęto intensywne prace nad programem dywersyfikacji źródeł dostaw gazu i ropy.

W celu zwiększenia bezpieczeństwa zaopatrzenia kraju w gaz ziemny w dniu 3 stycznia 2006 r. Rada Ministrów podjęła uchwałę w sprawie działań mających na celu dywersyfikację dostaw nośników energii. Działania Rządu, będące realizacją uchwały, zmierzają do przygotowania decyzji inwestycyjnych i handlowych dla dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, między innymi poprzez:

- dostawy gazu z innych niż obecnie źródeł gazu,
- budowę terminala gazu skroplonego (LNG) na terytorium RP,
- zwiększenie wydobycia krajowego gazu ziemnego,
- zwiększenie pojemności magazynowych.

Połączenie infrastrukturalne ze złożami gazu w Skandynawii

Przedmiotem działań Rządu w 2006 r. było między innymi współdziałanie z PGNiG S.A. przy pracach zmierzających do zawarcia stosownych porozumień o zakupie gazu ziemnego od producentów norweskich i budowie gazociągu łączącego norweskie pola gazowe z Polską. Rozmowy w tej sprawie prowadzone były zarówno na poziomie spółek, jak i w kontaktach na płaszczyźnie międzyrządowej. Wykonywane były również wieloaspektowe analizy techniczno-ekonomiczne.

Terminal LNG

W zakresie pozyskania gazu skroplonego z wykorzystaniem terminala LNG Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. rozpoczęło na początku 2006 r. procedurę przetargową w celu wyłonienia podmiotu, którego zadaniem będzie przygotowanie „Studium wykonalności i założeń techniczno-ekonomicznych importu LNG do Polski”. Do przetargu zakwalifikowane zostały cztery konsorcja.

W dniu 11 kwietnia 2006 r. wyłonione zostało w przetargu konsorcjum PricewaterhouseCoopers Polska Sp. z o.o., PricewaterhouseCoopers London, ILF Consulting Engineers Sp. z o.o., ILF GmbH oraz Chadbourne & Parke LLP Radzikowski, Szubielska i Wspólnicy sp.k. Termin wykonania studium — koniec 2006 r.

W celu zintensyfikowania działań mających na celu budowę terminala skroplonego gazu ziemnego PGNiG S.A. podpisało w lutym 2006 r. listy intencyjne z Zarządem Morskiego Portu Gdańsk S.A. i Zarządem Morskich Portów Szczecin i Świnoujście S.A.

Rada Ministrów podjęła także w dniu 31 maja 2006 r. uchwałę nr 77/2006 w sprawie działań zwiększających bezpieczeństwo energetyczne Rzeczypospolitej Polskiej. W myśl § 1 ust. 2 pkt 2 tej uchwały uznano za zgodne z polityką Rządu podjęcie przez PGNiG S.A. działań związanych z przygotowaniem budowy terminala do odbioru gazu skroplonego na wybrzeżu RP. Jednocześnie w § 3 uchwały zobowiązano Ministra Gospodarki do monitorowania działań PGNiG S.A. związanych z budową terminala LNG, w szczególności z:

- 1) przygotowaniem warunków przystąpienia do tej inwestycji,
- 2) określeniem najdogodniejszej lokalizacji oraz
- 3) zawarciem umów na dostawy gazu skroplonego.

Wzrost wydobywania krajowego

Dla zapewnienia bezpieczeństwa zapotrzebowania kraju w gaz ziemny prowadzone były w 2005 r. prace poszukiwawcze i rozpoznawcze krajowych złóż tego gazu na terenie Karpat, podgórze Karpat oraz Niżu Polskim. Według informacji PGNiG S.A. realizowany Program wzrostu wydobywania zakłada w roku 2008 osiągnięcie zdolności wydobywczych na poziomie 5,5 mld m³. W ramach tych prac wykonano 34 otwory wiertnicze (28 otworów poszukiwawczych, 6 otworów rozpoznawczych). Pozwoliło to na zakwalifikowanie 23 otworów jako produktywnych i przekazanie ich do eksploatacji, co daje podstawę do planowania zwiększenia wydobywania gazu ziemnego ze złóż krajowych.

Należy mieć na uwadze, że prace zmierzające do wzrostu wydobywania gazu ziemnego z rodzimych złóż oraz zwiększenia pojemności magazynowych gazu wymagają znacznych nakładów inwestycyjnych. Fundusze na sfinansowanie niezbędnych inwestycji mogą pochodzić ze środków uzyskanych ze sprzedaży części akcji PGNiG S.A., pozyskanych drogą oferty publicznej w roku 2005. Według wstępnych założeń spółki środki uzyskane z emisji akcji miały być przeznaczone na:

- działalność w zakresie magazynowania do wysokości 25 % pozyskanych środków,
- działania w obszarach poszukiwania i wydobywania do 43 % pozyskanych środków.

Inne działania

Rząd RP wspierał także działania podmiotów gospodarczych ubiegających się o fundusze unijne na realizację projektów inwestycyjnych w sektorze gazowym. Jednym z takich działań było udzielenie poparcia dla wniosku PGNiG S.A. złożonego do Komisji Europejskiej w kwietniu 2004 r. w sprawie współfinansowania z funduszy Unii Europejskiej studium wykonalności pt. „Jamał II/Amber — studium wykonalności projektów dotyczące możliwych dróg dostaw gazu ziemnego z Rosji do UE — techniczne, ekonomiczne i środowiskowe aspekty budowy obu gazociągów.”. Wniosek ten uzyskał pozytywną opinię Komitetu ds. Wsparcia Finansowego TEN-E (transeuropejskich sieci energetycznych) Komisji Europejskiej. Jednak dla opłacalności i wykonalności powyższego projektu musiał się on spotkać z poparciem przedsiębiorstw gazowniczych z krajów, przez które przebiegać miały rozważane gazociągi, a w związku z tym zagwarantować pozyskanie wiarygodnych danych, niezbędnych dla rzetelnego wykonania studium. Wysiłki czynione na płaszczyźnie międzyrządowej doprowadziły do uzyskania poparcia rządów krajów włączonych w rozmowy, jednak brak zainteresowania ze strony potencjalnych partnerów projektu uniemożliwił dalszą jego realizację. Konsekwencją powyższego była decyzja o odstąpieniu przez PGNiG S.A. od opracowania studium wykonalności i rezygnacji z pomocy finansowej. Komisja Europejska, doceniając starania strony polskiej, podjęła w dniu 21 grudnia 2005 r. decyzję K(2005)5897, w której zobowiązała się do zbadania

sprawy w celu zainteresowania firm komercyjnych realizacją projektu oraz poinformowała o możliwości uruchomienia studium w terminie późniejszym przy pełnym, pierwotnie przewidzianym wsparciu Komisji. Jednym z istotnych elementów wspierających działania Rządu w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego jest prowadzenie polityki międzynarodowej, w szczególności w odniesieniu do obecnych państw — dostawców paliwa gazowego, w tym Rosji. W dniu 31 marca 2006 r. odbyło się w Moskwie I Posiedzenie Polsko-Rosyjskiej Międzyrządowej Komisji ds. Współpracy Gospodarczej. W myśl podjętych ustaleń na mocy podpisanego Protokołu określono, że do dnia 1 października 2006 r. zainteresowane podmioty gospodarcze przeprowadzą konsultacje w celu uregulowania spornych kwestii w sektorze gazowym. W przypadku braku rozstrzygnięcia na poziomie przedsiębiorstw we wskazanym terminie, do rozmów włączone zostaną strony rządowe obydwu krajów.

10. Przewidywane zapotrzebowanie na gaz ziemny

Dnia 4 stycznia 2005 r. Rada Ministrów przyjęła dokument pt. „Polityka energetyczna Polski do 2025 roku”. W dokumencie tym potwierdzono zasadność kontynuacji polityki energetycznej, której celem jest:

- zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego państwa,
- wzrost konkurencyjności gospodarki,
- ochrona środowiska przed negatywnymi skutkami działalności energetycznej związanej z wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją energii i paliw.

W dokumencie tym zawarto również długoterminową prognozę energetyczną, wyznaczoną na podstawie scenariuszy makroekonomicznego rozwoju kraju do roku 2025, uwzględniając proces dostosowywania gospodarki polskiej do standardów obowiązujących w Unii Europejskiej.

Aktualnie opracowywany jest projekt nowego dokumentu „Polityka energetyczna do 2030 roku”, na potrzeby którego zostanie przygotowana nowa prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny.

11. Planowane lub będące w budowie krajowe źródła gazu ziemnego i inne sposoby dostaw gazu ziemnego do krajowego systemu gazowniczego

Zapewnienie bezpieczeństwa zaopatrzenia kraju w gaz ziemny realizowane było w 2005 r. poprzez rozbudowę i modernizację krajowego systemu przesyłu gazu, tworzenie nowych zdolności przesyłowych, poprawę przepustowości systemu przesyłowego, a także dalszą rozbudowę pojemności magazynowych oraz poprawę dostępności społeczności lokalnych do gazu sieciowego.

Krajowe wydobywanie gazu ziemnego, według danych za 2005 r., kształtowało się na poziomie ok. 4,3 mld m³. Aby zwiększyć udział gazu z wydoby-

cia krajowego w łącznym wolumenie dostarczanego odbiorcom gazu w Polsce, potrzebne będzie zintensyfikowanie prac poszukiwawczych i inwestycyjnych związanych z zagospodarowaniem nowo odkrytych złóż oraz zwiększeniem wydobywania ze złóż dotychczas eksploatowanych.

Dla zapewnienia dostaw gazu ziemnego do Polski podjęto również szereg działań mających na celu przygotowanie decyzji inwestycyjnych i handlowych, będących realizacją uchwały Rady Ministrów z dnia 3 stycznia 2006 r. w sprawie działań mających na celu dywersyfikację dostaw nośników energii. Ich wynikiem jest między innymi rozpoczęcie, na początku 2006 r., przez PGNiG S.A. prac nad „Studium wykonalności i założeń techniczno-ekonomicznych importu LNG do Polski”. Do końca listopada 2006 r. zaplanowano zakończenie prac nad studium i opracowanie raportu końcowego. Po analizie wyników studium podjęta zostanie decyzja dotycząca wyboru lokalizacji terminalu oraz organizacji jego budowy.

Przedmiotem powyższych działań było także współdziałanie z PGNiG S.A. przy pracach zmierzających do zawarcia stosownych porozumień o zakupie gazu od producentów norweskich i budowie gazociągu łączącego norweskie pola gazowe z Polską. Rozmowy w tej sprawie prowadzone były zarówno na poziomie spółek, jak i w kontaktach na płaszczyźnie międzyrządowej.

Działania inwestycyjne są możliwe do przeprowadzenia przez spółkę PGNiG S.A., która posiada obecnie środki finansowe na ich realizację — pochodzące z wpływów z emisji akcji notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych od dnia 23 września 2005 r. Środki te mogą być przeznaczone na realizację projektów inwestycyjnych w 2006 r. i w latach następnych, a wykorzystanie środków z emisji powinno nastąpić do 2007 r.

Ponadto Minister Gospodarki we współpracy z Ministrem Rozwoju Regionalnego przygotował projekt Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (PO IiŚ) w zakresie sektora energetyki dla pozyskania środków z funduszy strukturalnych Unii Europejskiej. W ramach programu planowano wsparcie energetycznych projektów inwestycyjnych w ramach dwóch priorytetów: *X — Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku* oraz *XI — Bezpieczeństwo energetyczne*, którego głównym celem jest zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego państwa, poprzez tworzenie nowych zdolności przesyłowych i transportowych energii elektrycznej, gazu ziemnego i ropy naftowej oraz wzrost pojemności magazynów gazu ziemnego.

W ramach priorytetu XI planowano dwa działania:

Działanie nr 1.: rozwój systemów przesyłowych gazu ziemnego i ropy naftowej, budowa i rozbudowa podziemnych magazynów gazu ziemnego, wsparcie budowy infrastruktury zapewniającej dywersyfikację źródeł dostaw nośników energii do kraju, w tym budowy terminala LNG,

Działanie nr 2.: wsparcie rozwoju gazowej sieci dystrybucyjnej.

Minister Gospodarki wnioskował o dofinansowanie projektów inwestycyjnych w priorytecie XI na łączną kwotę ok. 1 mld euro z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR). Projekt programu został przedłożony do akceptacji Radzie Ministrów.

12. Wnioski wynikające ze sprawowania nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny

Konieczne jest kontynuowanie działań ukierunkowanych na dywersyfikację kierunków i form dostaw gazu ziemnego do Polski. Dotyczy to również możliwości pozyskania dostępu do złóż zagranicznych.

Niezbędne jest też kontynuowanie prac mających na celu zwiększenie pojemności magazynowych gazu ziemnego w Polsce dla zabezpieczenia ciągłości dostaw dla odbiorców krajowych.

Zagrożeniem długoterminowym związanym z dostawami gazu ziemnego jest zmniejszenie roli Polski i Ukrainy jako kraju tranzytowego do Europy Zachodniej. Przy zwiększającym się stale zużyciu gazu ziemnego na świecie oraz przy zwiększającym się uzależnieniu Europy od dostaw rosyjskich nośników oraz budowie omijających Polskę i Państwa Bałtyckie nowych dróg przesyłu gazu istnieje niebezpieczeństwo zakłócenia jego dostaw do Polski.

Przedstawione w rozdziale 3 dane dotyczące źródeł i kierunków zaopatrzenia Polski w gaz ziemny oraz jego importu wskazują na znaczące uzależnienie od dostaw gazu ziemnego pochodzącego z jednego kierunku. Istotne jest natomiast, że dostawy gazu importowanego są uzupełniane poprzez wydobywanie ze złóż krajowych, utrzymane na poziomie ok. 30 % całkowitego wolumenu jego dostaw.

Prognozy wzrostu gospodarczego i przewidywanego w związku z tym wzrostu popytu na gaz ziemny powodują konieczność poszukiwania dodatkowych źródeł zaopatrzenia kraju w gaz ziemny. Priorytetem Rządu RP jest dywersyfikacja dostaw dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w sytuacji zakłóceń w dostawach.

13. Źródła wykorzystane przy opracowaniu sprawozdania

- Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2005 r. (marzec 2006 r.),
- Informacja OGP Gaz-System Sp. z o.o. o realizacji zadań w zakresie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego (31 marca 2006 r.),
- Sprawozdanie Zarządu z działalności spółki PGNiG S.A. za rok 2005 (3 kwietnia 2006 r.),
- Dane statystyczne zbierane przez Agencję Rynku Energii S.A.,
- Materiały i opracowania własne Departamentu Ropy i Gazu Ministerstwa Gospodarki.