

ROZDZIAŁ V

DANE O DZIAŁALNOŚCI EMITENTA

1 PODSTAWOWE TOWARY, PRODUKTY I USŁUGI GRUPY PGNiG

1.1 Wstęp

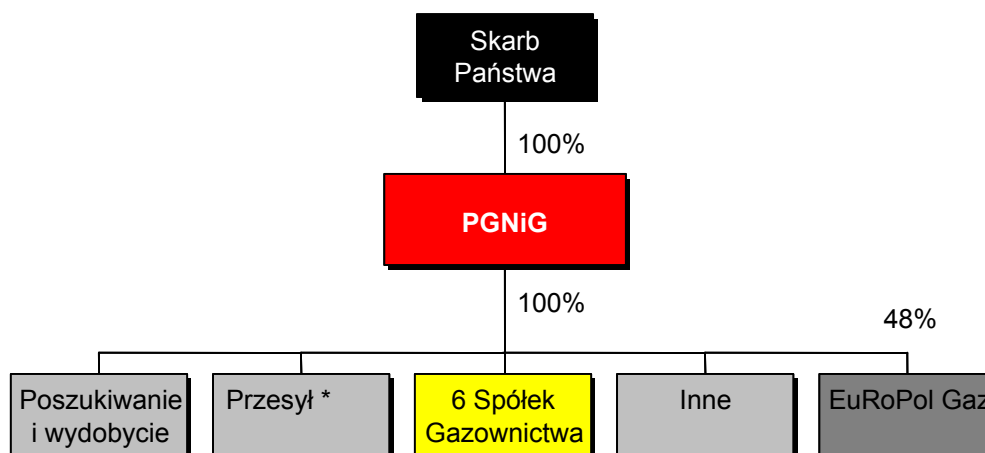
W Prospekcie spośród podmiotów wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wyodrębniona została Grupa PGNiG, w skład której wchodzi PGNiG, 6 Spółek Gazownictwa oraz EuRoPol GAZ. Ww. spółki, opisywane w Prospekcie jako Grupa PGNiG, mają kluczowe znaczenie dla działalności Grupy Kapitałowej PGNiG, a ich łączny przychód w roku 2004 stanowił 93% przychodów całej Grupy Kapitałowej PGNiG (przed korektami konsolidacyjnymi). Charakter powiązań pomiędzy podmiotami wchodzącymi w skład Grupy PGNiG pozwala na opisywanie ich działalności tak jakby Grupa PGNiG stanowiła jedną jednostkę. Działalność pozostałych spółek wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGNiG nie ma istotnego znaczenia dla działalności Grupy Kapitałowej PGNiG, w związku z czym oprócz podstawowych danych na ich temat zawartych w Rozdziale IV Prospektu, Prospekt nie zawiera informacji na temat ich działalności. Wszelkie dane finansowe w Prospekcie zostały jednakże podane dla PGNiG bądź Grupy Kapitałowej PGNiG, gdyż dla Grupy PGNiG nie są sporządzane odrębne sprawozdania finansowe.

1.2 Charakterystyka działalności Grupy PGNiG

PGNiG zostało utworzone z dniem 1 grudnia 1982 r. jako Przedsiębiorstwo Państwowe PGNiG. Historia działalności podmiotów tworzących Grupę Kapitałową PGNiG sięga jednak XIX wieku. W dniu 30 października 1996 r. Przedsiębiorstwo Państwowe PGNiG zostało przekształcone w spółkę akcyjną ze 100% udziałem Skarbu Państwa.

PGNiG jest największą i jedyną pionowo zintegrowaną spółką w sektorze gazowym w Polsce, posiadającą wiodącą pozycję we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju.

Uproszczony schemat powiązań funkcjonalnych w Grupie Kapitałowej PGNiG:



Źródło: PGNiG.

* Działalność przesyłowa jest w trakcie wydzielania z PGNiG do PGNiG Przesył, który będzie pełnił funkcję OSP.

Podstawowe informacje finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG zawiera poniższa tabela.

w tys. PLN

	I kw. 2005	2004	2003	2002	2001
Przychody ze sprzedaży	3.784.454	10.910.092	10.188.609	9.484.892	9.392.953
Zysk (strata) brutto	818.948	1.014.775	844.710	603.703	(56.293)
Zysk (strata) netto	594.708	1.109.512	538.855	392.412	(42.948)
Aktywa razem	18.221.601	17.374.117	17.548.642	17.217.076	17.711.331
Kapitał własny (aktywa netto)	9.394.743	8.797.869	7.727.909	7.196.090	6.815.581

Źródło: Skonsolidowane sprawozdania finansowe Emitenta.

Grupa Kapitałowa PGNiG prowadzi działalność przede wszystkim w następujących obszarach:

- poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej;
- sprzedaż wydobytego i importowanego gazu ziemnego oraz sprzedaż ropy naftowej;
- przesył gazu ziemnego;
- magazynowanie gazu ziemnego;
- dystrybucja gazu ziemnego.

Grupa PGNiG, w zakresie działalności poszukiwawczej i wydobywczej, prowadzi działalność głównie na obszarach lądowych w Polsce (a także w ograniczonym zakresie za granicą). W 2004 roku Grupa PGNiG wydobyla 4,3 mld m³ gazu ziemnego oraz 644 tys. ton ropy naftowej. W pierwszym kwartale 2005 roku wydobycie gazu ziemnego przez Grupę PGNiG wyniosło 1,2 mld m³ i 158,4 tys. ton ropy naftowej. Na koniec 2004 roku zasoby gazu PGNiG wynosiły 109,5 mld m³ (z czego 106 mld m³ zostało pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalni i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)) zaś złoża ropy naftowej - 26,1 mln ton (186,4 mln baryłek) (w tym 17,5 mln ton pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalni i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)).

PGNiG jest właścicielem kopalń gazu ziemnego i ropy naftowej, systemu przesyłowego, magazynów podziemnych oraz innych obiektów zapewniających bezpieczną i poprawną pracę krajowego systemu gazownictwa.

Do głównych składników majątku przesyłowo-magazynowego Grupy Kapitałowej PGNiG należy łącznie 118,3 tys. km sieci, w tym 15,6 tys. km sieci przesyłowych oraz 102,3 tys. km sieci dystrybucyjnych oraz 6 podziemnych magazynów gazu o pojemności roboczej 1,49 mld m³.

System przesyłowy i połączenia międzysystemowe z krajami ościennymi stanowią podstawę świadczenia usług przesyłowych na terenie kraju, a w przyszłości usług tranzytowych. Ponadto PGNiG posiada 48% akcji spółki EuRoPol GAZ, będącej właścicielem polskiego odcinka Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, którego operatorem jest PGNiG.

Ponadto PGNiG jest największym importem gazu w Polsce, w ramach długoterminowego kontraktu importowego, z Rosji oraz trzech kontraktów średnioterminowych na dostawy z Krajów Azji Środkowej (Kazachstan, Uzbekistan, Turkmenistan), Norwegii oraz Niemiec. W 2004 roku przychody ze sprzedaży gazu ziemnego Grupy Kapitałowej PGNiG wyniosły ponad 9,66 mld zł. W zakresie dystrybucji PGNiG prowadzi działalność za pośrednictwem 6 Spółek Gazownictwa, w których posiada 100% udziałów. Spółki te dostarczają gaz do odbiorców przemysłowych, przedsiębiorstw handlowych i gospodarstw domowych. W 2004 roku, za pośrednictwem Spółek Gazownictwa, Grupa PGNiG sprzedała 56,5% gazu ziemnego do odbiorców końcowych (64,8% w pierwszym kwartale 2005 roku). PGNiG jest również właścicielem spółek zajmujących się usługami w zakresie wspierania działalności PGNiG na wszystkich szczeblach łańcucha wartości gazu.

1.2.1 Sprzedaż podstawowych produktów

Dominująca część sprzedaży produktów Grupy Kapitałowej PGNiG realizowana jest w kraju.

Przychody ze sprzedaży produktów (w tys. zł)	2004	Udział w %	2003	Udział w %	2002	Udział w %	2001	Udział w %
Przychody ze sprzedaży - kraj	10.415.653	95,7	9.787.356	96,3	9.148.861	97,0	9.144.622	98,0
Przychody ze sprzedaży - eksport	470.223	4,3	372.564	3,7	287.332	3,0	188.809	2,0
Razem sprzedaż produktów	10.885.877	100,0	10.159.920	100,0	9.436.193	100,0	9.333.431	100,0

Źródło: Skonsolidowane sprawozdania finansowe Emitenta.

Udział sprzedaży krajowej w całkowitych przychodach ze sprzedaży produktów Grupy Kapitałowej PGNiG w 2004 roku stanowił 95,7% łącznych przychodów ze sprzedaży produktów, a wartość eksportu stanowiła 4,3% łącznych przychodów ze sprzedaży produktów Grupy Kapitałowej PGNiG. W porównaniu do 2001 roku udział eksportu w strukturze sprzedaży produktów Grupy Kapitałowej PGNiG podwoił się.

Krajową strukturę wartości sprzedaży Grupy Kapitałowej PGNiG przedstawia poniższa tabela:

Przychody ze sprzedaży produktów – sprzedaż krajowa (w tys. zł)	2004	Udział w %	2003	Udział w %	2002	Udział w %	2001	Udział w %
Przychody ze sprzedaży - kraj	10.415.653	100,0	9.787.356	100,0	9.148.861	100,0	9.144.622	100,0

- w tym: od jednostek powiązanych	44.462	0,4	50.589	0,5	65.183	0,7	95.831	1,0
Gaz wysokometanowy	8.864.385	85,1	8.403.004	85,9	7.705.470	84,2	7.513.368	82,2
Gaz zaazotowany	787.440	7,6	832.463	8,5	868.584	9,5	871.064	9,5
Ropa naftowa	452.038	4,3	278.600	2,8	241.123	2,6	337.504	3,7
Pozostałe	311.791	3,0	273.289	2,8	333.684	3,6	422.686	4,6

Źródło: Skonsolidowane sprawozdania finansowe Emitenta.

W strukturze przychodów ze sprzedaży produktów w 2004 roku najistotniejszą pozycję stanowił gaz wysokometanowy, którego udział w sprzedaży krajowej produktów i łącznej wyniósł w tym okresie odpowiednio 85,1 i 81,2%. Udział ropy naftowej w krajowej strukturze sprzedaży produktów Grupy Kapitałowej PGNiG wzrósł z 2,6% w 2002 roku do 4,3% w 2004 roku.

Poniższa tabela prezentuje informacje dotyczące przychodów ze sprzedaży dla poszczególnych segmentów w latach 2001–2004.

w tys. zł	2004		2003		2002		2001	
Przychody ze sprzedaży ogółem	10.910.092	100,0%	10.188.609	100,0%	9.484.892	100,0%	9.392.953	100,0%
Wydobycie i produkcja	1.209.874	11,1%	912.104	9,0%	804.730	8,5%	849.074	9,0%
Przesył	2.918.137	26,7%	2.655.166	26,1%	2.422.536	25,5%	2.597.400	27,7%
Dystrybucja	6.706.820	61,5%	6.553.942	64,3%	6.137.703	64,7%	5.782.491	61,6%
Pozostałe	75.260	0,7%	67.397	0,7%	119.923	1,3%	163.988	1,7%

Źródło: Skonsolidowane sprawozdania finansowe Emitenta.

Szczegółowe informacje na temat zasad ustalenia wartości poszczególnych pozycji w tabeli zostały wskazane w Rozdziale VIII Prospektu, nota 59 do skonsolidowanych sprawozdań finansowych Emitenta.

Wolumen sprzedaży gazu i ropy naftowej

PGNiG sprzedaje gaz odbiorcom bezpośrednio lub poprzez Spółki Gazownictwa. Sprzedaż gazu w 2004 roku w podziale na grupy klientów przedstawiono poniżej.

Sprzedaż według grup klientów PGNiG (w ekwiwalencie gazu wysokometanowego) oraz liczba odbiorców gazu w latach 2002–2004

Grupa klientów/branża	Liczba klientów			Wolumen (mln m ³)			Udział w %		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002	2004	2003	2002
Spółki Gazownictwa	6	6	-	7.618,8	7.566,4	6.923,3	58,3%	60,6%	61,5%
Zakłady azotowe	5	5	5	2.352,3	2.275,9	1.628,2	18,0%	18,2%	14,5%
Pozostała chemia	11	11	18	673,1	602,9	588,0	5,1%	4,8%	5,2%
Energetyka, w tym ciepłownictwo	17	19	17	876,8	681,0	538,9	6,7%	5,5%	4,8%
Hutnictwo żelaza i stali	7	7	23	360,1	242,3	449,3	2,8%	1,9%	4,0%
Hutnictwo szkła	17	18	22	301,1	289,1	303,3	2,3%	2,3%	2,7%
Hutnictwo metali nieżelaznych	7	9	13	106,8	103,8	135,4	0,8%	0,8%	1,2%
Pozostali odbiorcy, w tym hurtowi	102	97	129	464,0	428,7	402,3	3,5%	3,4%	3,6%
Eksport	1	1	1	44,1	44,2	40,2	0,3%	0,4%	0,4%
Razem z systemu	173	173	228	12.797,1	12.234,3	11.008,9	97,9%	98,0%	97,8%
Odbiorcy zasilani bezpośrednio ze złóż lub Oddziału w Odolanowie	97	176	174	275,3	253,7	245,4	2,1%	2,0%	2,2%
Razem sprzedaż PGNiG	270	349	402	13.072,4	12.488,0	11.254,3	100,0%	100,0%	100,0%

Źródło: PGNiG.

Wolumen sprzedaży gazu przez Spółki Gazownictwa (w ekwiwalencie gazu wysokometanowego) w mln m³

	2004	2003	2002	2001	Zmiana 2004- 2003	Zmiana 2003- 2002	Zmiana 2002- 2001
Rodzaj odbiorców:							
- Indywidualni	3.591	3.613	3.615	3.757	(0,6%)	(0,1%)	(3,8%)
- Biznesowi	2.290	2.402	2.248	2.152	(4,7%)	6,9%	4,5%
- Korporacyjni	1.607	1.399	1.003	937	14,9%	39,5%	7,0%
• kluczowi	1.051	932	713	679	12,8%	30,6%	5,1%
• strategiczni	556	467	290	258	19,0%	61,4%	12,2%
Razem	7.488	7.414	6.865	6.846	1,0%	8,0%	0,3%

Źródło: PGNiG.

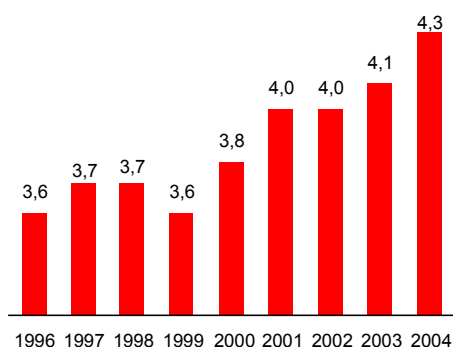
W 2004 roku PGNiG sprzedało 58,3% gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) Spółkom Gazownictwa (65,8% w pierwszym kwartale 2005 roku). Drugą pozycję wśród grup odbiorców (18,0% sprzedaży w 2004 roku) zajmują zakłady azotowe. Spółki energetyczne, w tym ciepłownicze, nabyły 6,7% sprzedanego gazu, a 5,1% spółki z branży chemicznej. Udział hutnictwa szkła w sprzedaży Spółki wyniósł w 2004 roku 2,3%.

Obecnie PGNiG posiada udokumentowane zasoby ropy naftowej w ilości 26,1 mln ton (z czego 17,5 mln zostało pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalni i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)). Ostatnio nastąpiły odkrycia dużych złóż Lubiatów-Międzychów-Grotów-Sowia Góra oraz Sieraków.

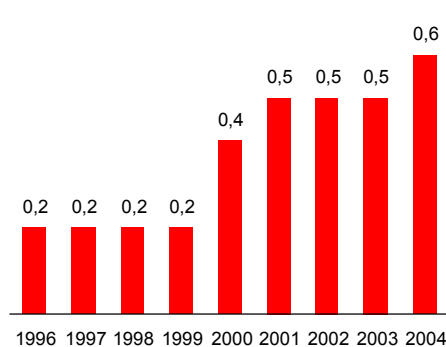
Wydobywana ropa naftowa sprzedawana jest do rafinerii zlokalizowanych na południu Polski oraz do Niemiec. W 2004 roku wydobywanie ropy wyniosło ok. 644 tys. ton.

1.2.2 Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej

W 2004 roku udział PGNiG w wydobywaniu gazu ziemnego i ropy naftowej wynosił odpowiednio 98% i 65% całkowitego wydobycia w Polsce. W 2004 roku wydobywanie gazu ziemnego przez Spółkę wyniosło 4,3 mld m³ oraz 644 tys. ton (4,72 mln baryłek) ropy naftowej. W pierwszym kwartale 2005 roku wydobywanie gazu ziemnego przez PGNiG wyniosło 1,2 mld m³. Poniższe wykresy przedstawiają wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej PGNiG w latach 1996-2004.

**Wydobywanie gazu w latach 1996-2004 (mld m³)
(w przeliczeniu na gaz wysokometanowy)**

Źródło: PGNiG.

**Wydobywanie ropy naftowej w latach 1996-2004
(mln ton)**

Źródło: PGNiG.

Działalność poszukiwawczo-wydobywcza, jako integralna część PGNiG, jest jednym z kluczowych czynników zapewniających Spółce konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu. Dzięki niej Spółka pozyskuje część sprzedawanego gazu po kosztach znacznie niższych niż gaz z importu, co częściowo uniezależnia Spółkę od skutków wzrostu cen gazu importowanego wynikających ze wzrostu cen produktów ropopochodnych, w stosunku do których indeksowana jest cena gazu.

W ciągu ostatnich 9 lat krajowe wydobywanie gazu przez Spółkę wzrosło, z poziomu 3,6 mld m³ w 1996 roku, do 4,3 mld m³ w 2004 roku, co stanowi wzrost o 19% w tym okresie.

1.2.3 Przesył

Sieć przesyłowa Grupy Kapitałowej PGNiG (wysokiego i podwyższonego średniego ciśnienia) ma długość 17,9 tys. km i obejmuje swoim zasięgiem cały kraj z wyjątkiem Suwalszczyzny (2,1 tys. km znajduje się w Spółkach Gazownictwa, a pozostałe 15,8 tys. km należy do PGNiG).

Grupa PGNiG posiada dwa główne systemy przesyłu gazu:

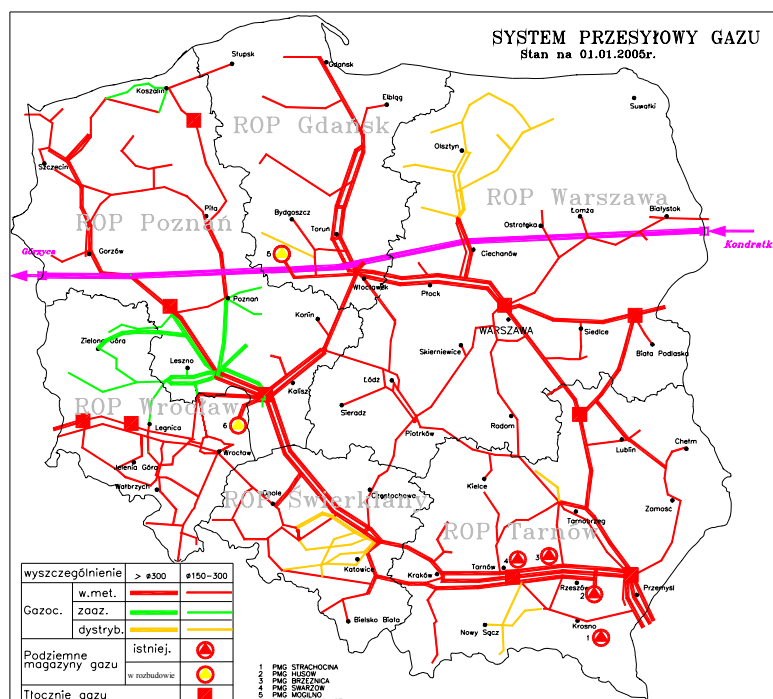
- pierwszy jest wykorzystywany do przesyłu gazu wysokometanowego;
- drugi jest wykorzystywany do przesyłu gazu zaazotowanego.

System przesyłowy gazu wysokometanowego umożliwia odbiór gazu importowanego, gazu ze złóż zlokalizowanych w Polsce południowej 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 Niżu Polskim.

W przeliczeniu na gaz wysokometanowy systemem gazu zaazotowanego w 2004 roku zostało rozprowadzone ogółem 2,4 mld m³ gazu (0,7 mld m³ w pierwszym kwartale 2005 r.).

W związku z wykonywaniem przez PGNiG Planu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., PGNiG jest w trakcie wydzielania działalności przesyłowej do PGNiG Przesył, która ma pełnić funkcję operatora systemu przesyłowego. Szczegółowe informacje dotyczące tego wydzielenia zostały zamieszczone w pkt. 1.1.4.3 Rozdziału VII Prospektu.



Źródło: PGNiG.

1.2.4 Magazynowanie

PGNiG posiada sześć podziemnych magazynów gazu o pojemności roboczej 1,49 mld m³. W całkowitej sprzedaży wynoszącej (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) w 2004 roku 13,1 mld m³ (4,54 mld m³ w pierwszym kwartale 2005 roku), stanowi to 11,4% rocznego zużycia gazu przez odbiorców w Polsce lub 42 dni średniego zużycia.

Magazynowanie gazu służy zapewnieniu odbiorcom jego dostawy, tj. przede wszystkim równoważeniu systemu gazowego i zabezpieczeniu dostaw w okresach szczytowego zapotrzebowania oraz zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw. Magazyny przejmują nadwyżki gazu z systemu w okresie letnim i uzupełniają system w gaz w okresie zimowym.

Podziemne magazyny gazu ziemnego Spółki	Nazwa	Pojemność robocza (mln m ³)	Maksymalna wydajność pobierania (mln m ³ /dzień)
▲ istniejące magazyny ▲ magazyny w rozbudowie	Istniejące		
	Strachocina	100	1,2
	Husów	400	5,7
	Brzeźnica	65	0,9
	Swarzędz	90	1,2
	W rozbudowie		
	Mogilno	331	20,0
	Wierzchowice	500	4,3
	Razem	1.486	33,3
<i>Zródło: PGNiG.</i>			

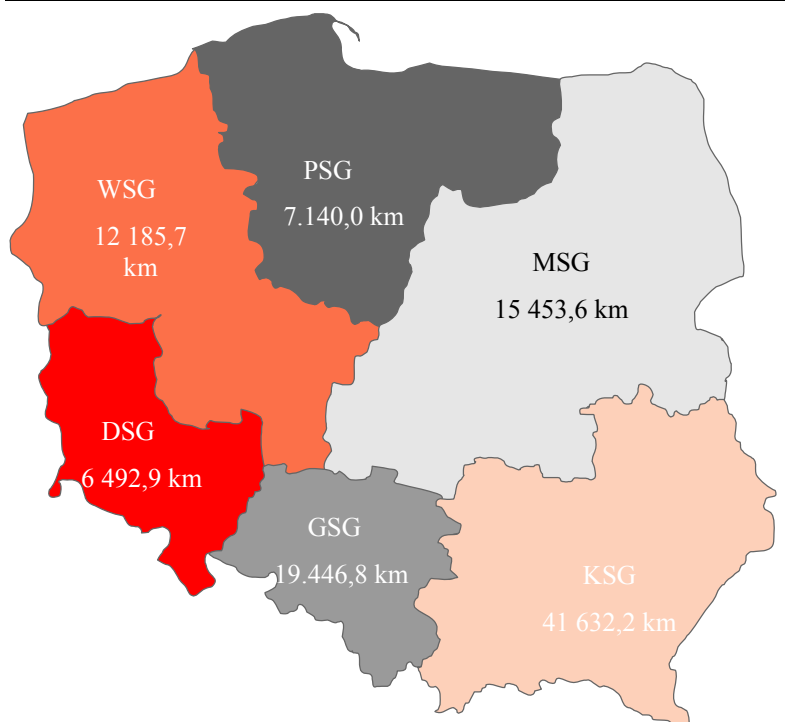
1.2.5 Dystrybucja

Spółki Gazownictwa prowadzą działalność w zakresie obrotu gazem i obsługi handlowej małych i średnich odbiorców oraz eksploatacji, remontów i rozbudowy sieci dystrybucyjnej. W dniu 1 lipca 2004 r. Spółki Gazownictwa funkcjonalnie wydzieliły w ramach swojej działalności OSD w formie ujawnionych w KRS oddziałów.

Sieci dystrybucyjne (sieć niskiego, średniego, podwyższonego średniego i wysokiego ciśnienia, własna i użytkowana przez Spółki Gazownictwa) to ok. 102 tys. km gazociągów, które znajdują się głównie na uprzemysłowionych obszarach miejskich kraju. Aby sprostać rosnącemu zapotrzebowaniu krajowemu na gaz ziemny, PGNiG stale rozwija sieć gazociagową.

Spółki Gazownictwa PGNiG

Zasięg geograficzny i długość sieci według stanu na 31 grudnia 2004 r.



Zródło: PGNiG.

Działalność i funkcjonowanie Spółek Gazownictwa zależy w znacznym stopniu od czynników demograficznych (liczba ludności, poziom życia, uprzemysłowienia), stopnia wykorzystywania innych paliw (np. węgiel), typu sprzedawanego gazu (wysokometanowy lub zaazotowany) i poziomu kosztów poszczególnych spółek.

Informacje o liczbie odbiorców poszczególnych Spółek Gazownictwa zaprezentowano w pkt. 4 niniejszego Rozdziału.

Poniżej przedstawiono krótką charakterystykę poszczególnych Spółek Gazownictwa.

MSG Sp. z o.o.

MSG Sp. z o.o. pokrywa północno-wschodnią część Polski, o obszarze 87 tys. km², co stanowi około 27,7% powierzchni Polski. Na tym obszarze znajduje się 761 miejscowości, w tym 120 miast, włączając w to aglomerację Warszawy i Łodzi.

W 2004 roku głównymi odbiorcami gazu byli odbiorcy indywidualni, którzy stanowili 98,1% wszystkich odbiorców spółki i 53,8% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu. Odbiorcy biznesowi stanowili 1,9% ogółu klientów, nabywając 33,4% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu przez spółkę. Spółka dostarczała również gaz do 45 odbiorców kluczowych, którzy nabyli w 2004 roku 12,8% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu spółki.

Około 71% całkowitej sprzedaży gazu przez MSG Sp. z o.o. przypada na odbiorców z Warszawy i okolic, 22% – na Łódź i okolice, a pozostałe 7% – na Białystok i okolice.

KSG Sp. z o.o.

KSG Sp. z o.o. prowadzi działalność na najbardziej zgazyfikowanych obszarach Polski (65,7% współczynnik gazyfikacji w porównaniu do średniej krajowej 41%). Współczynnik gazyfikacji to relacja liczby gmin, do której doprowadzany jest gaz (co najmniej do 1 odbiorcy) do ogólnej liczby gmin w obszarze funkcjonowania danej Spółki Gazownictwa. Obszar działalności spółki obejmuje 60,6 tys. km², co stanowi około 19% powierzchni Polski i jest zlokalizowany w czterech województwach południowo-wschodniej Polski.

W 2004 roku głównymi odbiorcami gazu byli odbiorcy indywidualni, którzy stanowili 97% wszystkich odbiorców spółki i 47,7% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu. Odbiorcy biznesowi stanowili 3% ogółu klientów, nabywając 31,2% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu przez spółkę. Spółka dostarczała również gaz do odbiorców kluczowych (44 klientów) ze sprzedażą dla nich stanowiącą 12,5% ogólnego wolumenu sprzedaży gazu oraz do odbiorców strategicznych (3 klientów), którzy nabyli w 2004 roku 8,5% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu spółki.

GSG Sp. z o.o.

GSG Sp. z o.o. prowadzi działalność na terenie centralnej i południowej części Polski. Obszar działalności spółki obejmuje 25 tys. km², co stanowi około 8% powierzchni Polski.

W 2004 roku głównymi odbiorcami gazu byli odbiorcy indywidualni, którzy stanowili 97,9% wszystkich odbiorców spółki i 46,5% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu. Odbiorcy biznesowi stanowili 2,1% ogółu klientów, nabywając 29,1% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu przez spółkę. Spółka dostarczała również gaz do 6 odbiorców strategicznych, którzy nabyli w 2004 roku 9% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu spółki.

DSG Sp. z o.o.

DSG Sp. z o.o. prowadzi działalność w południowo-zachodniej Polsce na obszarze 27 tys. km², co stanowi około 8,6% powierzchni Polski, zamieszkiwanym przez 2,9 mln mieszkańców w województwie dolnośląskim.

Spółśród 199 miejscowości regionu, 60% jest zgazyfikowanych w ramach sieci DSG Sp. z o.o.

W 2004 roku głównymi odbiorcami gazu byli odbiorcy indywidualni, którzy stanowili 97,5% wszystkich odbiorców spółki i 47% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu. Odbiorcy biznesowi stanowili 2,5% ogółu klientów, nabywając 43,9% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu przez spółkę. Spółka dostarczała również gaz do 3 odbiorców strategicznych, którzy nabyli w 2004 roku 9,1% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu spółki.

W regionie, w którym spółka prowadzi działalność, istnieją trzy specjalne strefy ekonomiczne – wałbrzyska, legnicka i kamiennogórska. Na obszarze tych stref produkcja przemysłowa, zwłaszcza w branży energetycznej, w ostatnich latach wzrosła, prowadząc do zwiększenia sprzedaży gazu.

WSG Sp. z o.o.

WSG Sp. z o.o. prowadzi działalność w północno-zachodniej Polsce na obszarze 59 tys. km², co stanowi około 18,8% powierzchni Polski. Z dwoma lotniskami międzynarodowymi, dwoma portami morskimi i 20 przejściami granicznymi region jest jednym z najaktywniejszych gospodarczo regionów Polski.

WSG Sp. z o.o. jest zlokalizowana w pobliżu krajowych złóż gazu, w większości zaazotowanego, który jest sprzedawany po niższej cenie niż gaz wysokometanowy.

W 2004 roku głównymi odbiorcami gazu byli odbiorcy indywidualni, którzy stanowili 96,69% wszystkich odbiorców spółki i 41,83% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu. Odbiorcy biznesowi stanowili 3,29% ogółu klientów, nabywając 31,29% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu przez spółkę. Spółka dostarczała również gaz do 41 kluczowych odbiorców (112 gazomierzy), którzy nabyli w 2004 roku 13,68% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu spółki oraz 8 odbiorców strategicznych (70 gazomierzy), którzy nabyli w 2004 roku 13,20% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu spółki.

PSG Sp. z o.o.

Działalność PSG Sp. z o.o. obejmuje terytorium północno-wschodniej części kraju, na obszarze 53 tys. km², co stanowi około 16,9% powierzchni Polski. Obszar ten charakteryzuje się niską gęstością zaludnienia z uwagi na specyfikę krajobrazu (las, jeziora i wzniesienia) i rolnictwo będące głównym sektorem gospodarki. Region ponadto charakteryzuje się najwyższym bezrobociem w Polsce i produktem regionalnym brutto na mieszkańca znacznie poniżej średniej krajowej.

W 2004 roku głównymi odbiorcami gazu byli odbiorcy indywidualni, którzy stanowili 96,6% wszystkich odbiorców spółki i 42,6% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu. Klienci biznesowi stanowili 3,4% ogółu klientów nabywając 29,5% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu przez spółkę. Spółka dostarczała również gaz do 2 odbiorców strategicznych, którzy nabyli w 2004 roku 3,7% całkowitego wolumenu sprzedaży gazu spółki.

1.3 Taryfy**1.3.1 Informacje ogólne**

Działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi, obrotu z zagranicą oraz w zakresie przesyłu i dystrybucji wymaga taryfowania.

Zasady ustalania taryf są określone w Prawie Energetycznym i rozporządzeniu Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. Nr 277, poz. 2750) i zostały szczegółowo opisane w pkt. 3.7.4 niniejszego Rozdziału. Wymogi prawne ustalają zarówno metodologię kształtowania taryf jak również ich strukturę, którą dla głównych grup odbiorców można określić następująco:

Wykres 1: Składowe opłat według grup konsumenckich**Odbiorcy przemysłowi**

Opłata za pobrany gaz	Opłata przesyłowa* (z magazynowaniem)	Abonament
-----------------------	--	-----------

Gospodarstwa domowe

Opłata za pobrany gaz	Opłata dystrybucyjna (z przesyłem i magazynowaniem)	Abonament
-----------------------	--	-----------

**Opłata przesyłowa dla odbiorców zasilanych z sieci przesyłowej, opłata za przesyłanie i dystrybucję dla odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej.*

Zgodnie powyższymi regulacjami, przygotowywana przez PGNiG taryfa dla paliw gazowych podlega analizowaniu i weryfikacji wykazanych kosztów oraz zatwierdzeniu przez Prezesa URE, z uwzględnieniem:

- pokrywania uzasadnionych kosztów w zakresie określonym w art. 45 Prawa Energetycznego;
- ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen;
- eliminowania subsydiowania skrośnego.

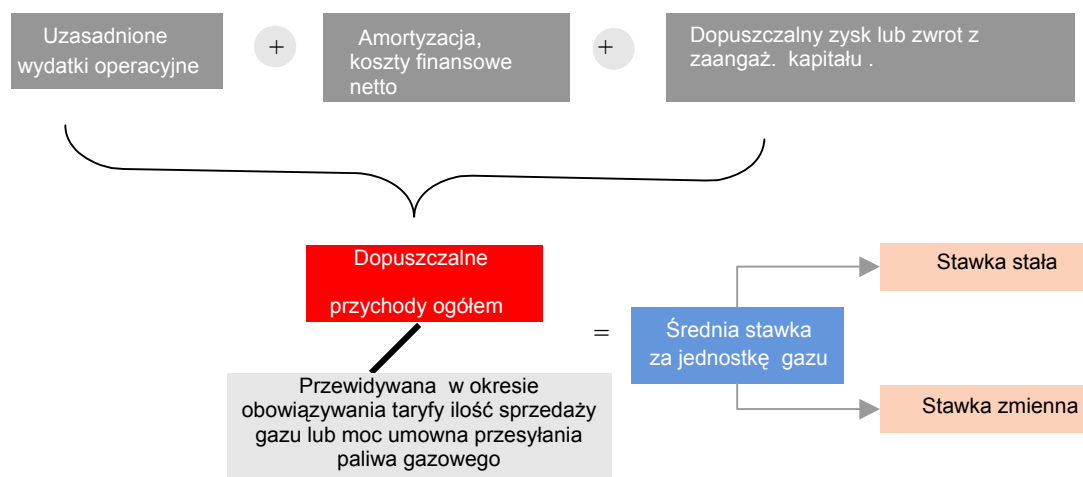
Taryfy określone są odpowiednio do prowadzonej działalności koncesjonowanej w zakresie:

- obrotu paliwami gazowymi;
- przesyłu i dystrybucji.

PGNiG ustala taryfy dla odbiorców hurtowych, natomiast Spółki Gazownictwa – dla odbiorców detalicznych.

Podstawą kalkulacji taryf są planowane, na okres obowiązywania taryfy, koszty uzasadnione dla poszczególnych działalności z podziałem na poszczególne typy gazów oraz wielkości planowanej na ten okres ilości sprzedaży paliw gazowych i wielkości świadczonych usług związanych z przesyłem i dystrybucją określonych odpowiednio dla mocy umownej przesyłania lub dystrybucji oraz ilości przesyłanego paliwa gazowego.

Mechanizm taryfowy PGNiG



Źródło: PGNiG.

Bazą do określenia prognozowanych kosztów są koszty poniesione w roku poprzedzającym rok obowiązywania taryfy, a także koszty eksploatacji modernizowanego i nowego majątku. Tak określone planowanie, uzasadnione koszty, podlegają weryfikacji w procesie zatwierdzania taryf przez Prezesa URE.

2 ZŁOŻA EKSPLOATOWANE PRZEZ PGNiG

2.1 Złoża krajowe PGNiG według klasyfikacji polskiej

W Polsce dokumentowanie zasobów złóż kopalin (w tym ropy naftowej i gazu ziemnego) odbywa się zgodnie z przepisami Prawa Geologicznego i Górniczego. Dokumentacja geologiczna określa wyniki prac geologicznych, wraz z ich interpretacją oraz określeniem stopnia osiągnięcia zamierzonego celu. Dokumentację geologiczną złoża kopalin sporządza się w celu określenia granic złoża, jego zasobów oraz geologicznych warunków występowania. Dokumentacja geologiczna złoża kopalin powinna określać:

- rodzaj, ilość i jakość rozpoznanych kopalin, w tym także kopalin towarzyszących i współwystępujących użytecznych pierwiastków śladowych oraz substancji szkodliwych dla środowiska występujących w złożu;
- położenie złoża, jego budowę geologiczną, formę i granice;
- elementy środowiska otaczającego złoża;
- hydrogeologiczne i inne geologiczno-górnice warunki występowania złoża;
- stan zagospodarowania powierzchni.

Szczegółowe warunki wymagań, jakim powinny odpowiadać dokumentacje geologiczne złóż kopalin określa rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 19 grudnia 2001 r. w sprawie szczegółowych wymagań, jakim powinny odpowiadać dokumentacje geologiczne złóż kopalin (Dz. U. Nr 153, poz. 1778). Zgodnie z § 6 ww. rozporządzenia w dokumentacjach geologicznych złóż ropy naftowej, gazu ziemnego i metanu w złożach węgla kamiennego stosuje się kategorie rozpoznania złoża: C, B i A.

- w kategorii C - złoża rozpoznane wstępnie, którego granice są określone na podstawie wyników badań geofizycznych i interpretacji geologicznej przy zastosowaniu ekstrapolacji; uzyskane dane umożliwiają projektowanie prac niezbędnych do dalszego rozpoznania złoża, a w przypadku małego złoża - jego zagospodarowania, po uzyskaniu co najmniej z jednego otworu przyływu ropy naftowej lub gazu ziemnego, w ilościach posiadających znaczenie gospodarcze (zgodnie z zaleceniami Komisji Zasobów Kopalin – organu doradczego przy Ministrze Środowiska, błąd szacowania średnich parametrów złoża i zasobów może przekraczać 30%);
- w kategorii B - zbadana budowa geologiczna złoża ropy naftowej, gazu ziemnego lub metanu występującego w złożu węgla kamiennego i określone jego granice, zmienność, właściwości zbiornikowe warstw roponośnych i gazonośnych oraz innych parametrów i charakterystyk złożowych, pozwalają na określenie przewidywanych zasobów wydobywalnych oraz na opracowanie projektu zagospodarowania złoża; dopuszczalny błąd szacowania średnich parametrów złoża i zasobów nie powinien przekraczać 30%;
- w kategorii A - ustala się dane określone dla kategorii B z uwzględnieniem wyników uzyskanych z wyrobisk eksploatacyjnych, przy czym dopuszczalny błąd szacowania średnich parametrów złoża i zasobów nie powinien przekraczać 15%.

Według obowiązujących w Polsce przepisów do liczenia zasobów węglowodorów stosuje się metodę deterministyczną opartą na szacowaniu fizycznych parametrów złoża.

2.1.1 Charakterystyka złóż PGNiG według klasyfikacji polskiej

PGNiG posiada około 98% całkowitych udokumentowanych zasobów gazu ziemnego i około 79% udokumentowanych zasobów ropy naftowej w Polsce.

Udokumentowane złoża gazu ziemnego i ropy naftowej Spółki w ostatnich pięciu latach są przedstawione w poniższej tabeli.

Złoża gazu i ropy naftowej PGNiG (mln boe)

Rok	Gaz*		Ropa naftowa		Razem
	mld m ³	mln boe	mln ton	mln baryłek	mln boe
2004*	109,5	688,8	26,1	191,3	880,1
2003*	109,4	688,1	17,6	129,0	817,1
2002	118,3	744,1	13,6	99,7	843,8
2001	116,9	735,3	13,0	95,3	830,6
2000	108,8	684,4	13,4	98,2	782,6

Źródło: PGNiG.

* W przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Na koniec 2004 roku zasoby gazu wynosiły 109,5 mld m³ (z czego 106 mld m³ zostało pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)), zaś złoża ropy naftowej 26,1 mln ton (191,3 mln baryłek) (w tym 17,5 mln ton pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)). Po przeliczeniu na ekwiwalent ropy naftowej, złoża gazu stanowiły 78% całkowitych złóż gazu i ropy naftowej będących w dyspozycji Spółki.

Sposób liczenia zasobów określa rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 19 grudnia 2001 r. w sprawie szczegółowych wymagań, jakim powinny odpowiadać dokumentacje geologiczne złóż kopalin (Dz. U. Nr 153, poz. 1778). W wyniku bilansowania przyrostów zasobów i ubytków w kolejnych latach otrzymano wielkość 109,5 mld m³ gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy według stanu na koniec 2004 roku.

62% wszystkich złóż znajduje się w zachodniej Polsce. W 77% są to złoża gazu ziemnego, a w 23% ropy naftowej. Złoża zlokalizowane na południu Polski stanowiły 38% złóż PGNiG według stanu na koniec 2004 roku i w 98% są to złoża gazu ziemnego, a w 2% ropy naftowej.

Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej PGNiG w 2004 roku (mln boe)

Region	Gaz*		Ropa		Razem
	mld m ³	mln boe	mln ton	mln baryłek	mln boe
Południe	45,1	283,7	0,6	4,4	288,1
Zachód	64,4	405,1	25,5	186,9	592,0

Razem	109,5	688,8	26,1	191,3	880,1
--------------	--------------	--------------	-------------	--------------	--------------

Źródło: PGNiG.

* Ekwiwalent wysokometanowy.

Informacje o głównych złożach naftowych i gazowych PGNiG przedstawiają poniższe tabele.

Złoża gazu ziemnego PGNiG

Nazwa złoża	Region	Odkrycie (rok)	Pierwotne zasoby wydobywalne	Zasoby pozostałe do wydobywania*	Wydobycie**	Z/W***
			mld m ³	mld m ³	mld m ³	
Brońsko	zachód	1998	14,9	14,3	0,33	43,3
Kościan S	zachód	1995	10,4	8,9	0,59	15,1
BMB	zachód	1993	9,9	9,0	0,21	42,9
Przemysł	południe	1958	46,7	7,7	0,37	20,8
Radlin	zachód	1981	11,1	6,6	0,41	16,1

Źródło: PGNiG.

* Na koniec 2004 roku.

** W 2004 roku.

*** Relacja pozostałych złóż udokumentowanych do wydobywania.

Złoża ropy naftowej PGNiG

			Pierwotne zasoby wydobywalne		Zasoby pozostałe do wydobywania**		Wydobycie***		
Nazwa złoża	Region	Odkrycie	mln ton	mln baryłek*	mln ton	mln baryłek	mln ton	mln baryłek	Z/W****
BMB	zachód	1993	10,14	74,33	8,42	61,72	0,48	3,52	17,5
Lubiatów	zachód	2002	4,40	32,25	4,39	32,18	1,74	12,75	2,5
Górzycza	zachód	1989	0,27	1,98	0,26	1,91	0,00	0,00	-
Zielin	zachód	1991	0,23	1,69	0,13	0,95	0,09	0,66	1,4

Źródło: PGNiG.

* Współczynnik konwersji mln ton na mln baryłek: 7,33.

** Na koniec 2004 roku.

*** W 2004 roku.

**** Relacja pozostałych złóż udokumentowanych do wydobywania.

Złoża PGNiG wzrosły z 782,6 mln boe w 2000 roku do 880,1 mln boe w 2004 roku, średniorocznie o 2,4%. Poniższa tabela przedstawia wzrost złóż oraz zmianę współczynnika Z/W (złoża/wydobycie) Spółki w tym okresie.

Roczne zmiany wielkości złóż (2000-2004)

	Złoża początkowe	Zmiana netto	Wydobycie	Złoża końcowe	Zmiana roczna w %	Z/W
2000						lata
Ropa (mln ton)	14,2	(0,4)	0,4	13,4	(5,6%)	34
Ropa (mln baryłek)	104,1	(2,9)	2,9	98,2	(5,6%)	34
Gaz (mld m ³)	107,7	4,7	3,6	108,8	1,0%	30
Gaz (mln boe)	677,4	29,6	22,6	684,4	1,0%	30
Razem (mln boe)	781,5	26,6	25,6	782,6	0,1%	31
2001						
Ropa (mln ton)	13,4	0,1	0,5	13,0	(3,0%)	26
Ropa (mln baryłek)	98,2	0,7	3,7	95,3	(3,0%)	26
Gaz (mld m ³)	108,8	11,9	3,8	116,9	7,4%	31

Gaz (mln boe)	684,4	74,9	23,9	735,3	7,4%	31
Razem (mln boe)	782,6	75,6	27,6	830,6	6,1%	30
2002						
Ropa (mln ton)	13,0	1,1	0,5	13,6	4,6%	27
Ropa (mln baryłek)	95,3	8,1	3,7	99,7	4,6%	27
Raz (mld m ³)	116,9	5,2	3,8	118,3	1,2%	31
Raz (mln boe)	735,3	32,7	23,9	744,1	1,2%	31
Razem (mln boe)	830,6	40,8	27,6	843,8	1,6%	31
2003						
Ropa (mln ton)	13,6	4,5	0,5	17,6	29,4%	35
Ropa (mln baryłek)	99,7	33,0	3,7	129,0	29,4%	35
Gaz (mld m ³)	118,3	(5,0)	3,9	109,4	(7,5%)	28
Gaz (mln boe)	744,1	(31,5)	24,5	688,1	(7,5%)	28
Razem (mln boe)	843,8	1,5	28,2	817,1	(3,2%)	29
2004						
Ropa (mln ton)	17,6	9,1	0,6	26,1	48,3%	44
Ropa (mln baryłek)	129,0	66,7	4,4	191,3	48,3%	44
Gaz (mld m ³)	109,4	4,4	4,3	109,5	0,1%	25
Gaz (mln boe)	688,1	27,7	27,0	688,8	0,1%	25
Razem (mln boe)	817,1	94,4	31,4	880,1	7,7%	28

Źródło: PGNiG.

Dane dotyczące gazu są zaprezentowane w ekwiwalencie wysokometanowym.

Współczynnik złoża/wydobycie PGNiG zarówno dla ropy jak i gazu pozostaje od 5 lat stały na poziomie prawie 30 lat. W rozbiciu na węglowodory współczynnik Z/W ropy wzrósł z 34 lat w 2000 roku do 44 lat w 2004 roku w związku z pozyskaniem nowych złóż i stałego wydobywania. Z drugiej strony współczynnik Z/W gazu spadł z 30 lat w 2000 roku do 25 lat w 2004 roku.

Przyczyną spadku wskaźnika Z/W jest wzrost rocznego wydobywania gazu ziemnego z 22,6 mln boe w roku 2000 do 27,0 mln boe w roku 2004 przy praktycznie nie zmienionym stanie zasobów na koniec tych lat – 684,4 mln boe w roku 2000 i 688,8 mln boe w roku 2004.

2.2 Złóża krajowe PGNiG według klasyfikacji LSE

Zgodnie z uchwałą Zarządu nr 593/2004 z dnia 9 listopada 2004 r. przeliczenie i wycena zasobów węglowodorów będących na stanie PGNiG została zlecona firmie DeGolyer & MacNaughton. Praca ta (*Competent Person's Report*) została wykonana zgodnie z wymogami LSE (*London Stock Exchange*) zawartymi w Rozdziale 19 Warunków Dopuszczenia do Notowań (*The Listing Rules*) wydanych przez Brytyjski Urząd ds. Notowań (*United Kingdom Listing Authority*).

Według wymagań giełdy londyńskiej zasoby dzielone są na *Proven* (zasoby potwierdzone), *Probable* (zasoby prawdopodobne) i *Possible* (zasoby możliwe). Te ostatnie nie są brane pod uwagę przy wycenie zasobów i z tego powodu nie były szacowane.

Zasoby potwierdzone – zasoby, dla których, na podstawie dostępnych informacji, istnieje rzeczywista pewność, że są technicznie i ekonomicznie opłacalne do wydobywania (tzn. istnieje ponad 90% prawdopodobieństwo, że zostaną wydobyte i sprzedane).

Zasoby prawdopodobne – zasoby, które jeszcze nie są „potwierdzone”, ale na podstawie dostępnych informacji istnieje rzeczywista pewność, że biorąc pod uwagę czynniki ekonomiczne i techniczne istnieje ponad 50% szansy, że zostaną one wydobyte i sprzedane.

Do przeliczenia i wyceny zgodnie z wymaganiami LSE nie są brane pod uwagę złoża, dla których PGNiG z różnych względów nie posiada aktualnie ważnej koncesji eksploatacyjnej, bądź w chwili obecnej kopalnia jest w likwidacji lub PGNiG nie planuje w najbliższej przyszłości rozpoczęcia produkcji z danego złoża.

2.2.1 Przeszacowanie i wycena złóż PGNiG według klasyfikacji LSE

Z ogólnej liczby około 250 udokumentowanych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarze lądowym Polski, PGNiG posiada koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego dla 210 złóż, z czego:

- 137 koncesji - dla złóż gazu ziemnego;
- 53 koncesje - dla złóż ropy naftowej;
- 20 koncesji - dla złóż ropno-gazowych.

Na dzień 31 grudnia 2004 r. zasoby wydobywalne, które posiada PGNiG wynoszą:

- 109,5 mld m³ gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy (z czego 106,0 mld m³ zostało pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalni i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)) lub 148,4 mld m³ w wielkościach naturalnych;
- 26,1 mln ton ropy naftowej (z czego 17,5 mln ton zostało pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalni i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)).

Uwzględniając kryteria wskazane w pkt. 2.2 niniejszego Rozdziału uznawane przez LSE, z prowadzonej wyceny zasobów wyeliminowano 40 złóż, które znajdują się w końcowej fazie eksploatacji i przeznaczone są do likwidacji w najbliższych latach.

Do analizy i wyceny przekazano do firmy D&M listę pozostałych 170 złóż z tego:

- 46 złóż ropy naftowej o zasobach zatwierdzonych 16,5 mln ton;
- 124 złoża gazu ziemnego o zasobach zatwierdzonych 139,78 mld m³ (w wielkościach naturalnych).

W wyniku wstępnej analizy, z uwagi na niespełnienie kryterium ekonomicznej opłacalności, firma D&M wyeliminowała z oceny 30 złóż, z tego:

- 19 złóż ropy naftowej o zasobach 0,185 mln ton;
- 11 złóż gazu ziemnego o zasobach 1,377 mld m³.

Wycenie poddane zostały zasoby 140 złóż, z tego:

- 26 złóż ropy naftowej o zasobach 16,30 mln ton;
- 114 złóż gazu ziemnego o zasobach 138,4 mld m³.

W wyniku dokonanej analizy przez firmę D&M zasoby PGNiG ustalone zgodnie z klasyfikacją LSE, na dzień 31 grudnia 2004 r. przedstawiały się następująco:

	Zasoby potwierdzone	Zasoby prawdopodobne	Razem
Gaz ziemny	78,36 mld m ³	36,41 mld m ³	114,77 mld m ³
Ropa naftowa i kondensat	13,34 mln ton	3,60 mln ton	16,94 mln ton
Kondensat gazowy (NGL)	0,63 mln ton	0,55 mln ton	1,18 mln ton

Dla złóż gazu ziemnego różnicę zasobów PGNiG pomiędzy zatwierdzonymi zasobami w ilości 139,78 mld m³ (co odpowiada 102,25 mld m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), a potwierdzonymi i prawdopodobnymi złożami PGNiG według Raportu D&M w ilości 114,77 mld m³ można traktować jako zasoby możliwe.

Zgodnie z Raportem D&M wycena wartości zasobów netto PGNiG dla trzech wariantów, na dzień 31 grudnia 2004 r. przedstawia poniższa tabela.

	Zestawienie wyceny zasobów					
	Wartość bieżąca netto/zysk zdyskontowany					
	Przyszłe dochody netto (mln USD)	Przy stopie dyskontowej 5% (mln USD)	Przy stopie dyskontowej 8,5% (mln USD)	Przy stopie dyskontowej 10% (mln USD)	Przy stopie dyskontowej 15% (mln USD)	Przy stopie dyskontowej 20% (mln USD)
Potwierdzone						
- Wariant podstawowy	9.703,5	6.691,5	5.368,4	4.925,2	3.806,2	3.052,0
- Wariant wysokich cen	12.860,3	8.578,6	6.761,4	6.163,3	4.680,3	3.705,1

- Wariant niskich cen	8.523,8	5.874,6	4.709,1	4.318,4	3.331,6	2.666,3
Potwierdzone i prawdopodobne*						
- Wariant podstawowy	13.860,9	7.971,0	6.057,2	5.471,3	4.087,1	3.216,4
- Wariant wysokich cen	21.941,6	10.744,0	7.822,1	6.977,3	5.061,7	3.910,7
- Wariant niskich cen	12.163,6	6.999,5	5.314,4	4.797,8	3.576,6	2.808,2

*Wartości dotyczące zasobów prawdopodobnych nie zostały skorygowane o element ryzyka.

Szczegółowe informacje dotyczące metodologii przeszacowania oraz wyceny zasobów PGNiG według klasyfikacji LSE, w tym wariantów wyceny wskazanych w powyższej tabeli, zostały zamieszczone w Raporcie D&M, zamieszczonym w Załączniku nr 2 Rozdziału IX Prospektu.

2.3 Poszukiwania złóż i wydobywanie poza granicami Polski

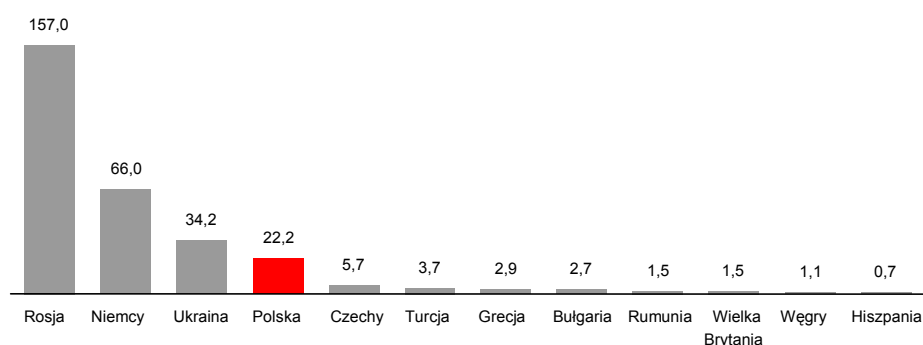
PGNiG prowadzi działalność w zakresie poszukiwań i wydobywania gazu ziemnego i kondensatu (gazoliny) na Ukrainie i w Pakistanie. Na dzień 24 maja 2005 r. działalność ta nie jest znacząca dla Grupy PGNiG.

3 OTOCZENIE W JAKIM PROWADZI DZIAŁALNOŚĆ GRUPA PGNiG

3.1 Podstawowe źródła energii w Polsce

Bilans energetyczny Polski jest zdominowany przez węgiel kamienny i brunatny pochodzący głównie ze złóż krajowych. Polska posiada czwarte pod względem wielkości złoża węgla w Europie.

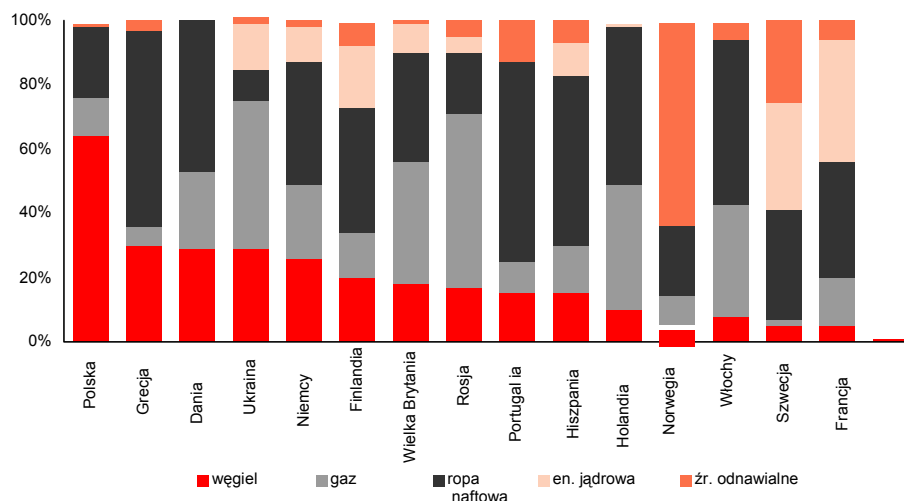
Złoża węgla (węgiel kamienny i brunatny) w Europie w 2003 roku (mld ton)



Źródło: BP Statistical Review of World Energy, 2004 rok

W 2003 roku węgiel był źródłem 64% energii w Polsce i stanowił ok. 90% paliwa dla elektrowni. Uzależnienie Polski od węgla jest najwyższe w Europie, co pokazuje poniższy wykres.

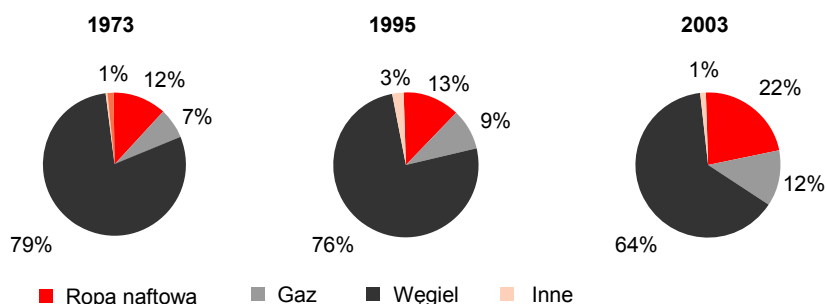
Podstawowe źródła zaopatrzenia w paliwa pierwotne w wybranych państwach w 2003 roku (%)



Źródło: BP Statistical Review of World Energy, 2004 rok.

Pomimo dominacji węgla obserwuje się systematyczny spadek jego udziału w wytwarzaniu energii, co potwierdzają poniższe wykresy.

Źródła zaopatrzenia w paliwa pierwotne w Polsce (w %)



Źródło: IEA, 2004 rok.

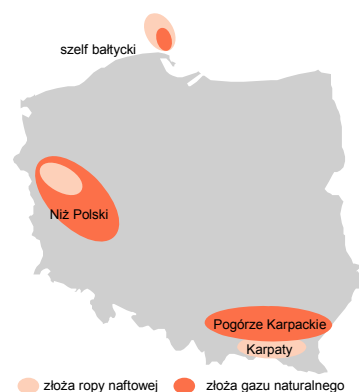
Rola gazu i ropy naftowej w gospodarce energetycznej Polski wzrasta z powodu restrukturyzacji gospodarki w efekcie wprowadzenia gospodarki rynkowej w latach 90. Dodatkowo stały wzrost kosztów wydobycia zmniejszył konkurencyjność węgla. Zgodnie z „Załoženiami do polityki energetycznej Polski do 2020 r.” oraz Prawem Energetycznym zwiększone zużycie gazu ziemnego jako alternatywy dla węgla ma być kluczowym składnikiem polskiego planu spełnienia rygorystycznych regulacji UE w kwestii wykorzystania energii i ochrony środowiska. Zostało to podkreślone w dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2025 r.”, który wskazuje na potrzebę wzrostu udziału gazu w źródłach energii w Polsce.

3.2 Złoža gazu ziemnego i ropy naftowej w Europie i w Polsce

Główne lokalizacje udokumentowanych zasobów gazu ziemnego w Europie znajdują się w Rosji, Norwegii, Holandii, na Ukrainie i w Wielkiej Brytanii. Stanowią one odpowiednio 87,3%, 4,6%, 3,1%, 2,1% i 1,1% złóż w Europie ogółem. Polska jest krajem o stosunkowo dobrym stopniu rozpoznania regionów gazowo-naftowych i w porównaniu do ww. krajów ma stosunkowo niewielkie udokumentowane złoža gazu ziemnego.

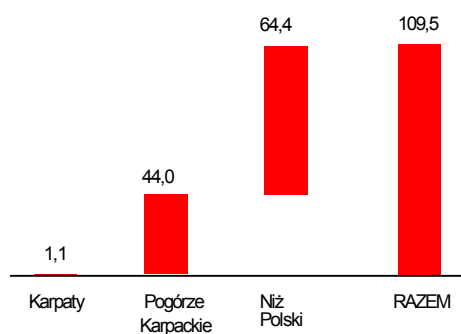
Udokumentowane złoża gazu w Polsce wyniosły na koniec 2004 roku 109,5 mld m³ (w tym 106 mld m³ pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)). Stanowi to ok. 0,2% europejskich udokumentowanych złóż gazu, szacowanych na 54 bln m³¹. Udokumentowane zasoby ropy naftowej na koniec 2004 roku wyniosły 26,1 mln ton (186,4 mln baryłek) (w tym 17,5 mln ton pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)).

Lokalizacja polskich złóż gazu i ropy naftowej

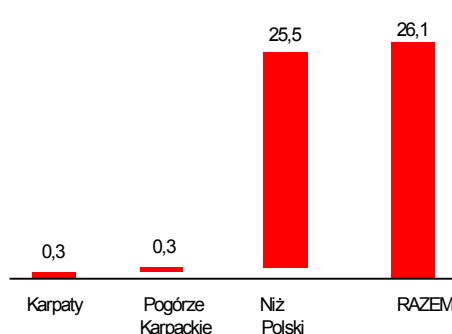


Źródło: PGNiG.

Złoża gazu w Polsce w 2004 roku na obszarach lądowych (mld m³)



Złoża ropy naftowej w Polsce w 2004 roku na obszarach lądowych (mln ton)



Źródło: PGNiG.

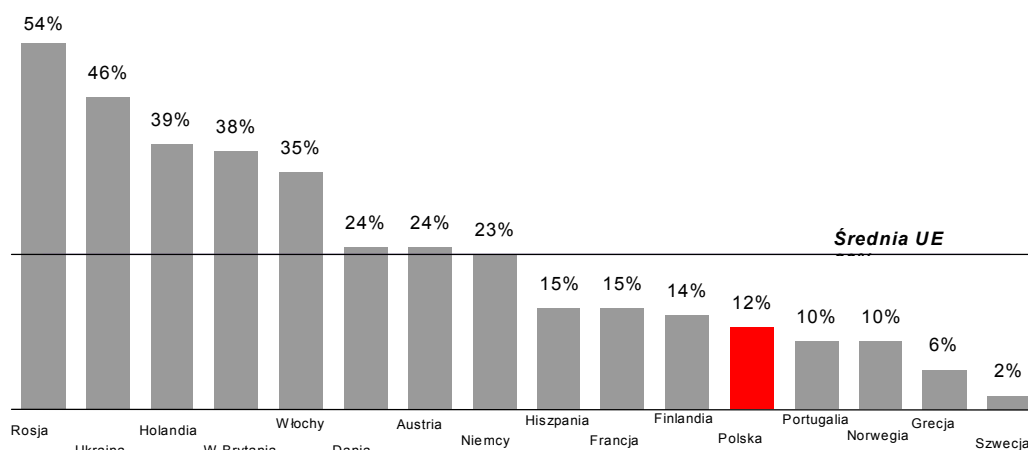
Prawie 70% złóż gazu jest zlokalizowanych na nizinach północno-zachodniej Polski. Złoża gazu na Pogórzu Karpackim zawierają gaz wysokometanowy, podczas gdy złoża na Nizie Polskiej zawierają głównie gaz zaazotowany. Gaz zaazotowany jest dostarczany do lokalnych sieci gazowych oraz poddawany jest odazotowaniu. Podczas procesu odazotowania uzyskuje się gaz wysokometanowy, który jest dostarczany do sieci krajowej. Produktem dodatkowym procesu odazotowania jest hel.

Informację o największych złożach gazu w Polsce (eksploatowanych przez Spółkę) zamieszczono w punkcie 2.1 niniejszego Rozdziału.

3.3 Zużycie gazu w Polsce

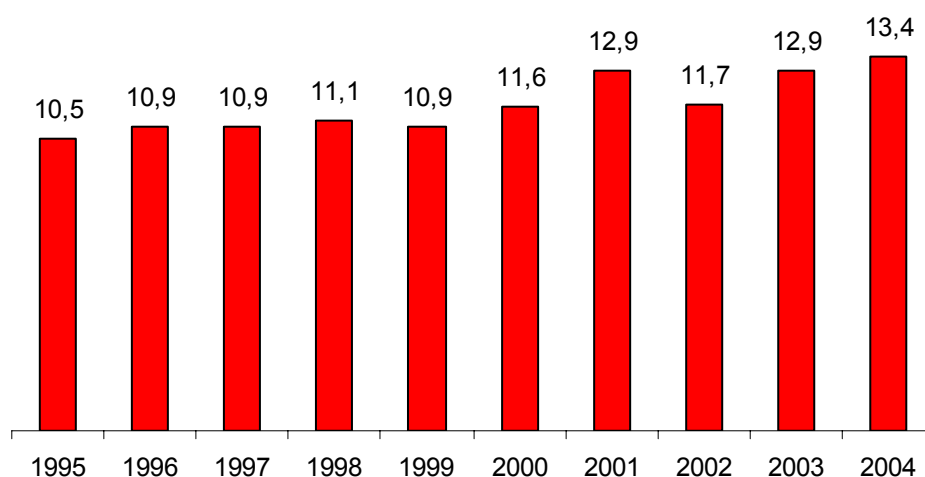
Zużycie gazu w Polsce kształtuje się na poziomie znacznie poniżej średniej europejskiej. W 2003 roku gaz stanowił ok. 12% całkowitego krajowego zużycia energii (wzrost z poziomu 7% w 1973 roku). Średnie zużycie gazu w krajach Unii Europejskiej wyniosło 23% w 2003 roku. Prezentuje to poniższy wykres.

¹ Główne państwa Europy z udokumentowanymi złożami gazu to Rosja, Ukraina, Norwegia, Holandia, Wielka Brytania, Rumunia, Włochy, Niemcy, Polska i Dania.

Udział gazu ziemnego w bilansie paliw pierwotnych w krajach europejskich w 2003 roku

Źródło: BP Statistical Review, 2004 rok.

Zużycie gazu w Polsce w latach 1995 – 2004 przedstawia poniższy wykres.

Zużycie gazu ziemnego przez PGNiG w latach 1995–2004 (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy)

Źródło: PGNiG.

Od 2003 roku PGNiG rozlicza się ze Spółkami Gazownictwa metodą zakupową. Stąd dane dla lat 2003 i 2004 przedstawiają jedynie wolumen sprzedaży PGNiG. Natomiast dane dla okresu 1995–2002 przedstawiają zarówno sprzedaż do odbiorców końcowych jak i zużycie własne oraz straty w sieci przesyłowej.

Całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce wzrosło z 10,5 mld m³ w 1995 roku do 13,4 mld m³ w 2004 roku, co stanowi wzrost o 27,6%, czyli średnio o 2,7% rocznie.

3.3.1 Podmioty działające na krajowym rynku poszukiwania i wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego**3.3.1.1 Główne podmioty działające w obszarze poszukiwań i wydobywania na lądzie**

Głównym podmiotem działającym w Polsce w obszarze poszukiwań i wydobywania jest PGNiG, który posiada 83 koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie oraz 210 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego. Na koniec 2004 roku, PGNiG posiadało udokumentowane zasoby gazu wielkości 109,5 mld m³ (z czego 106 mld m³ zostało pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopaliny i przyjętych bez zastrzeżeń przez

Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)) zaś złoża ropy naftowej - 26,1 mln ton (186,4 mln baryłek) (w tym 17,5 mln ton pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalin i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)). Udział PGNiG w wydobyciu ropy naftowej i gazu ziemnego na lądzie w Polsce wynosi odpowiednio 100% i prawie 100%.

Od 1994 roku kilkanaście podmiotów, głównie z udziałem kapitału zagranicznego, otrzymało koncesje na poszukiwanie i wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce, przy czym żaden z koncesjonariuszy nie osiągnął pozycji konkurencyjnej wobec PGNiG.

3.3.1.2 Główne podmioty działające w obszarze poszukiwań i wydobycia na obszarach morskich

Jedynym podmiotem przeprowadzającym poszukiwania ropy naftowej i gazu na obszarach morskich jest Petrobaltic S.A., z siedzibą w Gdańsku. 69% udziałów w Petrobaltic S.A. posiada Grupa Lotos S.A., a pozostałe 31% udziałów należy do Skarbu Państwa. Spółka obecnie posiada koncesje poszukiwawczo-eksploatacyjne, pokrywające obszar 7.100 km² Morza Bałtyckiego stanowiący 22% powierzchni wód terytorialnych Polski, obejmujących 33.000 km². Petrobaltic S.A. posiada 100% udziału w wydobyciu ropy naftowej na obszarach morskich oraz 35% udziału w krajowym rynku wydobycia ropy naftowej (65% udziału przypada na PGNiG).

3.4 Przesył

Grupa PGNiG posiada największą sieć przesyłową w Polsce. Oprócz Grupy PGNiG na rynku polskim działa kilka podmiotów prowadzących bądź zamierzających prowadzić działalność przesyłową. Długość sieci przesyłowych posiadanych przez te podmioty stanowi około 1% całkowitej długości sieci przesyłowych w Polsce.

3.5 Magazynowanie

Wszystkie podziemne magazyny gazu ziemnego istniejące w Polsce są własnością PGNiG.

3.6 Dystrybucja gazu

Sprzedaż Spółek Gazownictwa pokrywa ponad 98% sprzedaży gazu do odbiorców indywidualnych korzystających z gazu ziemnego w Polsce.

Oprócz Spółek Gazownictwa na polskim rynku działają również inne niezależne od PGNiG, mniejsze krajowe i zagraniczne spółki dystrybucyjne. W sektorze dystrybucji rola innych spółek dystrybucyjnych spoza Grupy Kapitałowej PGNiG jest obecnie bardzo niewielka.

3.7 Otoczenie prawne - regulacje paliwowo-energetyczne

3.7.1 Wstęp

Podstawowym aktem prawnym regulującym funkcjonowanie polskiego rynku gazowego jest Prawo Energetyczne. Określa ono zasady kształtowania polityki energetycznej państwa oraz zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, jak również organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią. Przepisy Prawa Energetycznego uzupełniane są przez szereg rozporządzeń, z czego dla rynku gazowego znaczenie mają przede wszystkim:

- Rozporządzenie w Sprawie Szczegółowych Warunków Przyłączenia Podmiotów do Sieci;
- rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 30 lipca 2001 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz. U. Nr 97, poz. 1055);
- rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. Nr 277, poz. 2750);
- rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy (Dz. U. Nr 95, poz. 1042).

Rada Ministrów RP, na wniosek ministra właściwego ds. gospodarki, określa politykę energetyczną Państwa. Celem polityki energetycznej Państwa jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrostu konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej, a także ochrony środowiska. Polityka energetyczna Państwa określa w szczególności: (i) bilans paliwowo-energetyczny kraju, (ii) zdolności wytwórcze krajowych źródeł paliw i energii, (iii) zdolności przesyłowe, w tym połączenia transgraniczne, (iv) efektywność energetyczną gospodarki, (v) działania w zakresie ochrony środowiska, (vi) rozwój wykorzystania

odnawialnych źródeł energii, (vii) wielkości i rodzaje zasobów paliw, (viii) kierunki restrukturyzacji i przekształceń własnościowych sektora paliwowo-energetycznego, (ix) kierunki prac naukowo-badawczych, (x) współpracę międzynarodową w zakresie energetyki. Polityka energetyczna Państwa jest opracowywana zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju kraju i zawiera: (i) ocenę realizacji polityki energetycznej Państwa za poprzedni okres, (ii) część prognostyczną obejmującą okres nie krótszy niż 20 lat, (iii) program działań wykonawczych na okres 4 lat zawierający instrumenty jego realizacji. Politykę energetyczną Państwa opracowuje się co 4 lata. Minister właściwy ds. gospodarki opracowuje, w terminie do dnia 30 czerwca danego roku, sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny i energię elektryczną. Sprawozdania takie zawierają informacje obejmujące w szczególności: (i) popyt i podaż gazu ziemnego i energii elektrycznej, (ii) źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w gaz ziemny i energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami, (iii) stan infrastruktury technicznej sektora gazowego i elektroenergetycznego, (iv) działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny i energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw, (v) oddziaływanie sektora gazowego i elektroenergetycznego na środowisko, (vi) poziom zasobów gazu ziemnego oraz paliw wykorzystywanych do wytwarzania energii elektrycznej, (vii) sytuację ekonomiczną przedsiębiorstw energetycznych, w tym konkurencyjność cenową gazu ziemnego i energii elektrycznej, (viii) skuteczność podejmowanych działań w zakresie bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz ziemny i energię elektryczną, (ix) przewidywane zapotrzebowanie na gaz ziemny i energię elektryczną, (x) planowane lub będące w budowie nowe moce źródeł energii elektrycznej lub zdolności przesyłowych gazu ziemnego. Sprawozdania zawierają także wnioski wynikające ze sprawowania nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny i energię elektryczną. Przedsiębiorstwa Energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii sporządzają dla obszaru swojego działania plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię, uwzględniając miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego albo kierunki rozwoju gminy określone w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Przedsiębiorstwa Energetyczne sporządzają plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło na okresy nie krótsze niż trzy lata. Organy samorządowe właściwego stopnia do wspomnianego planu zaopatrzenia w paliwa gazowe opracowują projekt założeń, który przede wszystkim zawiera ocenę stanu aktualnego i przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz opis przedsięwzięć racjonalizujących użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych.

Organem regulacyjnym do spraw gospodarki paliwami i energią jest Prezes URE. Naczelnym organem administracji rządowej właściwym w sprawach polityki energetycznej jest minister właściwy ds. gospodarki. Rada Ministrów RP na wniosek ministra właściwego ds. gospodarki może wprowadzić ograniczenia w sprzedaży paliw gazowych w razie zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego państwa, bądź zagrożenia bezpieczeństwa osób, bądź też znacznych strat materialnych. Ograniczenia takie muszą być wprowadzone w drodze rozporządzenia i jedynie na czas oznaczony.

Za nieprzestrzeganie przepisów Prawa Energetycznego, polegające m. in. na nieuzasadnionej odmowie zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub wstrzymaniu lub ograniczeniu dostarczania paliw gazowych do odbiorców, a także za łamanie obowiązków wynikających z koncesji, Prezes URE może orzec karę pieniężną w wysokości do 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym (art. 56 ust. 3 Prawa Energetycznego).

3.7.2 Koncesje

Prawo Energetyczne nakłada obowiązek uzyskania koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie: (i) wytwarzania, (ii) magazynowania, (iii) przesyłania lub dystrybucji oraz (iv) obrotu paliwami gazowymi (art. 32 ust. 1 Prawa Energetycznego). Podmiot, który uzyskał koncesję jest zobowiązany do wnoszenia corocznych opłat do budżetu państwa za pośrednictwem Prezesa URE (art. 34 ust. 1 i ust. 3 Prawa Energetycznego).

Prezes URE może, na wniosek Przedsiębiorstwa Energetycznego, zmienić warunki koncesji. Ponadto może cofnąć lub zmienić z urzędu warunki koncesji ze względu na wymogi obronności i bezpieczeństwa państwa oraz w przypadku podziału Przedsiębiorstwa Energetycznego lub jego połączenia z innym podmiotem. Prezes URE ma obowiązek cofnąć koncesję w przypadkach określonych przez Prawo Energetyczne, w tym jeżeli prowadzona działalność rażąco uchybia warunkom ustalonym w koncesji, a Przedsiębiorstwo Energetyczne nie usunęło uchybień w wyznaczonym terminie.

Koncesje są udzielane na czas określony, nie krótszy niż 10 lat i nie dłuższy niż 50 lat.

3.7.3 Dostarczanie paliw gazowych

Zgodnie z art. 5 ust. 1 Prawa Energetycznego, dostarczanie paliw gazowych odbywa się, po uprzednim przyłączeniu do sieci, na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji i umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług skraplania gazu. Dostarczanie paliw gazowych lub energii może odbywać się na podstawie tzw. umowy kompleksowej, tj. umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji tych paliw. Umowa kompleksowa dotycząca dostarczania paliw gazowych może zawierać także postanowienia umowy o świadczenie usług magazynowania tych paliw, a w przypadku ciepła, jeżeli jest ono kupowane od innych Przedsiębiorstw Energetycznych, powinna także określać warunki stosowania cen i stawek opłat obowiązujących w tych przedsiębiorstwach. Umowa kompleksowa może zawierać także postanowienia umowy sprzedaży paliw gazowych, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług magazynowania tych paliw, zawartych przez sprzedawcę na rzecz i w imieniu odbiorcy końcowego z Przedsiębiorstwem Energetycznym zajmującym się przesyłaniem, dystrybucją paliw gazowych lub magazynowaniem tych paliw.

Umowy sprzedaży gazu powinny zawierać co najmniej postanowienia określające miejsce dostarczenia paliw gazowych do odbiorcy i ilość tych paliw w podziale na okresy umowne, moc umowną oraz warunki wprowadzania jej zmian, cenę lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej ceny i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, wysokość bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

Umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych powinny zawierać co najmniej postanowienia określające moc umowną i warunki wprowadzania jej zmian, ilość przesyłanych paliw gazowych w podziale na okresy umowne, miejsca dostarczania paliw gazowych do sieci i ich odbioru z sieci, standardy jakościowe, warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania paliw gazowych, stawki opłat lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach oraz warunki wprowadzania zmian tych stawek i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, parametry techniczne paliw gazowych oraz wysokość bonifikaty za niedotrzymanie tych parametrów oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

Umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych powinny zawierać co najmniej postanowienia określające moc umowną i warunki wprowadzania jej zmian, ilość paliw gazowych, miejsce, okres i sposób ich przechowywania, stawkę opłat lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej stawki i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania;

Umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego powinny zawierać co najmniej postanowienia określające moc umowną i warunki wprowadzania jej zmian, ilość skraplanego gazu ziemnego lub regazyfikowanego skroplonego gazu ziemnego, stawkę opłat określoną w taryfie, warunki wprowadzania zmian tej stawki, sposób prowadzenia rozliczeń, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

Zgodnie z art. 7 Prawa Energetycznego Przedsiębiorstwa Energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych są obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli Przedsiębiorstwo Energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. Umowa o przyłączenie do sieci powinna zawierać co najmniej postanowienia określające: termin realizacji przyłączenia, wysokość opłaty za przyłączenie, miejsce rozgraniczenia własności sieci Przedsiębiorstwa Energetycznego i instalacji podmiotu przyłączanego, zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia, wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów, warunki udostępnienia Przedsiębiorstwu Energetycznemu nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia, przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie paliw gazowych, ilości paliw gazowych przewidzianych do odbioru, moc przyłączeniową, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie, oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

Prawo Energetyczne formułuje w art. 4 ust. 2 zasadę dostępu stron trzecich do sieci energetycznych. Przedsiębiorstwa Energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych są obowiązane

zapewniać wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych na zasadach i w zakresie określonych w ustawie. Świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji tych paliw lub energii odbywa się na podstawie umowy o świadczenie tych usług. Realizacja tego obowiązku została jednak rozłożona w czasie. Dotychczas poszczególne grupy odbiorców uzyskiwały prawo do korzystania z usług przesyłowych stopniowo zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. nr 107, poz. 671), następnie zastąpionym przez rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 20 stycznia 2003 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz.U. Nr 17, poz. 158), które zostało następnie uchylone w związku z wejściem w życie Nowelizacji Prawa Energetycznego. Nowa Dyrektywa Gazowa wymaga, aby od 1 lipca 2004 r. wszyscy odbiorcy niebędący gospodarstwami domowymi uzyskali uprawnienie do korzystania z usług przesyłowych i wyboru sprzedawcy (dostępu do sieci, ang. *third party access*). Natomiast od 1 lipca 2007 r. powyższe uprawnienie ma przysługiwać wszystkim odbiorcom. Rozwiązanie to zostało potwierdzone w ramach Nowelizacji Prawa Energetycznego, która wyłączyła zastosowanie powyższej zasady w zakresie dotyczącym odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych. W ich przypadku przepisy w pełni liberalizujące rynek wejdą w życie dopiero z dniem 1 lipca 2007 r.

Zgodnie z art. 8 Prawa Energetycznego, w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usługi transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii rozstrzyga Prezes URE na wniosek strony.

3.7.4 Taryfy opłat za paliwa gazowe

Przedsiębiorstwo Energetyczne, chyba że Prezes URE stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji na podstawie art. 49 Prawa Energetycznego, może zawierać z odbiorcą, któremu dostarcza paliwa gazowe, umowy uwzględniające rozliczenia na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfie. Zgodnie z art. 45 ust. 1 Prawa Energetycznego, Przedsiębiorstwa Energetyczne ustalają taryfy dla paliw gazowych, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej. Taryfy powinny być kalkulowane w sposób zapewniający: (i) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu paliwami gazowymi i energią oraz magazynowania, skraplania lub regazyfikacji paliw gazowych, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność, (ii) pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją ich zadań, (iii) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Przedsiębiorstwa Energetyczne mogą różnicować ceny i stawki opłat określone w taryfach dla paliw gazowych dla różnych grup odbiorców wyłącznie ze względu na uzasadnione koszty spowodowane realizacją świadczenia.

Taryfy na paliwa gazowe opracowywane są w oparciu o rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. Nr 277, poz. 2750). Zgodnie z § 3 tego rozporządzenia Przedsiębiorstwo Energetyczne opracowuje taryfę w sposób zapewniający: (i) pokrycie uzasadnionych kosztów w rozumieniu Prawa Energetycznego, (ii) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen oraz (iii) eliminowanie subsydiowania skrośnego. Taryfa powinna, odpowiednio do prowadzonej przez Przedsiębiorstwo Energetyczne działalności gospodarczej, określać: (i) grupy taryfowe, (ii) rodzaje oraz wysokość cen i stawek opłat, a także warunki ich stosowania, (iii) bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych, (iv) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz (v) opłaty za nielegalny pobór paliw gazowych. Taryfę należy ukształtować w taki sposób, aby odbiorca mógł na jej podstawie obliczyć należność odpowiadającą zakresowi usług związanych z zaopatrzeniem w paliwa gazowe, określone w umowie sprzedaży paliw gazowych, umowie o świadczenie usług przesyłowych lub usług magazynowania paliw gazowych. § 7 rozporządzenia stanowi, że Przedsiębiorstwo Energetyczne zajmujące się wytwarzaniem paliw gazowych ustala w taryfie: (i) ceny paliw gazowych, (ii) bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych dostarczanych paliw gazowych oraz (iii) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców. Natomiast Przedsiębiorstwo Energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych ustala w taryfie: (i) stawki opłat za przyłączenie do sieci przesyłowej i rozdzielczej, (ii) stawki opłat za świadczenie usług przesyłowych sieciami przesyłowymi lub rozdzielczymi, (iii) stawki opłat abonamentowych, (iv) bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych dostarczanych paliw gazowych, (v) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz (vi) opłaty za nielegalny pobór paliw gazowych. Przedsiębiorstwo Energetyczne zajmujące się

obrotem paliwami gazowymi ustala z kolei w taryfie: (i) ceny paliw gazowych, (ii) stawki opłat abonamentowych, (iii) bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych dostarczanych paliw gazowych oraz (iv) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców. Przedsiębiorstwo Energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych oraz obrotem tymi paliwami ustala w taryfie jedną stawkę opłaty abonamentowej dla obydwu rodzajów prowadzonej działalności gospodarczej. Ponadto Przedsiębiorstwo Energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych ustala w taryfie: (i) stawki opłat za usługi magazynowania paliw gazowych, (ii) bonifikaty z tytułu niedotrzymania standardów jakości świadczonych usług magazynowania paliw gazowych oraz (iii) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

Przedsiębiorstwa Energetyczne posiadające koncesje przedkładają propozycje taryf z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE oraz proponują okres ich obowiązywania. Podlegają one weryfikacji i zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Prezes URE ogłasza w Biuletynie URE, na koszt Przedsiębiorstwa Energetycznego, zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia taryfy. Przedsiębiorstwo Energetyczne może wprowadzić taryfę do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45. dnia od dnia jej opublikowania.

Nowelizacja Prawa Energetycznego, która weszła w życie 3 maja 2005 r., przewiduje, że jeśli (i) zawarte w taryfie warunki stosowania cen i stawek opłat oraz (ii) warunki wykonywania działalności gospodarczej przez Przedsiębiorstwo Energetyczne nie uległy zmianie to wówczas Prezes URE zatwierdza taryfę w wysokości nie wyższej niż dotychczasowe stawki. Przedsiębiorstwo Energetyczne nie może stosować dotychczasowych taryf, jeśli decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryf jest uzasadniona zmianą zewnętrznych warunków wykonywania działalności gospodarczej i w związku z tym koniecznością obniżenia taryf opłat.

3.7.5 Przyłączanie do sieci gazowej

Na podstawie art. 7 ust. 1 Prawa Energetycznego Przedsiębiorstwo Energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli Przedsiębiorstwo Energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest wówczas zobowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

Ponadto Przedsiębiorstwa Energetyczne, zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii i paliw gazowych, są obowiązane zapewniać realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, również na potrzeby przyłączy podmiotów ubiegających się o przyłączenie. Za przyłączenie do sieci przewidzianej pobiera się opłatę określoną na podstawie ustalonych w taryfie stawek opłat za przyłączenie do sieci. W sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usługi transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii rozstrzyga Prezes URE na wniosek strony.

3.7.6 Wymagania techniczne sieci gazowych

Przepisy rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 30 lipca 2001 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz. U. Nr 97, poz. 1055) stosuje się przy projektowaniu, budowie, przebudowie lub rozbudowie sieci gazowych służących do przesyłania i dystrybucji paliw gazowych. Dotyczą one lokalizowania gazociągów, przy czym dopuszcza się układanie gazociągów w ziemi lub nad ziemią, utrzymania gazociągów oraz konstruowania i eksploatacji stacji gazowych, tłoczni gazu i magazynów gazu. Dla sieci gazowej na okres eksploatacji wyznacza się wokół gazociągu strefy kontrolowane, w których nie należy wznosić budynków oraz prowadzić działalności mogącej zagrozić trwałości gazociągu. Lokalizacja obiektów budowlanych względem gazociągów powinna być zgodna z wymaganiami zawartymi w przepisach, wg których gazociągi zostały wybudowane.

Do tych przepisów zalicza się:

- rozporządzenie Ministra Przemysłu i Handlu z dnia 14 listopada 1995 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz. U. z 1995 r. Nr 139, poz. 686);
- rozporządzenie Ministra Przemysłu z dnia 24 czerwca 1989 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz. U. z 1989 r. Nr 45, poz. 243);

- rozporządzenie Ministra Górnictwa z dnia 18 sierpnia 1978 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz. U. z 1978 r. Nr 21, poz. 940).

3.8 Otoczenie prawne - import gazu

Od 1 maja 2004 r. do importu gazu na terytorium Polski znajdują zastosowanie przepisy Wspólnotowego Kodeksu Celnego – wprowadzonego rozporządzeniem Rady EU nr 2913/92 z dnia 12 października 1992 r. ustanawiającym Wspólnotowy Kodeks Celny (Dz. Urz. WE L 302 z 19 października 1992 r.) oraz na podstawie rozporządzenia wykonawczego - rozporządzenia Komisji EU nr 2454/93 z dnia 2 lipca 1993 r. ustanawiającego przepisy w celu wykonania rozporządzenia Rady EU nr 2913/92 ustanawiającego Wspólnotowy Kodeks Celny (Dz. Urz. WE L 253 z 11 października 1993 r.). Postanowienia powyższych aktów prawnych są uzupełnione przez postanowienia ustawy z dnia 19 marca 2004 r. - Prawo celne (Dz. U. Nr 68, poz. 622, z późn. zm.).

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy (Dz.U. Nr 95, poz. 1042) stanowi w § 1, że maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku, nie może być wyższy niż:

- 88% - w latach 2001-2002;
- 78% - w latach 2003-2004;
- 72% - w latach 2005-2009;
- 70% - w latach 2010-2014;
- 59% - w latach 2015-2018;
- 49% - w latach 2019-2020.

Wymagań powyższych nie stosowano do 1 maja 2004 r. do gazu wydobywanego w państwach członkowskich Unii Europejskiej.

Nowelizacja Prawa Energetycznego przewiduje, że Przedsiębiorstwo Energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą będzie obowiązane utrzymywać zapasy tego gazu w ilości 3% planowanej przez to przedsiębiorstwo rocznej wielkości importu gazu ziemnego.

Struktura zaopatrzenia PGNiG w gaz została przedstawiona w pkt. 7.1 niniejszego Rozdziału.

3.9 Otoczenie prawne - liberalizacja rynku energetycznego

3.9.1 Nowa Dyrektywa Gazowa i Nowelizacja Prawa Energetycznego

W dniu 26 czerwca 2003 r. Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej przyjęły dyrektywę 2003/55/WE dotyczącą wspólnego rynku gazu. Zastąpiła ona dyrektywę 98/30/WE. Nową Dyrektywę Gazową wydano w celu przyspieszenia liberalizacji europejskiego rynku gazowego. Nowelizacja Prawa Energetycznego realizująca postanowienia powyższej dyrektywy weszła w życie 3 maja 2005 r. Stan prawny przedstawiony powyżej uwzględnia zmiany, które pojawiły się w związku z wejściem w życie Nowelizacji Prawa Energetycznego.

W wyniku wprowadzenia Nowej Dyrektywy Gazowej ma nastąpić poprawa warunków konkurencji w rezultacie łatwiejszego dostępu do sieci gazowych o charakterze przesyłowym i dystrybucyjnym. W celu realizacji tych założeń Nowa Dyrektywa Gazowa zobowiązuje państwa członkowskie do prawnego wydzielenia operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych obsługujących więcej niż 100 tys. odbiorców. Operatorzy połączonych systemów przesyłania, dystrybucji i magazynowania paliw gazowych oraz skraplania gazu ziemnego nie muszą podlegać podziałowi, jeśli zachowują samodzielność prawną, organizacyjną i decyzyjną od innych działalności zintegrowanego pionowo przedsiębiorstwa gazowego. Prawne wydzielenie działalności sieciowej nie oznacza konieczności rozdziału majątku. Jego właścicielem może pozostać przedsiębiorstwo dystrybucyjne.

Od momentu wejścia w życie Nowelizacji Prawa Energetycznego, również na gruncie ustawodawstwa polskiego, operatorzy systemów przesyłowych, dystrybucyjnych oraz połączonych, istniejący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo muszą zostać wyodrębnieni pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz w zakresie podejmowania decyzji. Przedsiębiorstwa Energetyczne wykonujące zadania operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych, instalacji magazynowania paliw gazowych lub instalacji skraplania gazu ziemnego przed Nowelizacją Prawa Energetycznego muszą je wykonywać w niezmienionym kształcie po jej wejściu w życie. Analogicznie, koncesje wydane na prowadzenie działalności gospodarczej w

zakresie przesyłania i dystrybucji paliw lub energii stały się z dniem wejścia w życie Nowelizacji Prawa Energetycznego koncesjami na przesyłanie lub dystrybucję, stosownie do zakresu prowadzonej działalności gospodarczej przez Przedsiębiorstwa Energetyczne. Najpóźniej do 31 grudnia 2006 r. Prezes URE, na wniosek właściciela systemów wyznaczy, po przeprowadzeniu przetargu, w drodze decyzji wydanej na czas określony, nie dłuższy niż okres obowiązywania koncesji, operatorów systemów: przesyłowych, dystrybucyjnych, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub połączonych oraz określi obszar, na którym będzie wykonywana działalność gospodarcza. Podstawowym kryterium wyznaczenia operatorów ma być ich efektywność ekonomiczna i skuteczność zarządzania systemami gazowymi. Operatorzy wyżej wymienionych systemów mają być zobowiązani do stosowania obiektywnych i przejrzystych zasad zapewniających równe traktowanie użytkowników systemów oraz uwzględniających wymogi ochrony środowiska. Operatorzy systemów przesyłowego i dystrybucyjnego będą obowiązani do opracowania po konsultacjach z ich użytkownikami odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej.

Na państwach członkowskich Unii Europejskiej spoczywa obowiązek wprowadzenia równego dostępu do sieci (ang. *TPA - third party access*) wszystkich podmiotów uprawnionych do korzystania z sieci, w tym przedsiębiorstw zajmujących się dostarczaniem paliw gazowych, w odniesieniu do sieci przesyłowych, dystrybucyjnych oraz urządzeń skraplania gazu. Taryfy opłat, jak też metody ich ustalania mają być ustalane w oparciu o obiektywne kryteria, nie powodować dyskryminacji korzystających z sieci, podlegać zatwierdzeniu przez krajowych regulatorów oraz być udostępniane publicznie. Nowa Dyrektywa Gazowa przewiduje, że od 1 lipca 2004 r. wszyscy odbiorcy paliw gazowych niebędący gospodarstwami domowymi mają stać się odbiorcami uprawnionymi do korzystania z sieci. Natomiast od 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy paliw gazowych mają zostać takimi odbiorcami.

Nowelizacja Prawa Energetycznego wprowadza wyraźną regułę, że odbiorcy paliw gazowych mają prawo zakupu tych paliw od wybranego przez siebie sprzedawcy. Do dnia 1 lipca 2007 r. zasada ta nie będzie jednakże miała zastosowania w zakresie dotyczącym odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych. W celu ochrony podmiotów przyłączonych do sieci, którym nie będzie jeszcze przysługiwało prawo wyboru sprzedawcy wprowadzono możliwość zawarcia przez te podmioty umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy przesyłowej. Ma być ona zawierana z dostawcami z urzędu (ang. *last resort suppliers*) na podstawie stawek opłat określonych w taryfie. Odbiorca paliw gazowych w gospodarstwie domowym będzie mógł zrezygnować z takiej usługi kompleksowej świadczonej przez sprzedawcę z urzędu i jeśli zachowa przewidziany w umowie okres wypowiedzenia umowy kompleksowej, nie może być obciążony przez sprzedawcę z urzędu z tego tytułu żadnymi dodatkowymi kosztami. Docelowo sprzedawca z urzędu wyłaniany będzie przez Prezesa URE w drodze przetargu lub wyznaczenia, jeżeli doświadczenie, efektywność, zakres wykonywanej działalności gospodarczej, warunki techniczne i posiadane środki finansowe będą umożliwiały Przedsiębiorstwu Energetycznemu realizację zadań sprzedawcy z urzędu. W okresie przejściowym trwającym do 30 czerwca 2007 r. operator systemu dystrybucyjnego powstały z wyodrębnienia z Przedsiębiorstwa Energetycznego zintegrowanego pionowo będzie zobowiązany świadczyć usługi kompleksowe. Po tej dacie operator systemu dystrybucyjnego ma wykonywać zadania sprzedawcy z urzędu, aż do czasu wyłonienia sprzedawcy z urzędu w drodze przetargu lub wyznaczenia go przez Prezesa URE.

Jednocześnie Nowelizacja Prawa Energetycznego wprowadziła zasadę, iż przepisy wykonawcze wydane przed dniem wejścia w życie Nowelizacji Prawa Energetycznego na podstawie upoważnień zmienionych tą ustawą zachowują moc do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie upoważnień w brzmieniu nadanym Nowelizacją Prawa Energetycznego.

3.9.2 Traktat Karty Energetycznej

Traktat Karty Energetycznej podpisany przez Polskę 17 grudnia 1994 r. wszedł w życie 23 lipca 2001 r. Jak do tej pory ratyfikowały go głównie kraje Unii Europejskiej i Wspólnoty Niepodległych Państw. Traktat zawiera ramowe zobowiązania jego sygnatariuszy do stopniowego usuwania wszelkich przeszkód, w tym także przeszkód celnych i administracyjnych w swobodnym handlu materiałami i produktami energetycznymi, i związanymi z nimi technologiami, urządzeniami oraz usługami. Zobowiązania te oznaczają w dłuższej perspektywie czasu zwiększenie konkurencji na rynku paliw oraz możliwe utrudnienia w korzystaniu z sieci przesyłowych na dotychczasowych zasadach.

3.10 Otoczenie prawne - Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r.

Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. przyjęty przez Radę Ministrów RP w dniu 5 października 2004 r. ma na celu przede wszystkim dostosowanie Spółki oraz obszarów jej działalności do wymagań wynikających z Nowej Dyrektywy Gazowej, w szczególności w zakresie działalności przesyłowej prowadzonej przez PGNiG. Ponadto określił ramy prywatyzacji PGNiG.

Podstawowe założenia Programu Prywatyzacji i Restrukturyzacji PGNiG z 2004 r. zostały syntetycznie odzwierciedlone w uchwale Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 18 października 2004 r. w sprawie realizacji Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., która upoważniała Zarząd do realizacji Programu, a w szczególności:

- 1) w zakresie działań restrukturyzacyjnych Zarząd został upoważniony do:
 - przeprowadzenia negocjacji z wierzycielami w sprawie zawarcia Umowy Leasingu pomiędzy PGNiG a PGNiG Przesył;
 - dokonania zbycia przez PGNiG na rzecz Skarbu Państwa własności pakietu 100% udziałów w PGNiG Przesył w terminie do dnia 31 grudnia 2004 r.;
 - zawarcia przez PGNiG z PGNiG Przesył wieloletniej Umowy Leasingu;
 - przygotowania w uzgodnieniu z PGNiG Przesył harmonogramu sprzedaży składników systemu przesyłowego;
 - rozpoczęcia sprzedaży składników systemu przesyłowego na rzecz PGNiG Przesył nie później niż do dnia 1 listopada 2006 r.;
 - przygotowania i ukształtowania dokumentów korporacyjnych PGNiG, a w szczególności Statutu oraz Umowy Leasingu w sposób zapewniający ministrowi właściwemu ds. gospodarki realizację polityki energetycznej Państwa;
 - kontynuowania w Centrali PGNiG i Grupie PGNiG restrukturyzacji organizacyjnej mającej na celu dostosowanie struktur do obowiązku wydzielenia PGNiG Przesył oraz restrukturyzacji Spółek Gazownictwa zgodnie z polityką energetyczną Państwa;
 - doprowadzenia w terminie do dnia 1 lipca 2007 r. do pełnego rozdzielenia działalności handlowej i technicznej dystrybucji gazu w Spółkach Gazownictwa;
 - wyposażenia spółek prawa handlowego świadczących wyłącznie usługi technicznej dystrybucji gazu we wszystkie składniki majątkowe, finansowe oraz instytucjonalne niezbędne do pełnienia funkcji operatora systemu dystrybucyjnego, najpóźniej do dnia 1 lipca 2007 r. zgodnie z warunkami przewidzianymi w Nowej Dyrektywie Gazowej;
 - wydzielenia ze struktur PGNiG działalności poszukiwawczo-wydobywczej w terminie do końca 2006 roku po wprowadzeniu Akcji do obrotu publicznego i przeprowadzenia restrukturyzacji finansowej, dotyczącej w szczególności zobowiązań długoterminowych, co nastąpi po uprzednim przeprowadzeniu przez Zarząd analizy skutków ekonomiczno-finansowych i oceny ryzyk tego przedsięwzięcia oraz pozyskaniu przez Ministra Skarbu Państwa zgody Rady Ministrów RP;
- 2) w zakresie działań prywatyzacyjnych Zarząd został upoważniony do:
 - przygotowania w terminie do pierwszego półrocza 2005 roku emisji Akcji poprzez podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG w ramach przeprowadzenia publicznej oferty tych Akcji i ich wprowadzenia do obrotu na GPW lub na zagranicznych giełdach papierów wartościowych;
 - wyłonienia w tym celu doradców PGNiG ds. prywatyzacji i wykonania wszystkich niezbędnych analiz na potrzeby dokumentacji ofertowej w zakresie określonym przez odpowiednie przepisy prawa;
 - zamieszczenia w Prospekcie odpowiednich zastrzeżeń związanych z realizacją działań restrukturyzacyjnych składających się na Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r.

Poza wskazanymi powyżej wytycznymi dotyczącymi prywatyzacji, Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. zakłada, że w terminie do 6 miesięcy od dnia rozpoczęcia notowań Akcji wyemitowanych w ramach podwyższenia kapitału zakładowego Spółki zostanie zaoferowany mniejszościowy pakiet Akcji należący do Skarbu Państwa, przy czym decyzja dotycząca sprzedaży pakietów Akcji należących do Skarbu Państwa zostanie podjęta po przeprowadzeniu analizy rynku oraz wartości posiadanych Akcji. Po podwyższeniu kapitału zakładowego, zbyciu przez Skarb Państwa Akcji na zasadach ogólnych i nieodpłatnym udostępnieniu Akcji uprawnionym pracownikom, co najmniej 51% kapitału zakładowego PGNiG pozostanie własnością Skarbu Państwa.

3.11 Otoczenie prawne – „Polityka energetyczna Polski do 2025 roku”

„Polityka energetyczna Polski do 2025 roku” została zatwierdzona przez Radę Ministrów RP w dniu 22 grudnia 2004 r. Za najistotniejsze zasady polityki energetycznej uważa się: zasadę harmonijnego gospodarowania energią w warunkach społecznej gospodarki rynkowej, pełną integrację polskiej energetyki z europejską i światową, wypełnianie zobowiązań traktatowych Polski, zasadę rynku konkurencyjnego z niezbędną kontrolą administracyjną w obszarach, w których mechanizmy rynkowe nie działają oraz wspomaganie odnawialnych źródeł energii. Za najważniejsze priorytety oraz kierunki działań w ciągu najbliższych czterech lat przyjmuje, w szczególności: (i) kształtowanie zrównoważonej struktury paliw pierwotnych, (ii) poprawę dywersyfikacji źródeł dostaw energii i paliw, zwłaszcza gazu ziemnego i ropy naftowej, (iii) konsekwentną budowę konkurencyjnych rynków energii elektrycznej i gazu zgodnie z polityką energetyczną Unii Europejskiej, (iv) równoważenie interesów Przedsiębiorstw Energetycznych i odbiorców końcowych, w powiązaniu z poprawą jakości ich obsługi w zakresie dostaw paliw i energii. Ponadto jednym z podstawowych kierunków działań polityki energetycznej Państwa jest skuteczne zarządzanie zapasami paliw, co dla sektora gazowego oznacza opracowanie systemu tworzenia zapasów, tj. rozbudowy podziemnych magazynów gazu ziemnego i wprowadzenie przejrzystych zasad zarządzania nimi stosownie do Nowej Dyrektywy Gazowej. Za niezbędny uznano dalszy rozwój systemu przesyłowego gazu ziemnego wraz z połączeniami transgranicznymi oraz tworzenie alternatywnych metod i kierunków dostaw importowanych paliw i energii celem zapewnienia efektywnego funkcjonowania rynku energii elektrycznej i rynku gazu ziemnego oraz wykorzystania tranzytowego położenia Polski dla dostaw importowanych paliw i energii. W „Polityce energetycznej Polski do 2025 roku” wskazano także, że procesy restrukturyzacyjne oraz przekształcenia własnościowe w tym sektorze powinny zmierzać do budowy silnych podmiotów, o stabilnej kondycji finansowej i technicznej, zdolnych do konkurowania na rynkach krajowych oraz wspólnotowych. Poprzez zmiany własnościowe nastąpi stopniowe ograniczenie roli Państwa w tym sektorze, przy czym Skarb Państwa zachowa kontrolę w strategicznych przedsiębiorstwach sektora, posiadających infrastrukturę o kluczowym znaczeniu.

3.12 Otoczenie prawne - Prawo Geologiczne i Górnicze

3.12.1 Użytkowanie górnicze

Prawo Geologiczne i Górnicze określa zasady i warunki wykonywania prac geologicznych oraz wydobywania kopalin ze złóż. Ustawę stosuje się też do prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie bezzbiornikowego magazynowania substancji oraz składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych.

Stosownie do art. 7 Prawa Geologicznego i Górniczego złoża kopalin niestanowiące części składowych nieruchomości gruntowej są własnością Skarbu Państwa. Uznaje się, że kopaliny, które mogą być wydobywane metodą odkrywkową nie są własnością Skarbu Państwa. Złoża kopalin stanowiące własność Skarbu Państwa nie podlegają prywatyzacji (art. 1 pkt 4 w zw. z art. 2 ustawy z dnia 6 lipca 2001 r. o zachowaniu narodowego charakteru strategicznych zasobów naturalnych kraju - Dz. U. Nr 97, poz. 1051, z późn. zm.). W związku z powyższym, podmioty inne niż Skarb Państwa mogą korzystać z kopalin będących jego własnością jedynie po ustanowieniu na ich rzecz użytkowania górniczego. Użytkownik górniczy może, z wyłączeniem innych osób, poszukiwać, rozpoznawać lub wydobywać oznaczoną kopalinę. W tych samych granicach użytkownik górniczy może rozporządzać swym prawem. Granice jego uprawnień określają ustawy oraz umowa o ustanowieniu użytkowania górniczego. Uprawnienia Skarbu Państwa w zakresie ustanawiania użytkowania górniczego wykonują organy właściwe do udzielania koncesji. Zgodnie z art. 10 ust. 1 Prawa Geologicznego i Górniczego ustanowienie użytkowania górniczego następuje w drodze umowy za wynagrodzeniem, pod warunkiem uzyskania koncesji. Natomiast art. 10 ust. 3 Prawa Geologicznego i Górniczego stanowi, że w razie wygaśnięcia albo cofnięcia koncesji, użytkowanie górnicze również wygasa. Podmiotowi, który rozpoznał i udokumentował złoża kopaliny, będące własnością Skarbu Państwa, oraz sporządził dokumentację geologiczną z dokładnością wymaganą do uzyskania koncesji na wydobywanie kopaliny, przysługuje prawo do żądania ustanowienia na jego rzecz użytkowania górniczego z pierwszeństwem przed innymi.

3.12.2 Koncesje

Uzyskania koncesji wymaga działalność gospodarcza w zakresie: (i) poszukiwania lub rozpoznawania złóż kopalin, (ii) wydobywania kopalin ze złóż oraz (iii) bezzbiornikowego magazynowania substancji oraz składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych. Koncesje na działalność regulowaną Prawem Geologicznym i Górniczym dla kopalin podstawowych są udzielane przez Ministra Środowiska na okres według oceny organu koncesyjnego. Udzielenie koncesji w powyższym zakresie wymaga uzgodnienia z ministrem właściwym ds. gospodarki. Jeśli obszar zamierzonej działalności nie przekroczy powierzchni 2 ha, wydobywanie ropy naftowej lub gazu w roku kalendarzowym nie przekroczy 20 tys. m³ i

działalność będzie prowadzona bez użycia materiałów wybuchowych koncesji udziela starosta w uzgodnieniu z właściwym miejscowo wojewodą oraz organem nadzoru górniczego. Udzielenie koncesji na: (i) działalność w granicach obszarów morskich Rzeczypospolitej Polskiej wymaga uzgodnienia z ministrem właściwym ds. gospodarki morskiej, (ii) wydobywanie kopalin z gruntów pod wodami śródlądowymi oraz z obszarów narażonych na niebezpieczeństwo powodzi wymaga opinii organu odpowiedzialnego za utrzymanie wód oraz uzgodnienia z organem właściwym do wydania pozwolenia wodnoprawnego.

Na mocy art. 26c Prawa Geologicznego i Górniczego przedsiębiorca, który uzyskał koncesję na działalność związaną z: (i) wydobywaniem kopalin ze złóż oraz (ii) bezzbiornikowym magazynowaniem substancji oraz składowaniem odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych, jest zobowiązany do utworzenia funduszu likwidacji zakładu górniczego. Środki funduszu są gromadzone na wyodrębnionym rachunku bankowym od rozpoczęcia działalności do rozpoczęcia likwidacji zakładu górniczego.

O ile nie sprzeciwia się temu interes publiczny lub szczególnie ważny interes gospodarki narodowej, organ koncesyjny jest obowiązany do przeniesienia koncesji na działalność górniczą na rzecz innego podmiotu niż ten, na rzecz którego koncesja została wydana po warunkiem, że: (i) zgodę wyrazi przedsiębiorca, na rzecz którego koncesja została wydana, (ii) zgodę wyrazi podmiot, na rzecz którego ma zostać przeniesiona koncesja, (iii) podmiot ten wyrazi zgodę na wszystkie wynikające z niej warunki, (iv) wykaże się on prawem do nieruchomości gruntowej lub prawem użytkowania górniczego do nieruchomości, gdzie zamierza prowadzić działalność, (v) podmiot ten wykaże, iż jest w stanie spełnić wymagania związane z wykonywaniem zamierzonej działalności.

Organ koncesyjny może cofnąć koncesję lub zmienić z urzędu jej warunki ze względu na wymogi obronności i bezpieczeństwa państwa. Organ koncesyjny ma obowiązek cofnąć koncesję, jeżeli prowadzona działalność rażąco uchybia warunkom ustalonym w koncesji, a przedsiębiorca nie usunął uchybień w wyznaczonym terminie. Koncesja wygasa w razie likwidacji przedsiębiorcy. W razie ogłoszenia jego upadłości, organ koncesyjny w drodze decyzji może cofnąć koncesję bez odszkodowania. Cofnięcie albo wygaśnięcie koncesji nie zwalnia przedsiębiorcy z wykonania określonych w niej obowiązków dotyczących ochrony środowiska oraz obowiązków związanych z likwidacją zakładu górniczego.

3.13 Otoczenie prawne - ochrona środowiska

3.13.1 Prawo Ochrony Środowiska

Prawo Ochrony Środowiska wraz z aktami wykonawczymi zapewnia ochronę ziemi, powietrza i wody przed zanieczyszczeniami oraz ochronę przed hałasem i polami elektromagnetycznymi. Ograniczenia nałożone przez Prawo Ochrony Środowiska dotyczą zarówno procesu inwestycyjnego, jak i użytkowania już istniejących instalacji przemysłowych mogących negatywnie oddziaływać na środowisko.

Jeśli dane przedsięwzięcie inwestycyjne może znacząco oddziaływać na środowisko, to przed wydaniem decyzji w sprawie tego przedsięwzięcia należy przeprowadzić postępowanie w sprawie oceny oddziaływania na środowisko. Jako przedsięwzięcie rozumie się: (i) inwestycję budowlaną, lub (ii) inną ingerencję w środowisko, polegającą na przekształceniu lub zmianie sposobu wykorzystania terenu, w tym również na wydobywaniu kopalin (art. 46 ust. 1 Prawa Ochrony Środowiska). Dodatkowo, w takiej sytuacji, art. 51 Prawa Ochrony Środowiska nakłada na przedsiębiorcę obowiązek sporządzenia raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko.

Eksploatacja instalacji lub urządzeń przemysłowych nie pociąga za sobą konieczności uzyskiwania pozwoleń emisyjnych i wnoszenia opłat za korzystanie ze środowiska tylko wtedy, gdy nie następuje przekroczenie standardów emisyjnych. Oddziaływanie takich instalacji lub urządzeń nie powinno też powodować pogorszenia stanu środowiska w znacznych rozmiarach lub zagrożenia życia lub zdrowia ludzi. Uzyskanie odpowiedniego pozwolenia jest wymagane na: (i) wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, (ii) wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi, (iii) wytwarzanie odpadów, (iv) emitowanie hałasu, (v) emitowanie pól elektromagnetycznych w wielkości przekraczającej standardy emisyjne. Za korzystanie ze środowiska w ramach wielkości określonych w pozwoleniu pobierana jest opłata. Za przekroczenie progów określonych w pozwoleniu wojewódzki inspektor ochrony środowiska nakłada kary administracyjne w wysokości do 10 razy przekraczającej należną opłatę za korzystanie ze środowiska. Natomiast za prowadzenie działalności bez wymaganego pozwolenia kara pieniężna wynosi zaledwie 200% kwoty opłaty za korzystanie ze środowiska.

Na podstawie art. 237 Prawa Ochrony Środowiska w razie stwierdzenia okoliczności wskazujących na możliwość negatywnego oddziaływania instalacji na środowisko, organ ochrony środowiska może, w drodze decyzji, zobowiązać prowadzący instalację podmiot korzystający ze środowiska do sporządzenia i przedłożenia przeglądu ekologicznego. Jeśli w jego wyniku zostanie stwierdzone zanieczyszczenie gleby lub ziemi albo

niekorzystne przekształcenie naturalnego ukształtowania terenu przekraczające dopuszczalne stężenia, władający powierzchnią ziemi jest zobowiązany do przeprowadzenia ich rekultywacji. Obowiązek ten spoczywa na nim bez względu na to, czy dokonał zanieczyszczenia. W wypadku przeprowadzenia rekultywacji przysługuje mu roszczenie o zwrot kosztów wobec podmiotu, który dokonał zanieczyszczenia. Ponadto, jeżeli podmiot korzystający ze środowiska negatywnie oddziałuje na środowisko, organ ochrony środowiska może, w drodze decyzji, nałożyć na niego obowiązek: (i) ograniczenia oddziaływania na środowisko i jego zagrożenia lub (ii) przywrócenia środowiska do stanu właściwego.

3.13.2 Gospodarka odpadami

Do gospodarki odpadami w pełni znajdują zastosowanie przepisy Prawa Ochrony Środowiska. Ponadto jest ona uregulowana ustawą z dnia 27 kwietnia 2001 r. o odpadach (Dz. U. Nr 62, poz. 628, z późn. zm.). Stosownie do art. 6 ww. ustawy, wytwórca odpadów jest obowiązany do stosowania takich sposobów produkcji lub form usług oraz surowców i materiałów, które zapobiegają powstawaniu odpadów lub pozwalają utrzymać na możliwie najniższym poziomie ich ilość, a także ograniczają negatywne oddziaływanie na środowisko lub zagrożenie życia lub zdrowia ludzi. Z kolei posiadacz odpadów, za takiego ustawa uważa również władającego nieruchomością, na której znajdują się odpady, jest obowiązany w pierwszej kolejności do poddania ich odzyskowi, a jeżeli z przyczyn technologicznych jest on niemożliwy lub nie jest uzasadniony z przyczyn ekologicznych lub ekonomicznych, to odpady te należy unieszkodliwiać w sposób zgodny z wymaganiami ochrony środowiska oraz planami gospodarki odpadami. W zależności od tego, czy wytwarzane są odpady niebezpieczne, jak też w zależności od ilości wytwarzanych odpadów, wytwórca odpadów powinien uzyskać albo pozwolenie na wytwarzanie odpadów (niebezpiecznych i innych) albo decyzję zatwierdzającą program gospodarki odpadami niebezpiecznymi, albo powinien przedłożyć informację o wytwarzanych odpadach oraz o sposobach gospodarowania nimi.

3.13.3 Ochrona wód

Oprócz Prawa Ochrony Środowiska ochronę wód zapewnia ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. - Prawo wodne (Dz. U. Nr 115, poz. 1229, z późn. zm.). Wody podlegają ochronie niezależnie od tego czyją stanowią własność. Celem ochrony wód jest utrzymywanie lub poprawa jakości wód tak, aby wody osiągnęły co najmniej dobry stan ekologiczny i w zależności od potrzeb nadawały się do zaopatrzenia ludności w wodę przeznaczoną do spożycia, bytowania ryb w warunkach naturalnych oraz rekreacji. Ze względu na to ustawa bezwzględnie zabrania wprowadzania ścieków bezpośrednio do poziomów wodonośnych wód podziemnych, do wód stojących, do jezior oraz do ziemi, jeżeli stopień oczyszczenia ścieków lub miąższość warstwy gruntu nad zwierciadłem wód podziemnych nie stanowi zabezpieczenia tych wód przed zanieczyszczeniem. Bezwzględnie zakaz nie obejmuje wprowadzania ścieków do wód powierzchniowych oraz do ziemi, chyba że ścieki miałyby być wprowadzone do obszarów ochrony przyrody utworzonych na podstawie ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. Nr 92, poz. 880, z późn. zm.) oraz w obrębie kąpielisk i plaż publicznych nad wodami. Na pobór oraz odprowadzanie wód powierzchniowych lub podziemnych oraz na wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi należy uzyskać pozwolenie wodnoprawne.

3.14 Otoczenie prawne - dozór techniczny

Dozór techniczny reguluje ustawa z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorcze technicznym (Dz. U. Nr 122, poz. 1321, z późn. zm.). Ma ona na celu zapewnienie bezpiecznego funkcjonowania urządzeń technicznych, które mogą stwarzać zagrożenie dla życia lub zdrowia ludzkiego oraz mienia i środowiska. Jej przepisy dotyczą przede wszystkim obrotu i eksploatacji oraz naprawy urządzeń technicznych. Wykonywanie dozoru technicznego przez jednostki dozoru technicznego nie zwalnia projektujących, wytwarzających, eksploatujących, naprawiających i modernizujących urządzenia techniczne od odpowiedzialności za ich jakość i stan, które mają wpływ na bezpieczną pracę tych urządzeń technicznych, zgodnie z przepisami o dozorcze technicznym i przepisami szczególnymi. Dopuszczanie do eksploatacji urządzeń technicznych bez otrzymania decyzji organu nadzoru technicznego o dopuszczeniu urządzenia do eksploatacji lub obrotu albo wbrew decyzji zakazującej eksploatacji lub obrotu takimi urządzeniami, podlega sankcjom karnym.

3.15 Otoczenie prawne - ochrona konkurencji i konsumentów

Zachowania rynkowe przedsiębiorców podejmowane wobec ich konkurentów działających na tym samym rynku bądź konsumentów korzystających z ich towarów i usług, jak również zamierzenia inwestycyjne prowadzące do koncentracji przedsiębiorców podlegają nadzorowi ze strony Prezesa UOKiK, który zgodnie z Ustawą o Ochronie Konkurencji jest organem właściwym w sprawach z zakresu ochrony konkurencji i konsumentów.

Zachowania te są rozpatrywane bądź jako, określone w Ustawie o Ochronie Konkurencji, potencjalnie zakazane porozumienia ograniczające konkurencję, nadużywanie pozycji dominującej, praktyki naruszające zbiorowe interesy konsumentów, bądź jako operacje inwestycyjne podlegające zgłoszeniu Prezesowi UOKiK. Przepisy Ustawy o Ochronie Konkurencji odnoszące się do nadużywania pozycji dominującej mają zastosowanie tylko wobec przedsiębiorców, którzy mają zdolność zapobiegania skutecznej konkurencji na rynku właściwym poprzez możliwość działania w znacznym zakresie niezależnie od konkurentów, kontrahentów oraz konsumentów. Domniemywa się, że przedsiębiorca ma pozycję dominującą, jeżeli jego udział w rynku przekracza 40%.

Prezesowi UOKiK przysługuje także uprawnienie do wystąpienia przeciwko przedsiębiorcy do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z powództwem o uznanie postanowienia wzorca stosowanej przez przedsiębiorcę umowy za niedozwolone, jeżeli stwierdzi, że postanowienie to nie zostało uzgodnione indywidualnie z konsumentem i kształtuje jego prawa oraz obowiązki w sposób sprzeczny z dobrymi obyczajami, rażąco naruszając jego interesy. W razie uwzględnienia powództwa sąd przytacza treść postanowienia wzorca umowy uznanego za niedozwolone i zakazuje jego wykorzystania.

Na przedsiębiorcę, który: (i) zawarł porozumienie, którego celem lub skutkiem jest wyeliminowanie, ograniczenie lub naruszenie w inny sposób konkurencji na rynku właściwym, (ii) nadużył pozycji dominującej, (iii) dokonał koncentracji bez uzyskania zgody Prezesa UOKiK, lub (iv) naruszył art. 81 lub 82 Traktatu Ustanawiającego Wspólnotę Europejską, Prezes UOKiK może nałożyć karę pieniężną, w wysokości do 10% przychodu osiągniętego w roku rozliczeniowym poprzedzającym rok nałożenia kary. Kara może zostać nałożona także w przypadku, gdy przedsiębiorca działał nieumyślnie.

Dodatkowo Prezes UOKiK może nakładać inne kary, w szczególności karę pieniężną w wysokości stanowiącej równowartość od 1 tys. do 50.000 tys. EUR, jeżeli przedsiębiorca, choćby nieumyślnie: (i) udzielił Prezesowi UOKiK informacji nieprawdziwych lub wprowadzających w błąd, (ii) nie współdziała podczas kontroli przeprowadzanej w ramach postępowania przed Prezesem UOKiK, (iii) nie zawiadomił Prezesa UOKiK o wszczętym wobec tego przedsiębiorcy za granicą postępowaniu opartym na podejrzeniu dokonania działań ograniczających konkurencję.

W przypadku uznania przez Prezesa UOKiK określonej praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów, Prezes UOKiK zakazując jej stosowania może określić środki usunięcia trwających skutków naruszenia.

3.16 Otoczenie prawne - Ustawa o Poręczeniach i Gwarancjach

Ustawę o Poręczeniach i Gwarancjach stosuje się do poręczeń lub gwarancji udzielanych przez spółki handlowe niebędące bankami lub zakładami ubezpieczeń, w których Skarb Państwa ma ponad połowę akcji (udziałów). Ustawę o Poręczeniach i Gwarancjach stosuje się też do osób prawnych, w których ponad połowę kapitału zakładowego stanowią akcje (udziały) należące do Skarbu Państwa lub osób prawnych takich jak państwowe osoby prawne utworzone w drodze ustawy, spółki handlowe, w których akcje (udziały) stanowiące własność Skarbu Państwa przekraczają połowę kapitału zakładowego lub spółdzielnie, w których wartość udziałów stanowiących własność Skarbu Państwa przekracza połowę funduszu udziałowego.

Poręczenia i gwarancje udzielane przez takie podmioty nie mogą być udzielane na czas nieoznaczony ani nie mogą być udzielane bez ustalenia kwoty poręczenia lub gwarancji nawet, gdy są udzielane na czas oznaczony. Zgodnie z art. 8 Ustawy o Poręczeniach i Gwarancjach, warunkiem ich udzielenia jest ustanowienie przez kredytobiorcę zabezpieczenia na rzecz poręczyciela lub gwaranta, na wypadek roszczeń wynikających z tytułu wykonania obowiązków poręczyciela lub gwaranta. Ponadto, zgodnie z art. 33 Ustawy o Poręczeniach i Gwarancjach takie osoby prawne mogą zasadniczo udzielać poręczenia lub gwarancji do wysokości nie wyższej niż 60% wartości kapitałów (funduszy) własnych, określonych według stanu na koniec roku obrotowego poprzedzającego udzielenie poręczenia lub gwarancji, z zastrzeżeniem że kwota poręczenia lub gwarancji udzielanych za zobowiązania określonego podmiotu nie może przekroczyć 20% wartości tych kapitałów (funduszy). Zobowiązane są one przekazywać ministrowi właściwemu ds. finansów publicznych półroczne informacje o: (i) liczbie i wartości udzielonych poręczeń i gwarancji, (ii) aktualnym stanie należności i zobowiązań z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji, (iii) podmiotach, na rzecz których oraz za zobowiązania których poręczenia lub gwarancje zostały udzielone, oraz przeznaczeniu kwot objętych poręczeniem lub gwarancją, oraz (iv) przebiegu dochodzenia wierzytelności powstałych w związku z wykonaniem udzielonych poręczeń i gwarancji. Informacje powyższe przekazywane są w terminie 30 dni po upływie półrocza.

3.17 Otoczenie prawne – przedsiębiorstwa państwowe i jednoosobowe spółki Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa

Lista przedsiębiorstw państwowych i jednoosobowych spółek Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa zawarta jest w załączniku do rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 18 stycznia 2005 r. w sprawie określenia przedsiębiorstw państwowych oraz jednoosobowych spółek Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa (Dz. U. Nr 15, poz. 123). Prywatyzacja takich przedsiębiorstw i spółek wymaga zgody Rady Ministrów. Rady nadzorcze jednoosobowych spółek Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa mogą liczyć do 9 osób. Powołuje je walne zgromadzenie po zasięgnięciu opinii ministra właściwego ze względu na przedmiot działania spółki. Odmienne niż od reguł obowiązujących inne spółki Skarbu Państwa, zarząd jednoosobowych spółek Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa może być powołany również przez walne zgromadzenie, a nie tylko radę nadzorczą.

3.18 Ustawa o Komercejalizacji i Prywatyzacji

Zgodnie z art. 12 ust. 1 Ustawy o Komercejalizacji i Prywatyzacji w czasie, w którym Skarb Państwa pozostaje jedynym akcjonariuszem spółki powstałej w wyniku komercjalizacji, członków rady nadzorczej powołuje i odwołuje walne zgromadzenie, z tym że dwie piąte składu rady nadzorczej stanowią osoby wybrane przez pracowników. W jednoosobowych spółkach Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa, do takiej przed Emisją zalicza się PGNiG, rada nadzorcza może liczyć do 9 osób. Rady nadzorcze tych spółek powoływane są przez walne zgromadzenie po zasięgnięciu opinii ministra właściwego ze względu na przedmiot działania spółki. Członkowie rad nadzorczych będący przedstawicielami pracowników wybierani są w wyborach bezpośrednich i tajnych, przy zachowaniu zasady powszechności.

Zgodnie z art. 14 Ustawy o Komercejalizacji i Prywatyzacji, od chwili, w której Skarb Państwa przestaje być jedynym akcjonariuszem spółki powstałej w wyniku komercjalizacji, postanowienia statutu dotyczące powoływania i odwoływania członków rady nadzorczej mogą być zmienione, z tym że pracownicy zachowują prawo wyboru: (i) dwóch członków rady nadzorczej w radzie liczącej do sześciu członków, (ii) trzech członków rady nadzorczej w radzie liczącej od siedmiu do dziesięciu członków, (iii) czterech członków rady nadzorczej w radzie liczącej jedenastu lub więcej członków. Stosownie do art. 19a Ustawy o Prywatyzacji i Komercejalizacji stanowi, że w spółce, w której ponad połowa akcji należy do Skarbu Państwa, członkowie zarządu są powoływani i odwoływani przez radę nadzorczą. Powołanie na członka zarządu następuje po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego przez radę nadzorczą, wymóg ten nie dotyczy członka zarządu wybranego przez pracowników. W jednoosobowych spółkach Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa zarząd może powołać walne zgromadzenie. Z kolei, zgodnie z art. 16 Ustawy o Komercejalizacji i Prywatyzacji, w spółkach powstałych w drodze komercjalizacji, także po zbyciu przez Skarb Państwa ponad połowy akcji spółki, pracownicy wybierają jednego członka zarządu, jeżeli średnioroczne zatrudnienie w spółce wynosi powyżej 500 pracowników.

3.19 Otoczenie prawne – Projekt Ustawy o Złotej Akcji

Projekt Ustawy o Złotej Akcji określa szczególne uprawnienia Skarbu Państwa oraz ich wykonywanie w spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych z jego udziałem o istotnym znaczeniu dla porządku publicznego lub bezpieczeństwa publicznego i kryteria warunkujące uznanie spółek za istotne dla porządku lub bezpieczeństwa publicznego w rozumieniu prawa wspólnotowego. Zgodnie z Projektem Ustawy o Złotej Akcji, tak długo, jak Skarb Państwa bezpośrednio lub pośrednio pozostaje akcjonariuszem lub współnikiem w takiej spółce, Minister Skarbu Państwa może wyrazić sprzeciw wobec podjętej przez zarząd uchwały lub innej dokonanej przez zarząd czynności prawnej, której przedmiotem jest rozporządzenie składnikiem mienia spółki podstawowym z punktu widzenia prowadzonej przez nią działalności. Sprzeciw dotyczy wyłącznie czynności prawnej spółki o istotnym znaczeniu dla porządku publicznego lub bezpieczeństwa publicznego, jeżeli czynność taka narusza porządek publiczny lub bezpieczeństwo publiczne. Sprzeciw obejmuje również uchwały walnego zgromadzenia albo zgromadzenia wspólników dotyczące: (i) rozwiązania spółki, (ii) przeniesienia siedziby spółki za granicę, (iii) zmiany przedmiotu przedsiębiorstwa spółki, (iv) zbycia albo wydzierżawienia przedsiębiorstwa lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego - jeżeli uchwała taka narusza porządek publiczny lub bezpieczeństwo publiczne. Skutki czynności prawnej ulegają zawieszeniu: (i) na czas przysługujący Ministrowi Skarbu Państwa na wniesienie sprzeciwu, (ii) w razie złożenia wniosku o ponowne rozpatrzenie sprawy lub zaskarżenia ostatecznej decyzji Ministra Skarbu Państwa na drodze sądowej do chwili zmiany decyzji, jej uchylenia albo stwierdzenia nieważności decyzji. Minister Skarbu Państwa może wyrazić sprzeciw w przypadku, gdy spółka, która spełnia kryteria wskazane w Projekcie Ustawy o Złotej Akcji ograniczy lub zmieni rzeczywisty przedmiot swej działalności, a także wobec uchwały organu spółki przewidującej zmianę przeznaczenia lub zaniechanie eksploatacji składnika mienia spółki podstawowego z punktu widzenia wskazanych kryteriów, jeżeli zagraża to bezpośrednio porządkowi

publicznemu lub bezpieczeństwu publicznemu. W spółce, która spełnia kryteria wskazane w Projekcie Ustawy o Złotej Akcji, Minister Skarbu Państwa może ustanowić jednego albo dwóch obserwatorów. Obserwatorowi przysługuje prawo żądania od organów spółki wszelkich dokumentów oraz wyjaśnień dotyczących spraw, co do których możliwe jest wyrażenie sprzeciwu stosownie do Projektu Ustawy o Złotej Akcji. Obserwator jest obowiązany do odbioru i analizy materiałów otrzymanych od spółki oraz do przekazania Ministrowi Skarbu Państwa otrzymanych materiałów wraz z pisemnym stanowiskiem odnośnie do ewentualnego sprzeciwu oraz jego uzasadnieniem w terminie 4 dni roboczych od dnia przekazania materiałów przez spółkę. Zgodnie z Projektem Ustawy o Złotej Akcji, szczególne uprawnienia Skarbu Państwa przysługują Skarbowi Państwa wyłącznie w spółkach mających siedzibę na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, wskazanych w Projekcie Ustawy o Złotej Akcji, do których między innymi zalicza się spółki, które: (i) wykonują działalność operatora lub są właścicielami systemu przesyłowego gazowego albo elektroenergetycznego, jeżeli podmiot lub grupa kapitałowa z jego udziałem posiada lub użytkuje ponad 50% sieci przesyłowej gazowej lub elektroenergetycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, (ii) zajmują się magazynowaniem i przechowywaniem towarów w zakresie benzyn silnikowych, oleju napędowego, gazu ziemnego lub podziemnym magazynowaniem ropy naftowej, jeżeli łącznie pojemności magazynowe podmiotu lub grupy kapitałowej z jego udziałem na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w zakresie przechowywania benzyn silnikowych, oleju napędowego, gazu ziemnego lub ropy naftowej przekraczają 30 dni konsumpcji tych towarów na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, (iii) zajmują się wydobywaniem węgla kamiennego lub gazu ziemnego, jeżeli łączny udział podmiotu lub grupy kapitałowej z jego udziałem w wydobywaniu węgla kamiennego lub gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przekracza 50%.

4 GŁÓWNE RYNKI ZBYTU GRUPY PGNiG

Głównym rynkiem zbytu Grupy PGNiG jest Polska. Przychody osiągane przez Grupę Kapitałową PGNiG na rynku krajowym stanowiły w 2004 roku około 96% łącznej kwoty przychodów Grupy Kapitałowej PGNiG. Grupa Kapitałowa PGNiG eksportuje niewielkie ilości gazu ziemnego oraz ropy naftowej do Niemiec (do połowy 2004 roku nabywane przez spółkę z siedzibą na Cyprze) oraz eksportuje usługi geofizyczne i wiertnicze do, między innymi, Kazachstanu, Indii i Pakistanu.

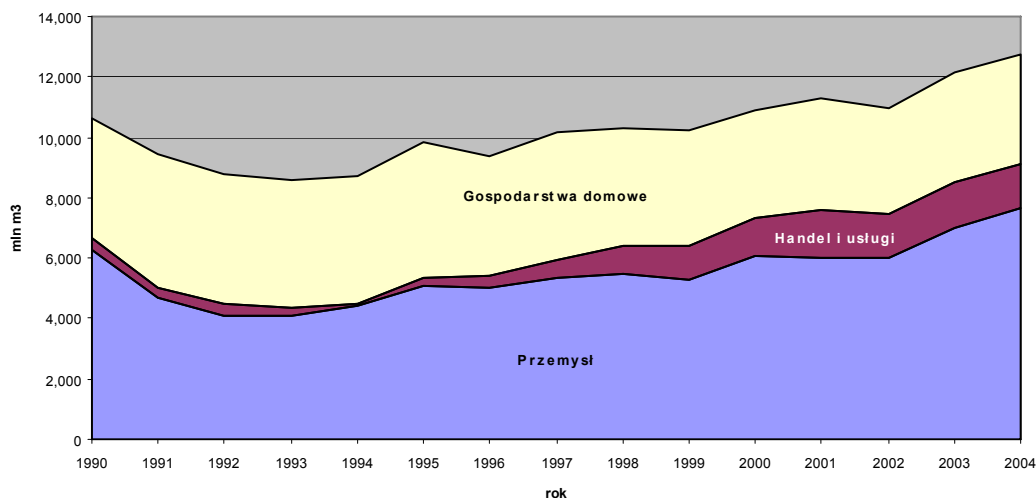
W Polsce Grupa PGNiG posiada ponad 6 mln odbiorców indywidualnych zaopatrywanych przez Spółki Gazownictwa. Ponadto największymi odbiorcami Grupy PGNiG są Odbiorcy Bezpośredni Gazu w tym:

- PKN Orlen S.A.;
- zakłady azotowe (ZA Puławy S.A., ZA Kędzierzyn S.A., ZA w Tarnowie-Mościcach S.A., Zakłady Chemiczne Police S.A., ZA Anwil S.A.);
- elektrociepłownie (EC Lublin Wrotków Sp. z o.o., EC Nowa Sarzyna Sp. z o.o., EC Rzeszów Sp. z o.o., EC Gorzów Sp. z o.o., EC Zielona Góra);
- huty (w tym Mittal Steel Poland S.A.).

Odbiorców gazu ziemnego w Polsce można podzielić na 6 grup:

- gospodarstwa domowe;
- przemysł;
- usługi;
- handel;
- odbiorcy hurtowi;
- pozostali.

**Sprzedaż gazu ziemnego do odbiorców końcowych w przeliczeniu na gaz
wysokometanowy w latach 1990-2004**



Źródło: PGNiG.

PGNiG dostarczając gaz instalacjami wysokiego ciśnienia obsługuje głównie dużych odbiorców przemysłowych, niektórych dużych odbiorców z sektora handlu i usług oraz spółki dystrybucyjne. Mniejsi odbiorcy przemysłowi i odbiorcy z sektora handlu i usług, a także gospodarstwa domowe są obsługiwani przez Spółki Gazownictwa.

Strukturę sprzedaży gazu według odbiorców zaprezentowano w pkt. 1.2.1 niniejszego Rozdziału.

Spółki Gazownictwa dzielą odbiorców gazu, zgodnie ze wspólną w Grupie PGNiG strategią marketingową, na trzy kategorie: odbiorców korporacyjnych, odbiorców indywidualnych (sprzedaż poniżej 3 mln m³/rok) i odbiorców biznesowych (sprzedaż do 2 mln m³/rok). Przy czym odbiorców korporacyjnych wyróżnia się jeszcze w podziale na odbiorców strategicznych (odbior gazu >15 mln m³/rok) i odbiorców kluczowych (odbior gazu w przedziale 2-15 mln m³/rok).

Podział odbiorców gazu ziemnego Spółek Gazownictwa według stanu na 31 marca 2005 roku (liczba odbiorców)

Podział odbiorców Spółek Gazownictwa w 2004 r. (liczba odbiorców)							
Grupa odbiorców	DSG Sp. z o.o.	GSG Sp. z o.o.	KSG Sp. z o.o.	MSG Sp. z o.o.	PSG Sp. z o.o.	WSG Sp. z o.o.	Razem
Indywidualni	711.511	1.249.262	1.302.395	1.382.780	696.633	805.596	6.148.177
Biznesowi	18.309	26.638	42.787	27.192	23.975	51.021	189.922
Korporacyjni	31	40	46	62	79	165	423
- kluczowi	29	34	43	61	77	88	332
- strategiczni	2	6	3	1	2	77	91
Razem	729.851	1.275.940	1.345.228	1.410.034	720.687	856.782	6.338.522
% ogółu	11,6%	20,3%	21,2%	22,5%	11,3%	13,1%	100,0%

Źródło: PGNiG

Grupa Kapitałowa PGNiG realizuje prace poszukiwawcze (badania sejsmiczne i wiercenia) na rynku krajowym i za granicą. W zakresie wydobywania PGNiG wydobywa: 100% ropy naftowej na lądzie, a około 65% w kraju przy uwzględnieniu wydobywania firmy Petrobaltic S.A. z szelfu Morza Bałtyckiego.

W zakresie wydobywania gazu ziemnego wydobywanie PGNiG stanowi ponad 95% w stosunku do wydobywania ze złóż gazu ziemnego i metanu w kopalniach węgla kamiennego.

Spółki zależne w zakresie badań sejsmicznych i wierceń w kraju w roku 2004 w całości realizowały prace na rzecz PGNiG. Ewentualne zakresy prac na rzecz innych firm zajmujących się poszukiwaniem w Polsce mogą osiągnąć nie więcej niż 10%.

Spółki geofizyczne i wiertnicze realizują znaczne zakresy prac za granicą, na rzecz inwestorów spoza PGNiG.

W 2004 roku wykonano:

- sejsmika ogółem:
 - sejsmika dwuwymiarowa 2D – 4.250 km;
 - sejsmika trójwymiarowa 3D – 2.064 km²;
 - z tego w kraju:
 - o 2D – 1.325 km, tj. – 31,2%;
 - o 3D – 641 km², tj. – 31%;
- wiercenia ogółem – 256,3 tys. m:
 - z tego w kraju – 59,7 tys. m, tj. 23,4%.

W obszarze ropy naftowej całkowita chłonność na ropę naftową rynku polskiego szacuje się na ok. 18-19 mln ton rocznie, z czego nieco ponad jeden milion ton to dostawy dla rafinerii zlokalizowanych na południu Polski. PGNiG dostarcza ropę naftową do Rafinerii Czechowice S.A., Rafinerii Trzebinia S.A., Rafinerii Jedlicze S.A. i Rafinerii Jasło S.A. oraz mniejszych podmiotów. Emitent liczy się z zaniechaniem przerobu ropy w tych rafineriach z końcem 2006 roku lub z momentem zniesienia tzw. „ulgi transportowej”.

Do odbiorców zagranicznych PGNiG należą takie firmy jak STASCO, BP Oil International Limited. Ponadto Emitent zamierza podjąć współpracę z innymi zagranicznymi odbiorcami ropy naftowej.

5 SEZONOWOŚĆ PRODUKCJI I RYNKÓW ZBYTU ORAZ ZMIANY STRUKTURY WARTOŚCI ZAPASÓW

Sprzedaż gazu Grupy Kapitałowej PGNiG podlega znacznym wahaniom sezonowym. Sprzedaż gazu znacznie wzrasta w miesiącach zimowych i spada w miesiącach letnich co pokazuje przedstawiona poniżej analiza sezonowości sprzedaży i struktury zapasów.

Dla Grupy Kapitałowej PGNiG w przypadku ropy naftowej nie można zaobserwować sezonowości sprzedaży. Ze względu na niewielki udział przychodów ze sprzedaży ropy naftowej w przychodach ogółem Grupy Kapitałowej PGNiG oraz braku sezonowości w sprzedaży ropy naftowej nie omówiono poniżej struktury zapasów.

5.1 Wolumen sprzedaży – gaz ziemny

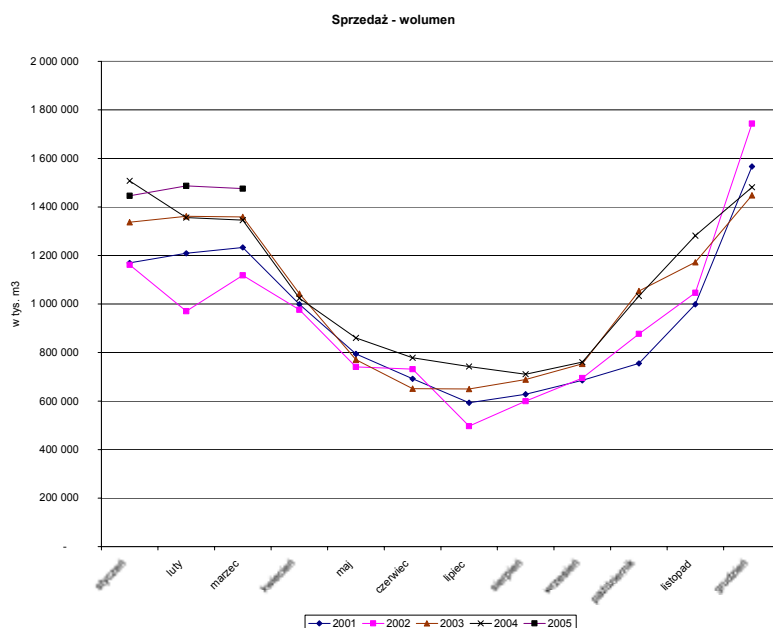
W poniższych tabelach i na wykresach przedstawiono sezonowość sprzedaży dla Grupy Kapitałowej PGNiG z uwzględnieniem wyłączenia sprzedaży na zewnątrz Grupy Kapitałowej PGNiG.

Wolumen sprzedaży w tys. m³ do odbiorców końcowych

Miesiąc/Rok	2005	2004	2003	2002	2001
Styczeń	1.445.667	1.507.639	1.337.203	1.161.592	1.169.533
Luty	1.486.888	1.356.361	1.361.542	970.340	1.208.788
Marzec	1.475.258	1.345.620	1.358.913	1.118.306	1.232.991
Kwiecień	-	1.023.704	1.042.319	976.352	998.792
Maj	-	860.398	770.408	741.111	794.037
Czerwiec	-	778.147	651.316	731.498	691.841
Lipiec	-	742.394	649.805	496.403	593.286
Sierpień	-	710.758	688.797	599.459	627.947
Wrzesień	-	760.304	753.770	694.786	685.394
Październik	-	1.033.320	1.053.966	876.842	755.357
Listopad	-	1.281.773	1.171.998	1.046.426	998.916
Grudzień	-	1.481.346	1.447.787	1.743.324	1.566.743
Razem	4.407.813	12.881.764	12.287.825	11.156.438	11.325.626

Źródło: PGNiG.

Powyższa tabela prezentuje sprzedaż gazu ziemnego przez Grupę PGNiG (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) dla odbiorców końcowych (w tym za pośrednictwem Spółek Gazownictwa). Różnica pomiędzy danymi w powyższej tabeli w latach 2003–2004 a danymi dotyczącymi sprzedaży Grupy PGNiG w latach 2003–2004, zamieszczonymi w innych częściach Prospektu (odpowiednio 12,5 mld m³ i 13,1 mld m³) wynika ze zużycia własnego oraz strat w Spółkach Gazownictwa.



Maksymalna sprzedaż gazu w miesiącach zimowych (grudzień, styczeń) przekracza ponad dwukrotnie minimalną sprzedaż w miesiącach letnich (czerwiec, lipiec) i jest w znacznym stopniu uzależniona od temperatury otoczenia. Zakres tych wahań wyznaczają niskie temperatury zimą i wyższe latem. Sezonowość sprzedaży wpływa na potrzebę zwiększenia zdolności magazynowania oraz przesyłowych, w tym również sieci dystrybucyjnych, w celu zaspokojenia szczytowego zapotrzebowania odbiorców końcowych i utrzymania bezpieczeństwa dostaw gazu w kraju.

5.2 Struktura zapasów gazu ziemnego

Spółka magazynuje gaz ziemny w posiadanych podziemnych magazynach gazu (PMG).

Poziom zapasów gazu ziemnego zgromadzonego w podziemnych magazynach gazu przedstawia poniższa tabela.

w mln m³, na ostatni dzień miesiąca

Miesiąc/Rok	2005	2004	2003	2002	2001
Styczeń	746,3	616,5	774,7	835,3	630,3
Luty	444,4	445,4	428,3	735,7	486,9
Marzec	303,2	430,6	357,1	553,6	413,0
Kwiecień	-	541,0	354,8	638,4	480,9
Maj	-	800,4	602,1	930,0	750,4
Czerwiec	-	1.067,6	899,7	1.212,0	864,9
Lipiec	-	1.353,3	1.196,1	1.436,1	1.111,3
Sierpień	-	1.603,4	1.355,5	1.614,2	1.335,3
Wrzesień	-	1.781,4	1.527,3	1.752,7	1.508,7
Październik	-	1.758,2	1.275,2	1.618,6	1.637,3
Listopad	-	1.493,4	1.165,9	1.498,6	1.560,8
Grudzień	-	1.139,5	982,0	1.190,6	1.308,9
Średnia	498,0	1.085,6	909,9	1.161,4	1.007,0

Źródło: PGNiG.

Wartość zapasów gazu ziemnego zgromadzonego w podziemnych magazynach gazu przedstawia poniższa tabela.

w mln zł, na ostatni dzień miesiąca

Miesiąc/Rok	2004	2003	2002	2001
Styczeń	256,2	275,1	333,9	208,7
Luty	185,2	152,9	292,4	177,1
Marzec	179,7	130,1	218,2	142,0
Kwiecień	227,4	130,4	245,0	170,9
Maj	336,2	234,9	339,4	286,2
Czerwiec	442,9	368,8	435,9	336,4
Lipiec	562,4	493,2	513,3	446,5
Sierpień	663,3	561,4	563,9	539,3
Wrzesień	733,4	633,5	610,1	612,0
Październik	723,8	527,9	563,3	663,4
Listopad	614,8	483,2	521,6	632,7
Grudzień	469,1	409,5	420,6	432,3
Średnia	449,5	366,7	421,4	387,3

Źródło: PGNiG.

Wartość zapasu gazu ziemnego – zapas gazu w magazynach krajowych wyceniany jest według średnioważonej ceny nabycia gazu z importu, rzeczywistego technicznego kosztu wytworzenia gazu pozyskiwanego ze źródeł krajowych oraz kosztów odazotowania.

Magazynowanie gazu służy zapewnieniu odbiorcom jego dostawy, tj. przede wszystkim równoważeniu systemu gazowego i zabezpieczeniu dostaw w okresach szczytowego zapotrzebowania oraz zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw. Magazyny przejmują nadwyżki gazu z systemu w okresie letnim i uzupełniają system w gaz ziemny w okresie zimowym.

6 INFORMACJE O WARTOŚCI SPRZEDAŻY PGNiG ORAZ GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG

Przychody ze sprzedaży Emitenta przedstawia poniższa tabela.

Przychody ze sprzedaży produktów, materiałów i towarów (w tys. zł)	I kw. 2005	Udział w %	2004	Udział w %	2003	Udział w %	2002	Udział w %	2001	Udział w %
Przychody ze sprzedaży	2.945.059	100,0	8.447.521	100,0	8.024.775	100,0	9.118.740	100,0	8.974.036	100,0
- w tym od jednostek powiązanych	1.866.387	63,4	4.682.658	55,4	4.756.250	59,3	56.463	0,6	62.242	0,7

Źródło: Sprawozdania finansowe Emitenta.

Przychody ze sprzedaży krajowej i eksportowej Grupy Kapitałowej PGNiG przedstawia poniższa tabela.

Przychody ze sprzedaży produktów, materiałów i towarów (w tys. zł)	2004	Udział w %	2003	Udział w %	2002	Udział w %	2001	Udział w %
Przychody ze sprzedaży - kraj	10.439.438	95,7	9.813.072	96,3	9.194.826	96,9	9.203.795	98,0
Przychody ze sprzedaży – eksport	470.654	4,3	375.537	3,7	290.066	3,1	189.158	2,0
Razem sprzedaż produktów, materiałów i towarów	10.910.092	100,0	10.188.609	100,0	9.484.892	100,0	9.392.953	100,0
- w tym od jednostek powiązanych	50.433	0,5	51.694	0,5	66.287	0,7	98.544	1,0

Źródło: Skonsolidowane sprawozdania finansowe Emitenta.

Na przestrzeni ostatnich trzech lat wartość przychodów z eksportu oraz ich udział w sprzedaży Grupy Kapitałowej PGNiG systematycznie rosły.

W przychodach z eksportu Grupy Kapitałowej PGNiG najistotniejszymi kwotami są przychody ze sprzedaży usług (głównie przychody ze sprzedaży prac poszukiwawczych oraz usług geofizycznych) i ropy naftowej,

których wartość i udział w przychodach ze sprzedaży eksportowej w 2004 roku wyniósł odpowiednio 281.027 tys. zł i 59,8% oraz 144.415 tys. zł i 30,7%.

Poniższa tabela zawiera informacje dotyczące przychodów ze sprzedaży dla poszczególnych segmentów działalności Grupy Kapitałowej PGNiG w latach 2001–2004. Szczegółowe informacje na temat zasad ustalenia wartości poszczególnych pozycji w poniższej tabeli zostały wskazane w Rozdziale VIII Prospektu.

w tys. zł	2004		2003		2002		2001	
Przychody ze sprzedaży	10.910.092	100,0%	10.188.609	100,0%	9.484.892	100,0%	9.392.953	100,0%
Wydobycie i produkcja	1.209.874	11,1%	912.104	9,0%	804.730	8,5%	849.074	9,0%
Przesył	2.918.137	26,7%	2.655.166	26,1%	2.422.536	25,5%	2.597.400	27,7%
Dystrybucja	6.706.820	61,5%	6.553.942	64,3%	6.137.703	64,7%	5.782.491	61,6%
Pozostałe	75.260	0,7%	67.397	0,7%	119.923	1,3%	163.988	1,7%

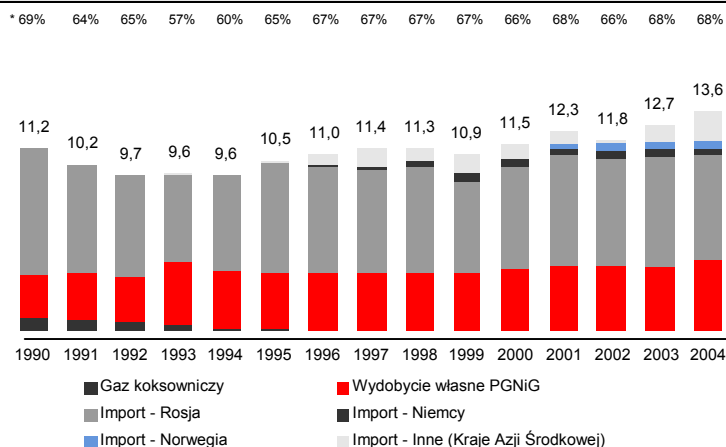
Źródło: Skonsolidowane sprawozdania finansowe Emitenta.

7 ŹRÓDŁA ZAOPATRZENIA

7.1 Źródła zaopatrzenia w gaz

W 2004 roku 32% gazu ziemnego pozyskanego przez PGNiG pochodziło z wydobycia krajowego, którego poziom systematycznie wzrasta od 1999 roku. Pozostały gaz ziemny pozyskany przez PGNiG w 2004 roku pochodził z importu, głównie z Rosji, Krajów Azji Środkowej, Norwegii oraz Niemiec. 25,8% gazu pozyskanego w I kwartale 2005 roku stanowił gaz z wydobycia krajowego. Poniższy wykres oraz tabela przedstawia pozyskanie gazu w podziale na geograficzne źródła dostaw.

Pozyskanie gazu ziemnego przez PGNiG według źródeł dostaw w mld m³ (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy)



Źródło: PGNiG.

* Dane wyrażone w % nad rysunkiem wskazują udział importu w zużyciu gazu w poszczególnych latach.

PGNiG zaprzestało pozyskiwania gazu koksowniczego przed upływem 1995 roku, zastępując go lepszym jakościowo gazem wysokometanowym i zaazotowanym.

Dostawy gazu wysokometanowego z importu w latach 1990-2005 w mln m³ wg PN

	Zakup z importu ogółem	Rosja	Kraje Azji Środkowej oraz Ukraina	Niemcy	Norwegia	Czechy
1990	7.836,0	7.836,0	0,0	-	0,0	-
1991	6.614,5	6.578,2	36,3	-	0,0	-
1992	6.246,8	6.210,4	33,5	-	0,0	2,9
1993	5.486,0	5.443,7	16,8	21,5	0,0	4,0
1994	5.815,6	5.781,2	0,0	32,9	0,0	1,5

1995	6.771,8	6.707,3	28,0	35,6	0,0	0,9
1996	7.358,0	6.648,8	612,0	96,3	0,0	0,9
1997	7.682,3	6.290,2	1.205,1	186,3	0,0	0,7
1998	7.538,6	6.425,1	793,5	319,6	0,0	0,4
1999	7.256,0	5.675,8	1.134,1	445,7	0,0	0,4
2000	7.676,1	6.335,8	883,2	423,8	33,0	0,3
2001	8.325,0	6.938,5	709,9	404,7	271,6	0,3
2002	7.775,2	6.692,8	188,1	402,0	492,0	0,3
2003	8.622,7	6.754,9	962,4	417,6	487,5	0,3
2004	9.303,9	5.757,6	2.679,9	386,2	480,0	0,3
I kw. 2005	2.593,5	1.750,9	605,4	115,4	121,7	0,1

Strukturę zaopatrzenia PGNiG w gaz w latach 2001-2004 przedstawia poniższa tabela.

w mln m³, w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Źródło/kierunek pochodzenia	2004	2003	2002	2001	2004/2003 (%)	2003/2002 (%)	2002/2001 (%)
Wydobycie krajowe	4.326,7	4.058,5	4.035,6	3.973,6	106,6	100,6	101,6
Import gazu, w tym:	9.303,9	8.622,7	7.775,2	8.325,0	107,9	110,9	93,4
- Rosja	5.757,6	6.754,9	6.692,8	6.938,5	85,2	100,9	96,5
- Niemcy	386,2	417,6	402,0	404,7	92,5	103,9	99,3
- Norwegia	480,0	487,5	492,0	271,6	98,5	99,1	181,1
- Kraje Azji Środkowej	2.679,9	962,4	188,1	709,9	278,5	511,6	26,5
- Czechy	0,3	0,3	0,3	0,3	100,0	100,0	100,0
Zakup z innych źródeł krajowych	2,8	4,6	4,2	-	60,9	109,5	-
Razem zakupy	13.633,4	12.685,8	11.815	12.298,6	107,5	107,4	96,1

Udział poszczególnych krajów w zaopatrzeniu PGNiG przedstawia poniższa tabela.

Źródło/kierunek pochodzenia	2004	2003	2002	2001
- Rosja	61,89%	78,34%	86,08%	83,35%
- Niemcy	4,14%	4,84%	5,17%	4,86%
- Norwegia	5,16%	5,65%	6,33%	3,26%
- Kraje Azji Środkowej	28,81%	11,16%	2,42%	8,53%
- Czechy	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Razem import	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

7.1.1 Import gazu ziemnego

Dostawy gazu z importu w 2004 roku, w wysokości 9,3 mld m³, stanowiły ponad 68% całkowitego zapotrzebowania Grupy PGNiG. W roku 2004 wzrost zakupów gazu z importu wynosił około 8% głównie poprzez zwiększenie dostaw w ramach kontraktów średnioterminowych z Krajów Azji Środkowej.

Podstawę zaopatrzenia w gaz ziemny z importu stanowią kontrakty wieloletnie opisane w pkt. 10.1.1.1 niniejszego Rozdziału.

7.1.1.1 Główni dostawcy gazu ziemnego dla PGNiG

Głównym dostawcą gazu importowanego przez PGNiG jest Gazprom/Gazexport, którego udział w imporcie gazu w 2004 roku osiągnął poziom około 62% i ponad 42% całkowitego zaopatrzenia w gaz. Pozostali istotni dostawcy to RusUkrEnergo AG, Statoil ASA, Norsk Hydro Produksjon a.s., Total E&P Norge AS oraz VNG/E.ON Ruhrgas AG.

Polska w okresie ostatniej dekady poszukiwała możliwości dywersyfikacji źródeł dostaw w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. PGNiG zawarło szereg kontraktów w zakresie importu gazu z dostawcami spoza Rosji, jednak niektóre z nich nie zostały zrealizowane lub nie weszły nigdy w życie. Kontrakty, które

weszły w życie lub mogą wejść w życie po ziszczeniu się warunków zawieszających zostały opisane w pkt. 9.1 oraz 10.1 niniejszego Rozdziału.

7.1.1.2 Najważniejsza obecna infrastruktura importowa

Polska jest istotnym krajem tranzytu gazu z Rosji na rynki europejskie. Gazociąg Jamał-Europa Zachodnia, którego polski odcinek jest własnością EuRoPol GAZ i którego operatorem jest PGNiG, jest wykorzystywany do dostarczania gazu do Niemiec i innych krajów Europy Zachodniej przez terytoria Białorusi i Polski. Obecna przepustowość Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia wynosi ok. 20 mld m³ rocznie. W wyniku budowy kolejnych tłoczní gazu ziemnego oczekuje się, że moc przesyłowa zostanie zwiększona w I kwartale 2006 roku do 33,35 mld m³ rocznie. PGNiG odbiera gaz z Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia w dwóch punktach zdawczo-odbiorczych na terenie Polski – we Włocławku oraz Łwówku Wielkopolskim. Ponadto import gazu z kierunku wschodniego odbywa się poprzez połączenia z systemem gazowniczym na Białorusi w punktach Wysokoje i Tietierowka oraz poprzez połączenie z systemem na Ukrainie w punkcie zdawczo-odbiorczym Drozdowicze. Odbiór gazu importowanego z Norwegii oraz Niemiec odbywa się poprzez punkt zdawczo-odbiorczy Lasów koło Zgorzelca.

7.2 Pozyskiwanie ropy naftowej

Obecnie PGNiG posiada udokumentowane zasoby ropy naftowej w ilości 26,1 mln ton (w tym 17,5 mln ton pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalín i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych)). Największe zasoby ropy naftowej znajdują się w zachodniej Polsce. Wydobywana ropa naftowa sprzedawana jest na podstawie zawartych umów do rafinerii zlokalizowanych na południu Polski oraz jest eksportowana do Niemiec. Wydobycie ropy naftowej wynosiło w 2004 roku 644 tys. ton.

8 UZALEŻNIENIE OD ODBIORCÓW LUB DOSTAWCÓW

Grupa Kapitałowa PGNiG nie jest uzależniona od żadnego odbiorcy. Udział żadnego z odbiorców Grupy Kapitałowej PGNiG nie osiągnął w 2004 roku 10% przychodów ze sprzedaży ogółem.

W przypadku dostawców PGNiG, udział ilościowy Gazpromu/Gazexportu (jedyne go dostawcy gazu rosyjskiego dla PGNiG od 2004 roku), dostarczającego gaz ziemny na podstawie Kontraktu Jamalskiego, w zaopatrzeniu PGNiG w gaz ziemny (z uwzględnieniem wydobycia własnego PGNiG) wyniósł w 2001, 2002, 2003 i 2004 roku odpowiednio: 33, 45, 42 i 42%.

Poza Kontraktem Jamalskim oraz posiadaniem akcji w spółce EuRoPol GAZ i Gas Trading, Gazprom/Gazexport nie posiadają żadnych powiązań z PGNiG. Kontrakt Jamalski został opisany w pkt. 9 niniejszego Rozdziału.

Udział Gazprom w EuRoPol GAZ wynosi 48% kapitału zakładowego tej Spółki. Udział Gazexportu w kapitale zakładowym Gas Trading wynosi 15,88%, a z kolei udział Gas Trading w kapitale zakładowym EuRoPol GAZ wynosi 4%.

9 ZNACZĄCE UMOWY

W niniejszym punkcie zostały opisane umowy znaczące w rozumieniu § 2 ust. 1 pkt 64) Rozporządzenia w Sprawie Prospektu, których stroną jest PGNiG lub jednostki od niego zależne, których wartość przedmiotu umowy wynosi co najmniej 10% przychodów ze sprzedaży Grupy Kapitałowej PGNiG za okres ostatnich czterech kwartałów obrotowych (tj. za okres od 1 marca 2004 r. do 31 marca 2005 r.) określonych zgodnie z danymi finansowymi Grupy Kapitałowej PGNiG, tj. 1.149.312,5 tys. zł.

Zgodnie z Rozporządzeniem w Sprawie Prospektu podstawowym kryterium zakwalifikowania umowy jako znaczącej jest to, że jej łączna wartość (obliczana zgodnie z przepisami Rozporządzenia w Sprawie Prospektu) wynosi co najmniej 10% kapitałów własnych Emitenta (§ 2 ust. 1 pkt 64 a) Rozporządzenia w Sprawie Prospektu). Rozporządzenie w Sprawie Prospektu stwierdza jednak równocześnie, że w przypadku gdy wielkość kapitałów własnych nie jest kryterium pozwalającym na właściwą ocenę znaczenia zawartej umowy kryterium zakwalifikowania danej umowy jako “znaczącej” może być oparte na tym, że jej wartość (obliczana zgodnie z przepisami Rozporządzenia w Sprawie Prospektu) wynosi co najmniej 10% łącznej wartości przychodów ze sprzedaży grupy kapitałowej za okres ostatnich czterech kwartałów obrotowych (w przypadku PGNiG będą to ostatnie trzy kwartały 2004 roku oraz pierwszy kwartał 2005 roku). W ocenie PGNiG w odniesieniu do znaczących umów zawartych przez PGNiG lub jednostki zależne od PGNiG właściwym kryterium jest właśnie kryterium przychodowe.

Uzasadnieniem dla wyboru tego kryterium jest fakt, że PGNiG (i szerzej rzecz ujmując Grupa PGNiG) prowadzi działalność handlową, oferuje towary i usługi o charakterze masowym i przychody PGNiG są najlepszym miernikiem skali prowadzonej przez PGNiG działalności. Ocena znaczenia zawartej umowy powinna być zdaniem PGNiG oparta właśnie na tym najbardziej charakterystycznym dla działalności PGNiG mierniku. Należy także zwrócić uwagę na fakt, że przychody PGNiG są bardzo stabilne, co w połączeniu z długimi terminami na jakie zostały zawarte najważniejsze umowy powoduje, że przyjęte kryterium da inwestorom lepszą możliwość oceny działalności i perspektyw PGNiG niż w przypadku kapitałów własnych, które w przypadku PGNiG ulegają wahaniom.

9.1 Znaczące umowy dotyczące importu gazu

Kontrakt Jamalski

Kontrakt został zawarty zgodnie z porozumieniem między Rządem RP i Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium RP i dostawach gazu rosyjskiego do RP z dnia 25 sierpnia 1993 r., porozumieniem pomiędzy Gazprom, PGNiG, Gas Trading i EuRoPol GAZ o zasadach dysponowania zdolnościami przesyłowymi systemu gazociągów tranzytowych przechodzących przez terytorium RP z dnia 25 października 1994 r. oraz dokumentami zmieniającymi ww. porozumienia.

Przedmiotem Kontraktu Jamalskiego jest nabycie przez PGNiG następujących ilości gazu ziemnego w każdym roku kontraktowym wymienionym w górnym wierszu tabeli (w przypadku, gdy w wierszu wskazane są lata dostaw np. 1997-2000, oznacza to, że chodzi o ilość zakontraktowaną na każdy rok, tzn. 1997, 1998, 1999 i 2000):

Rok	1997-2000	2001	2002	2003	2004-2005	2006-2007	2008-2009	2010-2014	2015-2022
Ilość mln m ³ wg GOST	2880	4800	6720	6600	7000	7100	7300	8000	9000

Ww. ilości gazu zostały uzgodnione na podstawie aneksu nr 20 do Kontraktu Jamalskiego z dnia 23 czerwca 2003 r. Przed podpisaniem tego aneksu Kontrakt Jamalski przewidywał dostawy następujących ilości gazu ziemnego:

Rok	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010-2014	2015-2021	2022
Ilość mln m ³ wg GOST	4800	6720	8640	9600	10560	10560	10560	10560	10560	13440	13440	-

Ww. ilości gazu do 2009 roku włącznie mogą na wniosek PGNiG zmieniać się w przedziale +/-10%. Kontrakt zawiera szczegółową specyfikację gazu, a także postanowienia dotyczące sposobu pomiaru ilości gazu oraz określenie jakości gazu oraz podział ilości gazu na poszczególne punkty zdawczo-odbiorcze. Cena gazu została określona w kontrakcie w USD za 1.000 kontraktowych m³ gazu wg formuły cenowej opartej o notowania produktów ropopochodnych indeksowanej kwartalnie. Kontrakt przewiduje możliwość renegotiacji ceny kontraktowej przez każdą ze stron w określonych okolicznościach i terminach. Płatności na podstawie kontraktu są dokonywane w USD. Kontrakt przewiduje obowiązek ustanowienia przez PGNiG zabezpieczenia płatności w formie gwarancji bankowej w kwocie, której wysokość została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Kontrakt przewiduje obowiązek odbierania przez PGNiG określonych minimalnych ilości rocznych, określanych według wzoru zawartego w kontrakcie, a także odbierania określonych ilości gazu ziemnego w okresie letnim (tzn. odbierane w ciągu II i III kwartału). W przypadku nieodebrania minimalnych ilości kontraktowych PGNiG jest zobowiązane do zapłaty określonej ceny za każdy nieodebrany metr sześcienny (ang. *take or pay*), przy czym ilości zapłacone, a nieodebrane mogą zostać odebrane w późniejszym terminie na warunkach określonych w kontrakcie. Zgodnie z kontraktem gaz ziemny sprzedawany na jego podstawie powinien zostać wykorzystany w Polsce i bez zgody dostawcy nie może być reeksportowany do krajów trzecich. Zgodnie z Kontraktem Jamalskim w przypadku, gdy Gazprom/Gazexport w jakimkolwiek roku kontraktowym sprzedaje gaz ziemny stronie trzeciej (czyli odbiorcy innemu niż PGNiG), PGNiG ma prawo do zmniejszenia w odpowiednim roku kontraktowym rocznych ilości kontraktowych wynikających z Kontraktu Jamalskiego o ilości, które zostały sprzedane stronie trzeciej w danym roku. Kontrakt zakazuje przelewu praw i przejścia obowiązków na/przez osobę trzecią bez zgody drugiej strony kontraktu. Kontrakt zawiera klauzulę, zgodnie z którą w przypadku, gdy po zawarciu kontraktu nastąpiły nowe nieprzewidziane przez strony okoliczności, mające zasadniczy wpływ na gospodarcze, techniczne lub prawne skutki kontraktu, wówczas strony spotkają się w celu uzgodnienia ewentualnych zmian w kontrakcie. Kontrakt nie określa skutków braku uzgodnienia takich zmian. Kontrakt został zawarty na czas oznaczony, tj. do 31 grudnia 2022 r., przy czym jeżeli żadna ze stron nie powiadomi drugiej strony o woli zakończenia kontraktu na 36 miesięcy przed dniem jego wygaśnięcia, kontrakt zostanie automatycznie przedłużony o 5 lat. Kontrakt nie zawiera wskazania prawa, którym jest rządzony. Kontrakt zawiera klauzulę arbitrażową, zgodnie z którą wszystkie spory i rozbieżności, z wyjątkiem spraw podlegających

jurysdykcji sądów powszechnych, mają być rozstrzygane przez arbitraż w Sztokholmie zgodnie z Zasadami Arbitrażowymi UNICITRAL obowiązującymi w dniu podpisania kontraktu.

Szacunkowa wartość świadczeń wynikająca z kontraktu za lata 2005-2007 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa kupna-sprzedaży gazu ziemnego z dnia 28 października 2003 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako kupującym, RosUkrEnergo AG spółką akcyjną z siedzibą w Zug w Szwajcarii jako sprzedającym a Narodową Spółką Akcyjną „Naftogaz Ukrainy” narodową spółką akcyjną z siedzibą w Kijowie na Ukrainie jako transportującym wraz z aneksami

Umowa została pierwotnie zawarta przez PGNiG oraz Narodową Spółkę Akcyjną "Naftogaz Ukrainy" z Eural Trans Gas KFT z siedzibą w Budapeszcie na Węgrzech. W dniu 24 lutego 2005 r. PGNiG, Eural Trans Gas KFT, Narodowa Spółka Akcyjna "Naftogaz Ukrainy" oraz RosUkrEnergo AG podpisały porozumienie dotyczące przelewu praw i obowiązków Eural Trans Gas KFT na RosUkrEnergo AG z mocą od 1 marca 2005 r.

Przedmiotem umowy jest dostawa gazu w ilości, o jakości oraz na warunkach określonych w umowie, a także transport gazu. Strony ustaliły wielkość dostaw gazu w okresie od listopada 2003 roku do czerwca 2004 roku w ilości do 2 mld m³ oraz od lipca 2004 roku do czerwca 2005 roku oraz od lipca 2005 roku do grudnia 2006 roku – na nie mniej niż po 0,5 mld m³ dla każdego z dwóch ostatnich okresów. Wielkości dostaw gazu oraz uzgodnienie harmonogramu dostaw na okres następny podlegają uściśleniu w terminie do 30 czerwca odpowiedniego roku. Cena za 1.000 m³ gazu obliczana jest kwartalnie według formuły określonej w załączniku do umowy. Formuła została oparta o cenę bazową 1.000 m³ gazu w USD, średnią arytmetyczną oraz bazową cenę mazutu i gazoliny. PGNiG zobowiązany jest do zapłaty za dostarczony gaz w ciągu 15 dni roboczych od otrzymania przez Spółkę faktury, do której dołączany jest certyfikat jakości gazu oraz miesięczny protokół zdawczo-odbiorczy. Opóźnienie w płatności powoduje obowiązek zapłaty odsetek w wysokości określonej w umowie za każdy dzień opóźnienia. Brak odbioru ilości gazu potwierdzonych przez sprzedawcę powoduje konieczność odbioru nieodebranego gazu w następnym miesiącu, oprócz odbioru ilości zamówionych w danym miesiącu. W przypadku zmniejszenia odbioru gazu o część określoną w umowie, kupujący zobowiązany jest do uiszczenia dodatkowej kwoty na zasadach określonych w umowie. Umowa przewiduje karę umowną w przypadku niezrealizowania przez sprzedającego dostaw gazu w zamówionych ilościach i powyżej dopuszczalnej tolerancji, której wysokość objęta została wnioskiem o niepublikowanie. W razie zwłoki w wykonaniu zobowiązań wynikających z umowy, druga strona po bezskutecznym upływie dodatkowego terminu do wykonania zobowiązań, może wypowiedzieć umowę. W przypadku rozwiązania umowy z przyczyn zawinionych przez drugą stronę, strona odstępująca może żądać zapłaty pełnej wartości niedostarczonych lub nieodebranych ilości gazu. W celu zabezpieczenia płatności za miesięczne dostawy gazu Spółka zobowiązała się składać do 10. dnia miesiąca gwarancję bankową w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie. Natomiast w celu zabezpieczenia realizacji dostaw gazu sprzedający zobowiązany jest do złożenia gwarancji bankowej w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie. Eural Trans Gas KFT oraz PGNiG ustaliły, iż proces wystawiania gwarancji bankowych nie zostanie uruchomiony, co pozwoliło na uniknięcie związanych z tym dodatkowych kosztów. Umowa podlega prawu austriackiemu. Rozstrzyganie sporów poddane zostało Sądowi Arbitrażowemu przy Izbie Gospodarczej w Wiedniu zgodnie z Zasadami Arbitrażowymi UNICITRAL. Umowa została zawarta na czas oznaczony, tj. do 31 grudnia 2006 r. Umowa może być przedłużona lub rozwiązana w wyniku wzajemnych uzgodnień stron umowy, w drodze aneksu.

Szacunkowa wartość świadczeń za lata 2005-2006 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowy sprzedaży gazu z dnia 5 maja 1999 r. wraz ze zmianami zawarta pomiędzy PGNiG jako kupującym a Statoil ASA, Norsk Hydro Produksjon a.s. oraz Total E&P Norge AS jako sprzedającymi

Umowy z poszczególnymi ww. sprzedawcami są tożsame w swojej treści (z wyłączeniem ilości dostarczanego gazu) i zostały ujęte w jednym dokumencie. Zgodnie z umowami szczególne uprawnienia i zobowiązania w nich zawarte są indywidualne dla poszczególnych jej stron. W związku ze zmianami w norweskim prawie od 2002 roku nastąpiło całkowite rozdzielenie zobowiązań i uprawnień stron na podstawie umów – zostały w związku z tym podpisane odpowiednie zmiany do umów pomiędzy poszczególnymi stronami. Głównym sprzedawcą gazu na podstawie umów jest Statoil ASA, na który przypada 75% dostaw. Na podstawie umów sprzedawcy zobowiązali się udostępnić do sprzedaży i dostawy, a PGNiG zobowiązał się nabyć i odebrać gaz ziemny wyspecyfikowany w umowie. Ponadto PGNiG zobowiązał się zapłacić za gaz ziemny, także w przypadku, gdy zostanie udostępniony, ale nie zostanie odebrany. Okres dostaw został określony w umowach na od 1 października 2000 r. do 1 października 2006 r. Umowy przewidują obowiązek dostawy, odebrania oraz zapłacenia w przypadku nieodebrania (ang. *take or pay*) za określone ilości dzienne oraz roczne gazu ziemnego. Łączna ilość dzienna dostaw została określona na 15.221 x 10⁶ kWh. Umowa zawiera zobowiązania do odebrania dziennej oraz rocznej minimalnej ilości kontraktowej. PGNiG jest zobowiązany do zapłacenia za nieodebrane ilości gazu poniżej minimalnej ilości rocznej. Gaz ziemny opłacony, ale nieodebrany przez PGNiG

może zostać odebrany bez ponoszenia dodatkowych płatności przez następne trzy lata po roku, w którym powinien zostać, a nie został odebrany. Odbiór takiego gazu jest możliwy dopiero po odebraniu minimalnej ilości gazu przewidzianej na dany rok kontraktowy. PGNiG nie jest uprawniony do takiego odbioru ani do otrzymania od sprzedawców jakiegokolwiek rekompensaty za taki opłacony, ale nieodebrany gaz po zakończeniu terminu dostaw.

Umowy zawierają formułę cenową, na podstawie której ma być obliczana cena za dostarczany gaz. Cena umowna ma być obliczana pierwszego dnia każdego miesiąca dostaw. Formuła cenowa została oparta na cenie oleju lekkiego (publikowanej we wskazanych w umowach źródłach) przeliczanych przez określone w umowach mnożniki oraz indeks cen hurtowych w Niemczech. Cena za gaz jest rozliczana przez strony w EUR. Wysokości odsetek za opóźnione płatności zostały objęte wnioskiem o niepublikowanie.

Termin, do którego sprzedawcy przedkładają fakturę PGNiG za poprzedni miesiąc dostaw został objęty wnioskiem o niepublikowanie. Faktura powinna być zapłacona w terminie objętym wnioskiem o niepublikowanie. Umowa przewiduje także sposób wyrównania płatności w przypadku, gdy zostały one dokonane w oparciu o wstępną cenę kontraktową zgodnie z umową (cena wstępna znajduje zastosowanie w przypadku niedostępności któregoś ze wskaźników niezbędnych do obliczenia ceny). Kwota wynikająca z wyrównania będzie podlegać oprocentowaniu, którego wysokość została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Umowa przewiduje także rozliczenie roczne. Rozliczenie to jest dokonywane w oparciu o zestawienie danych za poprzedni rok kontraktowy sporządzone do 31 października włącznie każdego roku kontraktowego (obejmujące w szczególności płatności z tytułu klauzuli "take or pay") i powinno zostać dokonane w terminie objętym wnioskiem o niepublikowanie.

Wszystkie płatności na podstawie umowy będą dokonywane w EUR przelewami bankowymi.

Niedokonanie płatności przez okres objęty wnioskiem o niepublikowanie uprawnia do wypowiedzenia umowy.

Spory dotyczące poprawności faktur będą rozstrzygane przez niezależnego eksperta mianowanego zgodnie z umową, przy czym spór co do prawidłowości faktury nie wyklucza obowiązku jej zapłaty, chyba że zawiera ona oczywiste pomyłki. W przypadku obowiązku zwrotu kwoty spornej będzie ona obciążona odsetkami, których wysokość objęta została wnioskiem o niepublikowanie.

Niedokonanie płatności w okresie przekraczającym 7 dni kalendarzowych uprawnia do wstrzymania dostaw gazu lub odpowiednio odbioru gazu. Skutki niedokonania płatności objęte zostały wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa nie zawiera jednej klauzuli regulującej sposób jej wypowiedzenia. Z treści umowy wynika, że może ona zostać wypowiedziana za 30-dniowym wypowiedzeniem z powodu niemożności dostaw gazu spowodowanych niemożnością transportu gazu ziemnego przez Niemcy z powodów regulacyjnych lub ograniczeń ustawowych w Norwegii przez jakikolwiek kolejny okres 180 dni lub łączny okres podczas trwania umowy powyżej 360 dni.

Umowa nie zawiera klauzuli uprawniającej do jej przedłużenia.

Umowy zawierają zobowiązanie do wynegocjowania i zawarcia przez strony umów operatorskich i określają ich podstawowy zakres.

W przypadku niedostarczenia gazu ziemnego w ilościach kontraktowych PGNiG będzie przysługiwało prawo do żądania obniżenia ceny w sposób określonych w umowie. Jeżeli wartość szkód poniesionych w takiej sytuacji przez PGNiG będzie przekraczać wysokość obniżonych cen i będzie to spowodowane winą umyślną bądź rażącym niedbalstwem personelu zarządzającego lub nadzorującego dostawców gazu, w takiej sytuacji PGNiG będzie uprawnione do żądania pokrycia strat, utraconych korzyści, a także zwrotu kosztów nabycia gazu z innego źródła z wyłączeniem roszczeń klientów PGNiG oraz innych szkód pośrednich, w kwocie nie przekraczającej wysokości określonej w kontrakcie obliczanej w oparciu o dzienne ilości kontraktowe oraz cenę kontraktową. Ponadto w przypadku, gdy jakość gazu nie będzie odpowiadała uzgodnieniom kontraktowym, ale gaz taki zostanie już dostarczony, sprzedawcy gazu będą zobowiązani zwrócić PGNiG uzasadnione koszty, wydatki i straty wynikające bezpośrednio z takiego obniżenia jakości gazu, przy czym takie roszczenia ze strony PGNiG nie będą mogły być wyższe od wysokości określonej w kontrakcie obliczanej w oparciu o dzienne ilości kontraktowe oraz cenę kontraktową.

Umowa jest rządzona prawem norweskim. Umowa zawiera klauzulę arbitrażową, zgodnie z którą wszelkie spory z umowy pomiędzy stronami mają być rozstrzygane przez Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie zgodnie z regulaminem arbitrażu Sztokholmskiej Izby Gospodarczej.

Szacunkowa wartość świadczeń PGNiG z umowy w latach 2005-2006 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

9.2 Znaczące umowy na sprzedaż gazu z Bezpośrednimi Odbiorcami Gazu

Umowa nr ECZG/PGNiG-01/2001 na dostawę gazu ziemnego z dnia 6 kwietnia 2001 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako dostawcą a Elektrociepłownią Zielona Góra S.A. jako odbiorcą wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu na potrzeby skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepłej prowadzonej przez odbiorcę. PGNiG zobowiązał się do dostawy gazu w ilości około 10.334.400 gigadżuli w każdym roku obowiązywania umowy. Odbiorca jest zobowiązany do uiszczenia opłaty za dostarczone ilości gazu, która stanowi iloczyn ceny gazu oraz dostarczonych i odebranych w danym roku rozliczeniowym ilości gazu. Cena gazu jest jednoskładnikowa i podlega aktualizacji za okres każdego roku dostaw gazu, według formuły opartej na wskaźnikach cen produkcji sprzedanej przemysłu ogółem oraz cen produkcji sprzedanej przemysłu w zakresie wytwarzania i zaopatrywania w energię elektryczną. Nieterminowe regulowanie płatności przez odbiorcę powoduje konieczność zapłaty odsetek według stopy rocznej, której wysokość objęta została wnioskiem o niepublikowanie.

Odbiorca jest zobowiązany do odbioru w danym roku minimalnych ilości gazu. Brak odbioru minimalnych ilości gazu w danym roku skutkuje obowiązkiem uiszczenia przez odbiorcę różnicy pomiędzy minimalną ilością roczną gazu, a ilością rzeczywiście odebraną. Odbiorca jest upoważniony do odbioru ilości gazu opłaconych a nieodebranych w ciągu następnych trzech lat, pod warunkiem uprzedniego odbioru minimalnych ilości rocznych.

Umowa przewiduje karę umowną w przypadku niedostarczenia przez PGNiG planowanych ilości gazu z przyczyn innych niż określone w umowie w wysokości, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie, a także w razie rozwiązania umowy z przyczyn określonych w umowie, płatną przez stronę, z powodu której umowa została rozwiązana, w wysokości stanowiącej równowartość opłaty za dostarczony gaz z okresu ostatniego roku, nie mniejszej niż wynikająca z poziomu "take or pay" określonego w umowie.

Umowa przewiduje możliwość dochodzenia odszkodowania przekraczającego wysokość kar umownych w przypadku niewykonania lub nienależytego wykonania postanowień umowy.

Gaz dostarczony przez Spółkę odbiorcy nie może być odsprzedawany osobom trzecim bez uzyskania zgody PGNiG. Przeniesienie praw wynikających z umowy wymaga uprzedniej pisemnej zgody drugiej strony.

Umowa została zawarta na czas określony obejmujący okres 20 lat. Umowa może zostać rozwiązana ze skutkiem natychmiastowym w razie: (i) zwłoki odbiorcy w uiszczaniu opłat wynikających z umowy w wysokości przekraczającej kwotę należności za okres ostatnich 120 dni, (ii) dostarczania przez PGNiG gazu w ilościach mniejszych niż minimalne ilości miesięczne przez okres kolejnych 120 dni, (iii) braku odbioru gazu przez odbiorcę w okresie kolejnych 120 dni. Przed rozwiązaniem umowy obowiązuje okres naprawczy.

Szacunkowa wartość dostaw PGNiG z umowy w latach 2005–2007 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa nr 5/S/20/97 kupna – sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 2 czerwca 1997 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedającym a Polskim Koncernem Naftowym „Orlen” S.A. jako kupującym wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego dla zakładu kupującego na potrzeby technologiczne do produkcji wodoru i opalania pieców technologicznych oraz ustalenie warunków technicznych dostaw i odbioru paliwa gazowego. Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz naliczanej na podstawie opłaty stałej za zamówioną moc umowną oraz opłaty zmiennej za rzeczywiście pobrane ilości paliwa gazowego. Opłaty ulegają zmianie w oparciu o formuły określone w umowie, bazujące na wskaźniku cen towarów i usług konsumpcyjnych oraz zmianie kursu USD dla opłaty stałej oraz zmianie cen paliw ropy pochodnych na rynku międzynarodowym dla opłaty zmiennej. Cena za gaz nie może być wyższa od obowiązującej w danym okresie ceny taryfowej pomniejszonej o 10% opłaty stałej lub 15%, jeśli przyrost cen w nowej taryfie jest większy niż przyrost cen towarów i usług konsumpcyjnych w okresie między zmianami taryfy. Nieterminowe regulowanie należności powoduje konieczność uiszczenia przez kupującego opłaty w wysokości, która objęta została wnioskiem o niepublikowanie. Umowa przewiduje możliwość udzielenia przez PGNiG bonifikaty w razie zmniejszenia poziomu dostaw gazu oraz dostarczenia paliwa gazowego o niedostatecznej jakości lub ciśnieniu. W przypadku przekroczenia wielkości mocy umownej kupujący jest zobowiązany do uiszczenia opłaty dodatkowej za nadwyżkę ponad dopuszczalny pobór w wysokości podwójnej stawki opłaty zmiennej.

Kupujący zobowiązany jest do odbioru w danym roku minimalnych ilości rocznych gazu ziemnego. Brak odbioru ilości minimalnych w danym roku powoduje konieczność zapłaty za każdy metr sześcienny nieodebranego paliwa gazowego części opłaty zmiennej określonej w umowie. Kupujący upoważniony jest do

odbioru ilości gazu opłaconych, a nieodebranych w okresie 3 lat następujących po roku, w którym nie odebrano minimalnych ilości, pod warunkiem uprzedniego odbioru ilości minimalnych paliwa gazowego oraz zapłaty części opłaty zmiennej obowiązującej w roku, w którym ilości paliwa gazowego zostały odebrane. Jeśli w chwili rozwiązania umowy pozostaną ilości gazu zapłaconego, a nieodebranego przez kupującego, kupujący ma prawo żądać przedłużenia umowy na okres kolejnych dziewięciu miesięcy od dnia rozwiązania umowy. Umowa określa również minimalne ilości gazu, które powinny zostać odebrane w II i III kwartale każdego roku. Brak odbioru ilości kwartalnych powoduje konieczność zapłaty przez kupującego za każdy metr sześcienny paliwa gazowego stanowiącego różnicę pomiędzy ilością zakontraktowaną a odebraną opłaty zmiennej w wysokości określonej w umowie.

Przeniesienie praw wynikających z umowy na osobę trzecią wymaga zgody drugiej strony. Umowa została zawarta na okres 20 lat od dnia rozpoczęcia dostaw. Umowa może zostać rozwiązana przez każdą ze stron w razie: (i) braku zapłaty należności wynikających z umowy przez kolejne trzy miesiące, (ii) niedostarczenia lub nieodebrania paliwa gazowego przez okres kolejnych sześciu miesięcy, (iii) niezamówienia przez kupującego ilości i mocy paliwa na kolejny cykl umowny.

W przypadku niedotrzymania przez kupującego zobowiązań umownych, jest on zobowiązany do zapłaty kary umownej stanowiącej równowartość osiemnastu miesięcy dostaw zakontraktowanych minimalnych ilości gazu, wyliczonych na podstawie ilości gazu zamówionego w ostatnim roku poprzedzającym rozwiązanie umowy. Szacunkowa wysokość kary umownej z tego tytułu została objęta wnioskiem o niepublikowanie. W przypadku niedotrzymania przez Spółkę istotnych zobowiązań wynikających z umowy i rozwiązania umowy przez kupującego z tego względu, sprzedający zobowiązany jest do zapłaty kupującemu odszkodowania za udokumentowane straty rzeczywiste w wysokości, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Strony wyłączyły możliwość żądania odszkodowania z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania umowy przekraczającego wysokość bonifikat i opłat dodatkowych określonych w umowie.

Szacunkowa wartość dostaw PGNiG z umowy w latach 2005–2007 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa nr 7/S/20/99 kupna-sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 2 lipca 1999 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedającym a Elektrociepłownią „Lublin Wrotków” Sp. z o.o. jako kupującym wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego do elektrociepłowni kupującego na potrzeby produkcji energii elektrycznej i ciepła, a także określenie warunków technicznych dostawy - odbioru paliwa gazowego.

Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz, na którą składa się opłata stała za zamówioną moc umowną oraz opłata zmienna za rzeczywiście pobrane ilości paliwa gazowego. Stawki opłat obliczane są zgodnie z zasadami określonymi w umowie, a ich górna wysokość jest określona poprzez obowiązujące taryfy opłat za paliwa gazowe. Opłaty ulegają zmianie w oparciu o formuły określone w umowie, bazujące na wskaźniku zmiany cen towarów i usług konsumpcyjnych oraz zmiany cen produkcji sprzedaży przemysłu ogółem dla opłaty stałej oraz na zmianie cen paliw ropopochodnych na rynku międzynarodowym dla opłaty zmiennej.

Umowa określa minimalne ilości gazu, do odbioru których w każdym roku zobowiązany jest kupujący. Brak odbioru w ciągu danego roku umownego minimalnej ilości gazu określonej w umowie, skutkuje obowiązkiem uiszczenia opłaty, której wysokość została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Kupujący jest upoważniony do odbioru ilości paliwa gazowego opłaconych, a nieodebranych w ciągu kolejnych trzech lat, pod warunkiem uprzedniego odbioru minimalnych ilości rocznych i uiszczenia części opłaty zmiennej. Jeśli w chwili rozwiązania umowy pozostaną ilości paliwa gazowego opłacone ale nieodebrane, kupujący ma prawo żądać przedłużenia umowy na okres kolejnych 12 miesięcy od dnia rozwiązania umowy.

Strony wyłączyły wzajemnie możliwość żądania odszkodowania z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania umowy przekraczającego wysokość korekt, rekompensat i opłat dodatkowych określonych w umowie.

Przeniesienie praw wynikających z umowy wymaga uprzedniej pisemnej zgody drugiej strony. Sprzedający wyraził w umowie zgodę na przeniesienie praw i obowiązków kupującego na bank lub banki finansujące z zastrzeżeniem, że w umowie między takim bankiem lub bankami a sprzedającym nastąpi potwierdzenie tego przeniesienia.

Umowa została zawarta na 20 lat, począwszy od 1 lutego 2001 r. Brak płatności, których łączna wartość przekracza równowartość trzymiesięcznych dostaw paliwa gazowego lub nieodebranie gazu przez okres

kolejnych 180 dni stanowi niewykonanie istotnych postanowień umowy przez kupującego. Niewykonaniem istotnych postanowień umowy przez sprzedającego jest z kolei niedostarczenie gazu, jeśli ta okoliczność trwa przez okres kolejnych 180 dni. W wypadku dokonania wypowiedzenia umowy przez Spółkę ze względu na niewykonywanie istotnych postanowień umowy przez kupującego, kupujący jest zobowiązany do zapłaty kary umownej stanowiącej równowartość minimalnych rocznych dostaw gazu do końca okresu związania umową, jednakże za okres nie dłuższy niż trzy lata. Maksymalna wysokość kary umownej objęta została wnioskiem o niepublikowanie. Wypowiedzenie umowy przez kupującego ze względu na niedotrzymanie istotnych zobowiązań przez Spółkę skutkuje koniecznością zapłaty kupującemu odszkodowania w wysokości rzeczywiście przez niego poniesionych strat, do wysokości, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Szacunkowa wartość dostaw PGNiG z umowy w latach 2005-2007 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa nr 6/S/20/98 kupna-sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 20 marca 1998 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedającym a Elektrociepłownią Nowa Sarzyna Sp. z o.o. jako kupującym

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego dla uruchomienia, rozruchu oraz eksploatacji elektrociepłowni Nowa Sarzyna oraz ustalenie warunków technicznych dostaw i odbioru paliwa gazowego. Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz, na którą składa się opłata stała, opłata zmienna za rzeczywiście pobrane ilości paliwa gazowego do określonej w umowie ilości paliwa gazowego oraz opłata za rzeczywiście pobrane ilości paliwa gazowego powyżej tej ilości. Opłaty ulegają zmianie w oparciu o formuły określone w umowie. Opłata stała ulega zmianie dwukrotnie w ciągu roku w oparciu o wskaźnik cen produkcji sprzedanej przemysłu oraz kurs wymiany USD. Opłata zmienna ulega zmianie w oparciu o formułę bazującą na zmianie cen paliw ropopochodnych. Umowa zawiera postanowienia dotyczące warunków i trybu renegotiacji cen paliwa. Nieterminowe regulowanie płatności przez kupującego powoduje konieczność zapłaty odsetek w wysokości, która objęta została wnioskiem o niepublikowanie. Umowa określa zasady przyznawania bonifikaty za niedostarczone paliwo gazowe.

Kupujący jest zobowiązany do odbioru w danym roku minimalnych ilości gazu określonych w umowie oraz minimalnych ilości letnich gazu do odbioru w drugim i trzecim kwartale. Brak odbioru rocznych ilości minimalnych gazu powoduje obowiązek zapłaty za różnicę pomiędzy ilością minimalną a faktycznie odebraną, kwoty ustalonej na zasadach określonych w umowie, w oparciu o opłaty zmienne dla paliwa gazowego. Kupujący upoważniony jest do odbioru opłaconych, a nieodebranych ilości gazu w okresie trzech lat pod warunkiem wcześniejszego odbioru ilości minimalnych. Brak odbioru minimalnych ilości letnich (dla II i III kwartału) powoduje konieczność zapłaty opłaty dodatkowej za każdy metr sześcienny paliwa na zasadach określonych w umowie. Brak odbioru paliwa gazowego przez okres przekraczający 180 dni, powoduje konieczność uiszczenia, na zasadach określonych w umowie, równowartości części minimalnej ilości rocznej gazu w danym roku. Jeśli w chwili rozwiązania umowy pozostaną ilości paliwa gazowego opłacone, a nieodebrane, kupujący ma prawo przedłużyć okres obowiązywania umowy o 6 miesięcy od dnia rozwiązania umowy. Odbiór większej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana i niż dopuszczalna tolerancja przewidziana w umowie powoduje obowiązek uiszczenia opłaty dodatkowej za okres przekroczenia w wysokości określonej w umowie.

Gaz dostarczony przez Spółkę na podstawie umowy nie może być sprzedany i dostarczony osobie trzeciej bez uprzedniej pisemnej zgody Spółki.

W przypadku rozwiązania umowy, z przyczyn za które jedna ze stron ponosi odpowiedzialność zgodnie z umową, strona niewykonująca lub nienależycie wykonująca zobowiązania jest zobowiązana zapłacić drugiej stronie odszkodowanie w wysokości, która objęta została wnioskiem o niepublikowanie. W przypadku wystąpienia takiego naruszenia postanowień umowy, za które umowa nie określa odpowiedzialności, strona, która naruszyła takie postanowienie, będzie zobowiązana do zapłaty odszkodowania w wysokości, która objęta została wnioskiem o niepublikowanie.

Przeniesienie praw wynikających z umowy wymaga zgody drugiej strony. Zgody drugiej strony nie wymaga cesja lub ustanowienie przedmiotem zabezpieczenia praw z umowy przez kupującego w związku z umowami finansowymi związanymi z budową i eksploatacją elektrociepłowni. Umowa została zawarta na 20 lat.

Szacunkowa wartość dostaw PGNiG z umowy w latach 2005-2007 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa nr 4/S/99 kupna – sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 14 stycznia 1999 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedającym a Zakładami Azotowymi „Puławy” S.A. jako kupującym wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego jako surowca dla potrzeb Zakładów Azotowych „Puławy” S.A. oraz ustalenie warunków technicznych dostaw i odbioru paliwa gazowego. Kupujący

jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz naliczanej na podstawie taryfy. Umowa nie przewiduje udzielania przez kupującego gwarancji płatności za dostarczony gaz.

Kupujący zobowiązany jest do odbioru minimalnych ilości gazu ziemnego określonych w umowie, a w przypadku ich nieodebrania do zapłaty za różnicę pomiędzy ilością minimalną a faktycznie odebraną. Odebranie mniejszej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana ilość minimalna, powoduje wzrost ceny za gaz nieodebrany na zasadach określonych w umowie. Odbiór większej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana i niż dopuszczalna tolerancja przewidziana w umowie powoduje obowiązek uiszczenia opłaty dodatkowej w wysokości i na zasadach określonych w taryfie.

Strony wyłączyły wzajemnie możliwość żądania odszkodowania z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania umowy przekraczającego wysokość bonifikat, rekompensat i opłat dodatkowych określonych w umowie. Ograniczenie to nie dotyczy jednak sytuacji, gdy jedna ze stron rozwiązała umowę bez zachowania trybu określonego w umowie lub była odpowiedzialna za odstąpienie od umowy przez drugą stronę zgodnie z postanowieniami umowy. Wówczas obowiązek naprawienia szkody rozciąga się na pokrycie udokumentowanych strat, z wyłączeniem utraconych korzyści.

Przeniesienie praw wynikających z umowy wymaga zgody drugiej strony. Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Umowa może zostać rozwiązana przez każdą ze stron w drodze dwuletniego wypowiedzenia. Umowa może zostać rozwiązana w razie: (i) braku płatności, jeśli ich łączna wysokość przekracza równowartość trzymiesięcznych dostaw paliwa gazowego, (ii) braku dostaw paliwa gazowego przez okres kolejnych sześciu miesięcy oraz (iii) braku odbioru paliwa gazowego przez okres kolejnych sześciu miesięcy. Przed rozwiązaniem umowy z przyczyn wskazanych powyżej obowiązuje okres naprawczy wynoszący 30 dni.

W przeszłości Zakłady Azotowe „Puławy” S.A. nie regulowały swoich zobowiązań za dostarczany gaz. Spółka podejmowała działania mające na celu wyegzekwowanie swoich należności (wysyłała wezwania do zapłaty, uzgadniała salda). Kwota zaległości w opłatach za gaz Zakładów Azotowych „Puławy” S.A. na dzień 31 grudnia 2004 r. wynosiła 122.466,4 tys. zł. Zakłady Azotowe „Puławy” S.A. spłaciły należność główną 14 lutego 2005 r. Spłata należności odsetkowych ma nastąpić do końca maja 2005 roku.

Szacunkowa wartość dostaw PGNiG z umowy w latach 2005–2007 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa nr Z-237/8/S/15/2000 kupna-sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z 28 grudnia 2000 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Elektrociepłownią Rzeszów S.A.

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu wysokometanowego do Elektrociepłowni Rzeszów S.A. na potrzeby produkcji energii elektrycznej i ciepłej oraz ustalenie warunków technicznych dostaw i odbioru paliwa gazowego. Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz w oparciu o wartość określoną w umowie opłaty stałej za moc umowną oraz opłaty zmiennej za rzeczywiście pobrane ilości paliwa gazowego.

Kupujący jest zobowiązany do odbioru minimalnych ilości gazu określonych w umowie. Brak odbioru minimalnych ilości rocznych gazu powoduje konieczność zapłaty za ilości gazu stanowiące różnicę między ilością minimalną a faktycznie odebraną określonej w umowie części opłaty zmiennej. Kupujący jest upoważniony do odbioru opłaconych, lecz nieodebranych ilości gazu pod warunkiem uprzedniego odbioru ilości minimalnych w okresie 3 lat, lecz łączna ilość gazu odebrana w takim przypadku przez kupującego nie może przekroczyć w ciągu roku określonej w umowie wielokrotności rocznej ilości umownej.

Umowa określa minimalną ilość roczną w okresie letnim obejmującym okres od 1 kwietnia do 30 września. Brak odbioru minimalnych ilości określonych dla okresu letniego powoduje konieczność zapłaty dodatkowej opłaty za każdy metr sześcienny paliwa gazowego stanowiący różnicę między minimalną ilością letnią a ilością faktycznie odebraną.

Wypowiedzenie umowy z przyczyn określonych w umowie powoduje konieczność zapłaty przez stronę niewykonującą lub nienależycie wykonującą zobowiązania kary umownej w wysokości równowartości minimalnych ilości rocznych za okres do upływu okresu dostaw na podstawie umowy, jednakże za okres nie dłuższy niż 2 lata. Umowa została zawarta na czas określony 15 lat.

Szacunkowa wartość dostaw PGNiG z umowy w latach 2005-2007 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

9.3 Umowy sprzedaży gazu ziemnego ze Spółkami Gazownictwa

PGNiG zawarł ze Spółkami Gazownictwa umowy dotyczące sprzedaży gazu. Z uwagi na fakt, iż umowy zawierają tożsame postanowienia z wyłączeniem ilości gazu, miejsc dostawy, terminów płatności i okresu ważności, poniżej przedstawiony jest wspólny opis warunków tych umów.

Łączna szacunkowa wartość świadczeń z poniższych umów w latach 2005–2007 została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Na dzień 31 marca 2005 r. Spółka była stroną następujących umów ze Spółkami Gazownictwa:

- Umowy nr 14/D/2002 sprzedaży gazu ziemnego z dnia 24 grudnia 2002 r. zawartej pomiędzy PGNiG a DSG Sp. z o.o. wraz z aneksami
- Umowy nr 13/D/2002 sprzedaży gazu ziemnego z dnia 24 grudnia 2002 r. zawartej pomiędzy PGNiG a GSG Sp. z o.o. wraz z aneksami
- Umowy nr 11/D/2002 sprzedaży gazu ziemnego z dnia 24 grudnia 2002 r. zawartej pomiędzy PGNiG a KSG Sp. z o.o. wraz z aneksami
- Umowy nr 12/D/2002 r. sprzedaży gazu ziemnego z dnia 24 grudnia 2002 r. zawartej pomiędzy PGNiG a MSG Sp. z o.o. wraz z aneksami
- Umowy nr 16/D/2002 sprzedaży gazu ziemnego z dnia 24 grudnia 2002 r. zawartej pomiędzy PGNiG a PSG Sp. z o.o. wraz z aneksami
- Umowy nr 15/D/2002 sprzedaży gazu ziemnego z dnia 24 grudnia 2002 r. zawartej pomiędzy PGNiG a WSG Sp. z o.o. wraz z aneksami

Przedmiotem umów jest sprzedaż gazu ziemnego przeznaczonego do dystrybucji oraz usługi przesyłu na warunkach określonych w umowie. Umowy określają techniczne warunki dostawy i odbioru paliwa gazowego oraz tryb ustalania rocznych i godzinowych ilości umownych gazu. Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz na podstawie taryfy.

Minimalna ilość roczna dostaw gazu ziemnego, do odbioru której zobowiązany jest kupujący obliczana jest na podstawie formuły określonej w umowie. Odbiór gazu w ilości mniejszej niż minimalna ilość roczna, powoduje konieczność zapłaty za każdy metr sześcienny nieodebranego paliwa gazowego kwoty obliczonej według formuły określonej w umowie opartej na cenie za paliwo i stawce usługi za przesył obowiązujących w roku, w którym nastąpiło nieodebranie. Całkowity brak odbioru gazu w roku umownym skutkuje obowiązkiem zapłaty części sumy za paliwo gazowe i stawek opłaty za usługę przesyłową obowiązujących w roku, w którym nastąpiło nieodebranie. Opłaconą a nieodebraną ilość paliwa gazowego może zostać odebrana w ciągu kolejnych 3 lat, po uprzednim odbiorze minimalnych ilości rocznych oraz zapłaty części należności za nieodebrane paliwo gazowe. Brak odbioru paliwa gazowego przez okres dłuższy niż kolejne 3 miesiące w danym roku, skutkuje obowiązkiem zapłaty części ceny wynikającej z minimalnej ilości rocznej gazu. Odbiór większej ilości gazu niż zakontraktowana powoduje konieczność uiszczenia dodatkowej opłaty ustalonej w oparciu o taryfę.

Umowy przewidują bonifikaty w przypadku ograniczenia lub przerwania dopływu paliwa gazowego z uwagi na obniżone ciśnienie paliwa gazowego oraz dostarczenie paliwa gazowego niezgodnego z jakością określoną w umowie, w przypadku udokumentowanej niemożności wykorzystania przez kupującego paliwa gazowego na potrzeby kupującego. Taryfa reguluje cenę za paliwo gazowe, opłaty, bonifikaty, opłaty za przekroczenie ilości poboru gazu. PGNiG może wstrzymać dostarczenie paliwa gazowego w przypadkach określonych umową, w tym w razie braku płatności za pobrane paliwo gazowe w okresie 30 dni po upływie terminu płatności.

Umowy zostały zawarte na czas określony do upływu okresu obowiązywania koncesji obu stron umowy i ulegają automatycznemu przedłużeniu w przypadku przedłużeniu ważności koncesji Spółki Gazownictwa. Umowy mogą zostać rozwiązane w razie wystąpienia okoliczności określonych w umowach, w tym braku płatności przekraczających równowartość 1,5 dostaw paliwa gazowego, cofnięcia koncesji Prezesa URE z przyczyn, za które strona umowy ponosi odpowiedzialność. Przed rozwiązaniem umowy obowiązuje okres naprawczy. W przypadku rozwiązania umowy z powodu okoliczności stanowiących niewykonanie lub nienależyte wykonanie zobowiązań stroną, której dotyczą te okoliczności, zobowiązana jest do zapłaty kary umownej w wysokości równowartości minimalnej ilości rocznej należnej do upływu okresu dostaw za okres nie dłuższy niż 3 lata. Maksymalna wysokość kary umownej z tego tytułu została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa wyłącza możliwość dochodzenia odszkodowania z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania umowy przekraczającego wysokość bonifikat, obniżenia opłat oraz opłat za niedotrzymanie warunków umownych. Umowa przewiduje możliwość dochodzenia odszkodowania za udokumentowane straty z wyłączeniem utraconych korzyści, pozostające w bezpośrednim związku z niewykonaniem lub nienależytym wykonaniem umowy, za które umowa lub taryfa nie przewidują kar umownych.

Umowy na sprzedaż gazu zawarte przez PGNiG z DSG Sp. z o.o. oraz PSG Sp. z o.o. obowiązują do 1 stycznia 2013 r. Umowy zawarte przez PGNiG z GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o. obowiązują do 10 maja 2011 r.

10 ISTOTNE UMOWY

W niniejszym punkcie opisane zostały istotne umowy w rozumieniu Rozporządzenia w Sprawie Prospektu zawarte przez PGNiG do dnia sporządzenia Prospektu. Zgodnie z § 2 ust. 1 pkt. 65 Rozporządzenia w Sprawie Prospektu, przez „istotną umowę” rozumie się umowę inną niż „znacząca umowa” (w rozumieniu § 2 ust. 1 pkt. 64 Rozporządzenia w Sprawie Prospektu), która jest istotna dla działalności Emitenta ze względu na swój charakter, strony umowy, przedmiot umowy, wartość umowy, ryzyko lub konsekwencje dla dalszej działalności Emitenta.

10.1 Istotne umowy Emitenta

10.1.1 Umowy związane z działalnością Emitenta

10.1.1.1 Umowy dostawy gazu ziemnego

Umowa sprzedaży gazu z dnia 2 lipca 2001 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako kupującym a DONG Naturgas A/S jako sprzedającym

Na podstawie umowy DONG Naturgas A/S zobowiązał się sprzedać i dostarczyć, a PGNiG zobowiązał się nabyć i odebrać gaz ziemny ze złóż duńskich wyspecyfikowany w umowie. Ponadto PGNiG zobowiązał się zapłacić za gaz ziemny także w przypadku, gdy zostanie udostępniony, ale nie zostanie odebrany (ang. *take or pay*). Dzienna ilość dostaw została określona na 64×10^6 kWh. W przypadku nieodebrania minimalnej ilości dziennej PGNiG będzie zobowiązany do zapłacenia za taką nieodebraną ilość dzienną kwot obliczonych zgodnie z umową. Umowa określa także minimalną roczną ilość kontraktową. PGNiG jest zobowiązany do zapłacenia za nieodebrane ilości gazu poniżej minimalnej ilości rocznej określonej części ceny kontraktowej. Gaz ziemny opłacony, ale nieodebrany przez PGNiG może zostać odebrany po uiszczeniu różnicy ceny zapłaconej z tytułu „*take or pay*” przez okres, który został objęty wnioskiem o niepublikowanie, w którym powinien zostać, a nie został odebrany. Umowa przewiduje, że w przypadku niedostarczenia gazu ziemnego w danym miesiącu, w kolejnym miesiącu dostaw PGNiG jest uprawniony do obniżenia ceny gazu dostarczanego w danym miesiącu za ilość odpowiadającą gazowi niedostarczonemu. Umowa zawiera formułę cenową, na podstawie której ma być obliczana cena za dostarczany gaz. Cena składa się z ceny kontraktowej za gaz wyrażonej w EUR za kWh oraz kosztów przesyłu gazu poprzez rurociąg BalticPipe. Formuła cenowa w odniesieniu do gazu została oparta na cenie oleju lekkiego i ciężkiego (publikowanych we wskazanych w umowach źródłach) przeliczanych przez określone w umowie mnożniki. Umowa zawiera klauzulę uprawniającą każdą ze stron do żądania zmiany ceny kontraktowej. Może to nastąpić w przypadku, gdy cena będzie znacząco odbiegała od ceny importowanego gazu do Niemiec (publikowanej w określonych w umowie źródłach). Rewizja ceny nie może dotyczyć jej części składającej się z kosztów przesyłu. Odsetki za opóźnione płatności zostały objęte wnioskiem o niepublikowanie. Na zabezpieczenie płatności PGNiG będzie zobowiązany do przedłożenia gwarancji bankowej w kwocie, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Umowa przewiduje, że każda ze stron może zażądać odszkodowania za naruszenie umowy od drugiej strony obejmującego także utracone korzyści, w kwocie nie przekraczającej jednak, w zależności od okresu umowy, kwoty, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Umowa wchodzi w życie po ziszczeniu się następujących warunków zawieszających: (i) uzyskaniu przez strony zezwoleń korporacyjnych administracyjnych, (ii) zawarcia umowy konsorcjum „BalticPipe” oraz ziszczenia się wszystkich warunków zawieszających w niej zawartych, (iii) doręczenia gwarancji bankowej, o której mowa w umowie oraz (d) zawarcia przez DONG Naturgas A/S umowy sprzedaży gazu z Danish Underground Consortium. Okres dostaw został określony na od 1 października 2003 r. do 1 października 2011 r. Na podstawie umowy nie były dotychczas realizowane dostawy gazu, gdyż nie ziszczyły się warunki zawieszające do jej wejścia w życie. W dniu 9 grudnia 2004 r. został podpisany przez strony aneks, zgodnie z którym terminy ziszczenia się warunków zawieszających do wejścia w życie umowy zostały przesunięte na 31 grudnia 2005 r. W przypadku podjęcia decyzji o rozpoczęciu dostaw strony mają uzgodnić niezbędne zmiany do umowy. Umowa jest rządzona prawem duńskim. Umowa zawiera klauzulę arbitrażową, zgodnie z którą wszelkie spory z umowy pomiędzy stronami mają być rozstrzygane przez Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie zgodnie z regulaminem arbitrażu Sztokholmskiej Izby Gospodarczej.

Umowa nr PL/012216736/04-0028/DH/HL na dostawy gazu ziemnego z dnia 26 października 2004 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako kupującym a Narodową Spółką Akcyjną „Naftogaz Ukrainy” jako sprzedającym

Umowa dotyczy sprzedaży gazu ziemnego, którego właścicielem jest Narodowa Spółka Akcyjna „Naftogaz Ukrainy”. Dostawy mają zostać rozpoczęte 1 lipca 2005 r. i będą trwały do 2020 roku włącznie. Roczna wielkość dostaw gazu ma być następująca: w 2005 roku - 2,55 mln m³/rok, w 2006 roku - do 6 mln m³/rok, w 2007 roku - do 9 mln m³/rok. Po wynegocjowaniu i podpisaniu przez strony niezbędnego aneksu do umowy określającego cenę gazu w okresie od 2008 do 2020 roku, od 2008 roku Narodowa Spółka Akcyjna „Naftogaz Ukrainy” będzie dostarczać rocznie nie mniej niż 200 mln m³ gazu ziemnego. Umowa określa także wielkość dostaw w poszczególnych miesiącach w 2005 roku. Ilości gazu przewidziane w 2006 i 2007 roku oraz od 2008 roku zostaną uściślone przez strony w formie dodatkowego aneksu do umowy. Kupującemu służy prawo do zmiany rocznych ilości dostaw o wartość procentową objętą wnioskiem o niepublikowanie, przy czym powinien zgłosić taką zmianę na 6 miesięcy przed rozpoczęciem dostaw. Cena gazu została określona na okres do dnia 31 grudnia 2007 r. Formuła cenowa została oparta na cenie bazowej przemnożonej przez mnożniki oparte m. in. na publikowanych cenach mazutu oraz gazoliny. Cena rozliczeniowa ma być obliczana na początku każdego kwartału. Zgodnie z umową płatności za gaz ziemny realizowane są miesięcznie w USD, przelewem bankowym, na podstawie faktury wystawianej przez sprzedającego za gaz ziemny, w terminie, który został objęty wnioskiem o niepublikowanie. Faktura z kolei jest wystawiana w oparciu o miesięczny protokół zdawczo-odbiorczy i cenę rozliczeniową określoną w umowie. Wysokość odsetek za opóźnione płatności została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Zgodnie z umową sprzedający zagwarantował dostawy gazu, a PGNiG zagwarantował ich odbiór. W przypadku niedostarczenia gazu w ilości, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie, Narodowa Spółka Akcyjna „Naftogaz Ukrainy” jest zobowiązana do zapłaty kary umownej w wysokości, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. W przypadku nieodebrania przez PGNiG ilości gazu, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie, PGNiG jest zobowiązany do zapłaty kary umownej w wysokości, która także została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Ponadto strona odstępująca od umowy z przyczyn zawinionych przez drugą stronę może zażądać zapłaty kwoty w wysokości, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Postanowienie to obowiązuje do 31 grudnia 2007 r. Zgodnie z umową przelew praw i przejęcie obowiązków z umowy przez osoby trzecie wymaga zgody jej stron. Jeżeli po podpisaniu umowy nastąpią nieprzewidziane przez strony okoliczności mające zasadniczy wpływ na gospodarcze, techniczne lub prawne skutki niniejszej umowy, wówczas strony mogą żądać dokonania odpowiednich zmian umowy. Ogólna kwota umowy została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Umowa jest rządzona prawem szwajcarskim. Umowa zawiera klauzulę arbitrażową, na podstawie której wszelkie spory wynikające z umowy mają być rozstrzygane przez Trybunał Arbitrażowy przy Izbie Gospodarczej w Zurychu zgodnie z Regulaminem Arbitrażowym UNCITRAL.

Umowa sprzedaży gazu ziemnego z dnia 15 września 2004 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako kupującym a VNG oraz E.ON Ruhrgas AG jako sprzedającym

Na podstawie umowy sprzedający sprzedają i dostarczają, a PGNiG kupuje i odbiera gaz ziemny. Sprzedający zobowiązali się oddać do dyspozycji i dostarczyć PGNiG, z ilości zakupionych przez nich, ilość roczną wynoszącą 4.565.000.000 kWh/rok i ilość godzinową wynoszącą 574.300 kWh/godz. Sprzedający są zobowiązani solidarnie do dostaw gazu. Cena za gaz składa się z opłaty za moc oraz opłaty za energię. Opłata za moc jest obliczana miesięcznie na podstawie formuły składającej się ze stałej kwoty w EUR przemnożonej przez zmienne indeksy publikowane przez powszechnie dostępne źródła. Opłata za energię jest wyrażona w EUR/kWh i składa się ze stałej kwoty przemnożonej przez mnożniki korygowane miesięcznie o notowania produktów ropopochodnych publikowane przez powszechnie dostępne źródła określone w umowie. Umowa zawiera postanowienie dotyczące rewizji ceny. Zgodnie z umową taka rewizja jest możliwa po przekroczeniu w górę lub w dół przez cenę energii określonego poziomu określonego w umowie. Do pewnego poziomu tego przekroczenia strony są zobowiązane wyłącznie do dokonywania płatności rekompensacyjnych. Rozliczenia na podstawie umowy są dokonywane w EUR. Rozliczenia dokonywane są miesięcznie na podstawie wspólnie sporządzonego protokołu. Rozliczenia za ilości nieodebrane w danym roku dostaw są dokonywane na podstawie końcowego rozliczenia rocznego razem z fakturą za miesiąc rozliczeniowy wrzesień. Faktura za gaz ziemny jest wystawiana w terminie objętym wnioskiem o niepublikowanie. Płatności są realizowane przelewem bankowym w terminie objętym wnioskiem o niepublikowanie. W przypadku rozbieżności co do kwoty faktury (innych niż oczywiste pomyłki) PGNiG ma obowiązek zapłacić kwotę wyszczególnioną w fakturze, niemniej może to uczynić z zastrzeżeniem i przysługuje mu prawo do zwrotu takiej kwoty jeżeli okaże się, że była ona zapłacona bezpodstawnie. Kwota nadpłaty jest oprocentowana w wysokości, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Wysokość odsetek za opóźnienie w płatnościach została objęta wnioskiem o niepublikowanie. PGNiG jest zobowiązany do odbioru w danym roku dostaw nie mniej niż określonej kontraktowej ilości rocznej w tym części w okresie letnim. Za ilości nieodebrane PGNiG jest zobowiązany zapłacić określoną cenę (ang. *take or pay*). Ilości nieodebrane w danym roku dostaw mogą zostać odebrane w następnych trzech latach kontraktowych po odebraniu minimalnej ilości rocznej. Umowa zawiera szczegółowe postanowienia dotyczące

zmniejszenia rocznego obowiązku odbioru gazu przez PGNiG jak również opłaty za moc. PGNiG po odebraniu gazu ma prawo do swobodnego dysponowania tym gazem. Odpowiedzialność sprzedających jest ograniczona wyłącznie do winy umyślnej i rażącego niedbalstwa oraz szkód rzeczowych. Umowa jest rządzona prawem szwajcarskim. Umowa zawiera klauzulę arbitrażową, zgodnie z którą wszelkie spory z umowy pomiędzy stronami mają być rozstrzygane przez Trybunał Arbitrażowy w Zurychu zgodnie z regulaminem arbitrażowym Międzynarodowej Izby Handlowej w Paryżu. Umowa została zawarta na czas oznaczony, tj. od dnia 1 października 2004 r. do dnia 30 września 2008 r.

10.1.1.2 Umowy dotyczące przesyłu gazu

Umowa nr EI/DH/04/7718-DF/HUM/15/2004 z dnia 1 lipca 2004 r. zawarta pomiędzy PGNiG a EuRoPol GAZ

Przedmiotem umowy jest udostępnienie przez EuRoPol GAZ mocy przesyłowych w pierwszej nitce polskiego odcinka systemu gazociągów tranzytowych oraz usługa przesyłu gazu ziemnego w ramach udostępnionych mocy, świadczonych przez EuRoPol GAZ na rzecz PGNiG pierwszą nitką polskiego odcinka systemu gazociągów tranzytowych od punktu zdawczo-odbiorczego Kondratki na granicy Białorusi i Polski, stanowiącego połączenie odcinka białoruskiego i polskiego Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia do końcowych punktów zdawczo-odbiorczych gazu we Włocławku oraz Lwówku Wielkopolskim, gdzie Gazociąg Jamał-Europa Zachodnia łączy się z siecią przesyłową PGNiG. PGNiG zobowiązał się do przekazania do przesyłu 2,88 mld m³ gazu (według norm rosyjskich), a EuRoPol GAZ zobowiązany jest do odebrania od Spółki i przesyłu do końcowych punktów zdawczo-odbiorczych ilości gazu przekazanego przez PGNiG do przesyłu. Należność z tytułu usługi przesyłu gazu stanowią stawki opłat wynikające z taryfy. PGNiG dokonuje płatności za usługę przesyłu na podstawie faktur VAT wystawianych miesięcznie do 25. dnia miesiąca następującego po miesiącu, którego dotyczy faktura lub płatnych w ciągu dziesięciu dni roboczych po otrzymaniu faktury, w zależności od tego, która z dat jest wcześniejsza. Z uwagi na fakt, iż umowa przewiduje również sprzedaż przez PGNiG gazu na potrzeby własne EuRoPol GAZ, płatności za gaz dokonywane są na podstawie miesięcznych faktur VAT wystawianych przez PGNiG, płatnych do 25. dnia miesiąca następującego po miesiącu, którego dotyczy faktura lub w ciągu dziesięciu dni roboczych po otrzymaniu faktury, w zależności od tego, która z dat jest wcześniejsza. Rozliczenia i płatności realizowane są w PLN. Nieterminowe regulowanie płatności powoduje obowiązek zapłaty ustawowych odsetek.

W przypadku, gdy ilość gazu przekazanego przez Spółkę do przesyłu w punkcie zdawczo-odbiorczym Kondratki jest niższa niż 2,88 mld m³, PGNiG zobowiązany jest do uiszczenia na rzecz EuRoPol GAZ opłaty ujednolicającej, stanowiącej różnicę pomiędzy planowanymi przychodami EuRoPol GAZ z tytułu przesyłu a przychodami z faktycznie przesłanego gazu.

Umowa przewiduje również możliwość odwrócenia strumienia przepływu gazu w przypadku braku dostaw z kierunku wschodniego w celu realizacji dostaw awaryjnych i przesyłanie gazu ziemnego od granicy Polski i Niemiec na terytorium Polski. W takim przypadku EuRoPol GAZ transportowałby dla PGNiG gaz ziemny od punktu Mallnow (Niemcy) do Lwówka Wielkopolskiego i do Włocławka. Jednakże na dzień 10 maja 2005 r. przesył gazu z kierunku zachód-wschód nie jest technicznie możliwy.

Umowa została zawarta na czas oznaczony do dnia 31 grudnia 2012 r. Umowa może być wypowiedziana ze skutkiem natychmiastowym w razie: (i) utraty przez PGNiG wymaganej prawem koncesji lub innych zezwoleń związanych z obrotem i importem gazu, (ii) utraty przez EuRoPol GAZ wymaganych prawem koncesji związanych z przedmiotem umowy.

Umowa z dnia 13 lipca 2000 r. zawarta pomiędzy PGNiG a VNG oraz E.ON Ruhrgas AG dotycząca przesyłu gazu z Emden do granicy polsko-niemieckiej w okolicach Zgorzelca

Umowa została zawarta w związku z umową sprzedaży gazu pomiędzy PGNiG a grupą producentów norweskich. Zgodnie z umową VNG oraz E.ON Ruhrgas AG zobowiązały się do udostępnienia PGNiG mocy przesyłowych wynoszących 57.000 m³/h w celu umożliwienia przesyłu gazu nabywanego przez PGNiG od producentów norweskich. Umowa została zawarta do 30 września 2006 r. Cena za przesył jest określona w oparciu o formułę cenową składającą się ze stałej kwoty przemnożonej przez mnożniki oparte na publikowanych indeksach. Płatności z umowy mają być dokonywane w EUR. Procedury dokonywania płatności zostały szczegółowo uregulowane w umowie. Odsetki za opóźnienie płatności zostały objęte wnioskiem o niepublikowanie. Umowa jest rządzona prawem niemieckim. Wszelkie spory wynikające z umowy mają być rozwiązywane przez trybunał arbitrażowy zgodnie z regulaminem *German Institution of Arbitration*.

10.1.1.3 Istotne umowy z odbiorcami gazu ziemnego

Umowa nr 1/S/99 kupna-sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 14 stycznia 1999 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Zakładami Azotowymi w Tarnowie-Mościcach S.A. wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego jako surowca dla potrzeb Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A. oraz ustalenie warunków technicznych dostaw i odbioru paliwa gazowego. Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz naliczanej na podstawie taryfy. Umowa nie przewiduje udzielania przez kupującego gwarancji płatności za dostarczony gaz.

Kupujący jest zobowiązany do odbioru w danym miesiącu minimalnych ilości gazu określonych w umowie, a w przypadku ich nieodebrania do zapłaty za różnicę pomiędzy ilością minimalną a faktycznie odebraną. Odebranie w danym miesiącu mniejszej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana ilość minimalna, powoduje wzrost ceny za gaz nieodebrany na zasadach określonych w umowie. Odbiór w danym miesiącu większej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana i niż dopuszczalna tolerancja przewidziana w umowie powoduje obowiązek uiszczenia opłaty dodatkowej za okres przekroczenia w wysokości określonej w taryfie. Przeniesienie praw wynikających z umowy wymaga zgody drugiej strony. Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Umowa może zostać rozwiązana przez każdą ze stron w drodze trzyletniego wypowiedzenia.

W przeszłości Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach S.A. nie regulowały swoich zobowiązań za dostarczany gaz. Spółka podejmowała działania mające na celu wyegzekwowanie swoich należności (wysyłała wezwania do zapłaty, uzgadniała salda). Kwota zaległości w opłatach za gaz Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A. na dzień 21 kwietnia 2005 r. wynosiła 86.312,6 tys. zł.

Umowa nr 3/S/99 kupna – sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 14 stycznia 1999 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Zakładami Azotowymi „Kędzierzyn” S.A. wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego jako surowca dla potrzeb Zakładów Azotowych „Kędzierzyn” S.A. oraz ustalenie warunków technicznych dostaw i odbioru paliwa gazowego. Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz naliczanej na podstawie taryfy. Umowa nie przewiduje udzielania przez kupującego gwarancji płatności za dostarczony gaz.

Kupujący zobowiązany jest do odbioru minimalnych ilości gazu ziemnego określonych w umowie, a w przypadku ich nieodebrania do zapłaty za różnicę pomiędzy ilością minimalną a faktycznie odebraną. Odebranie w danym miesiącu mniejszej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana ilość minimalna, powoduje wzrost ceny za gaz nieodebrany na zasadach określonych w umowie. Odbiór w danym miesiącu większej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana i niż dopuszczalna tolerancja przewidziana w umowie powoduje obowiązek uiszczenia opłaty dodatkowej w wysokości i na zasadach określonych w taryfie. Przeniesienie praw wynikających z umowy wymaga zgody drugiej strony. Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Umowa może zostać rozwiązana przez każdą ze stron w drodze trzyletniego wypowiedzenia.

W przeszłości Zakłady Azotowe „Kędzierzyn” S.A. nie regulowały swoich zobowiązań za dostarczany gaz. Spółka podejmowała działania mające na celu wyegzekwowanie swoich należności (wysyłała wezwania do zapłaty, uzgadniała salda). Kwota zaległości w opłatach za gaz Zakładów Azotowych „Kędzierzyn” S.A. na dzień 21 kwietnia 2005 r. wynosiła 213.477,9 tys. zł.

Umowa nr 5/S/99 kupna – sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 14 stycznia 1999 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Zakładami Chemicznymi „Police” S.A. wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego jako surowca dla potrzeb Zakładów Chemicznych „Police” S.A. oraz ustalenie warunków technicznych dostaw i odbioru paliwa gazowego. Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz naliczanej na podstawie taryfy. Umowa nie przewiduje udzielania przez kupującego gwarancji płatności za dostarczony gaz.

Kupujący zobowiązany jest do odbioru w danym miesiącu minimalnych ilości gazu ziemnego określonych w umowie, a w przypadku ich nieodebrania do zapłaty za różnicę pomiędzy ilością minimalną a faktycznie odebraną. Odebranie w danym miesiącu mniejszej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana ilość minimalna, powoduje wzrost ceny za gaz nieodebrany na zasadach określonych w umowie. Odbiór w danym miesiącu większej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana i niż dopuszczalna tolerancja przewidziana w umowie, powoduje obowiązek uiszczenia opłaty dodatkowej w wysokości i na zasadach określonych w taryfie. Przeniesienie praw wynikających z umowy wymaga zgody drugiej strony. Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Umowa może zostać rozwiązana przez każdą ze stron w drodze trzyletniego wypowiedzenia.

W przeszłości Zakłady Chemiczne „Police” S.A. nie regulowały swoich zobowiązań za dostarczany gaz. Spółka podejmowała działania mające na celu wyegzekwowanie swoich należności (wysyłała wezwania do zapłaty, uzgadniała salda). Kwota zaległości w opłatach za gaz Zakładów Chemicznych „Police” S.A. na dzień 31

grudnia 2004 r. wynosiła 120.367,6 tys. zł. Zakłady Chemiczne „Police” S.A. spłaciły swoje zobowiązania 28 lutego 2005 r.

Umowa nr 2/S/99 kupna – sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 14 stycznia 1999 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Zakładami Azotowymi Anwil S.A. wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego jako surowca dla potrzeb Zakładów Azotowych Anwil S.A. oraz ustalenie warunków technicznych dostaw i odbioru paliwa gazowego. Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz naliczanej na podstawie taryfy.

Kupujący zobowiązany jest do odbioru minimalnych ilości gazu ziemnego określonych w umowie. Odbiór gazu w mniejszej ilości powoduje wzrost ceny za gaz na zasadach określonych w umowie. Odbiór większej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana i niż dopuszczalna tolerancja przewidziana w umowie powoduje obowiązek uiszczenia opłaty dodatkowej w wysokości i na zasadach określonych w taryfie. Przeniesienie praw wynikających z umowy wymaga zgody drugiej strony.

Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Umowa może zostać rozwiązana przez każdą ze stron w drodze trzyletniego wypowiedzenia.

Umowa nr 33/K/2003 na dostawy gazu z dnia 1 grudnia 2003 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedającym a Energetyką Sp. z o.o. (Żukowice) jako kupującym

Umowa nr 34/K/2003 na dostawy gazu z dnia 1 grudnia 2003 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedającym a Energetyką Sp. z o.o. (Polkowice) jako kupującym

Umowy zostały zawarte w związku z planowaną budową elektrociepłowni w Żukowicach oraz Polkowicach. Z uwagi na fakt, iż postanowienia umów są tożsame z wyłączeniem m. in. ilości gazu, miejsc dostaw zostały one omówione łącznie.

Przedmiotem każdej z umów jest dostarczanie gazu o określonych parametrach na potrzeby skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła prowadzonej przez Energetykę Sp. z o.o. w elektrociepłowniach (w Żukowicach i Polkowicach). Kupujący zobowiązany jest do zapłaty należności za gaz w terminie 14 dni od dnia wystawienia faktury za gaz. Na należność za gaz składa się cena za gaz, opłata stała za usługę transportową, opłata zmienna za usługę transportową oraz opłata abonamentowa.

Strony umów zobowiązały się do uzyskania w terminach określonych umowami, w przypadku kupującego – tytułu prawnego w odniesieniu do działek, na których zlokalizowana będzie elektrociepłownia, a w przypadku Spółki - zgód właściwych organów na budowę systemu gazociągów oraz urządzeń umożliwiających dostarczanie gazu.

Kupujący zobowiązany jest do odbioru minimalnych ilości gazu ziemnego określonych w umowie, a w przypadku ich nieodebrania do zapłaty za różnicę pomiędzy ilością minimalną a faktycznie odebraną. Kupujący upoważniony jest do odbioru opłaconych, a nieodebranych ilości gazu w okresie 3 lat (w ciągu roku w okresie rozruchu), pod warunkiem wcześniejszego odbioru ilości minimalnych w każdym roku. Umowy określają wysokość upustu w umownej cenie za gaz, w przypadku odbioru gazu niespełniającego wymagań określonych w każdej z umów. Strony zobowiązane są do zapłaty kar umownych za każdy dzień zwłoki w przypadku naruszenia terminu rozpoczęcia dostaw gazu w pełnych ilościach, za każde zdarzenie niezawiadomienia drugiej strony o wstrzymaniu lub ograniczeniu dostaw/odbioru gazu ziemnego lub o zwiększeniu poboru gazu przez kupującego w wysokości określonej w umowie. Kupujący zobowiązany jest do zapłaty kary umownej za przekroczenie maksymalnej mocy godzinowej gazu w wysokości dwukrotnej umownej ceny gazu za każdy metr sześcienny stanowiący przekroczenie umówionej mocy, a Spółka zobowiązana jest do zapłaty kary umownej w przypadku niedostarczenia gazu ziemnego w sytuacjach innych niż przewidziane w umowie. Umowa wskazuje maksymalną wysokość kar umownych. W razie niewykonania lub nienależytego wykonania umowy strony mogą dochodzić odszkodowania przekraczającego wysokość zastrzeżonych kar umownych, przy czym wysokość odszkodowania nie może przekroczyć kwoty stanowiącej dwukrotność minimalnych ilości rocznych gazu.

Kupujący zobowiązał się do przekazania Spółce tytułu prawnego do wydzielonej działki gruntu niezbędnej do wybudowania stacji gazowej. Umowy przewidują rozpoczęcie dostaw w ramach rozruchu w przypadku elektrociepłowni Żukowice w dniu 1 czerwca 2007 r., a w przypadku elektrociepłowni Polkowice w dniu 1 grudnia 2005 r. Umowa została zawarta na 20 lat od dnia rozpoczęcia dostaw gazu w pełnych ilościach.

Umowa nr PL/210204237/96-2.0 na dostawę - odbiór gazu ziemnego z dnia 5 lipca 1996 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedającym a Elektrociepłownią Gorzów S.A. jako kupującym wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego jako surowca dla potrzeb Elektrociepłowni Gorzów S.A. na potrzeby skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła oraz ustalenie warunków technicznych dostawy/odbioru gazu. Kupujący jest zobowiązany do zapłaty należności za gaz naliczanej na podstawie taryfy.

Kupujący zobowiązany jest do odbioru minimalnych ilości gazu ziemnego określonych w umowie, a w przypadku ich nieodebrania do zapłaty za różnicę pomiędzy ilością minimalną a faktycznie odebraną. Kupujący upoważniony jest do odbioru opłaconych a nieodebranych ilości gazu w okresie 3 lat pod warunkiem wcześniejszego odbioru ilości minimalnych i uiszczenia różnicy w cenie. Odebranie mniejszej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana ilość minimalna, powoduje wzrost ceny za gaz na zasadach określonych w umowie. Odbiór większej ilości gazu ziemnego niż zakontraktowana i niż dopuszczalna tolerancja przewidziana w umowie powoduje obowiązek uiszczenia opłaty dodatkowej w wysokości i na zasadach określonych w taryfie. Nieterminowe regulowanie należności fakturowych za dostarczoną ilość i zamówioną moc powoduje konieczność zapłaty przez kupującego odsetek za każdy dzień zwłoki, w wysokości stanowiącej określony procent odsetek kredytu lombardowego, którego wysokość została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Kupujący zobowiązany jest do zapłaty sprzedającemu kary umownej w przypadku niedotrzymania terminu rozpoczęcia odbioru dostaw gazu w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie za każdy dzień zwłoki do kwoty, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Sprzedający zobowiązany jest do zapłaty kupującemu kary umownej w przypadku (i) niedostarczenia w jakimkolwiek kwartale roku minimalnych kwartalnych ilości gazu, w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie części wartości niedostarczonego gazu według obowiązującej w tym kwartale ceny, (ii) odmowy przez kupującego przyjęcia gazu nie spełniającego wymogów jakościowych w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie części wartości nieprzyjętego gazu, (iv) niedotrzymania terminu dostawy gazu w wysokości równoważności objętej wnioskiem o niepublikowanie, za każdy dzień zwłoki do kwoty, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. W razie odebrania przez kupującego ilości gazu niezgodnego z ustalonymi wymogami jakościowymi sprzedający zobowiązany jest do udzielenia bonifikaty w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie opłaty za odebrane ilości gazu.

Umowa została zawarta na czas określony, tj. na 20 lat.

Umowa nr 100/S/99 kupna - sprzedaży gazu ziemnego z dnia 6 stycznia 1999 r zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedającym a Ispat Polska Stal S.A. Oddział w Krakowie (obecnie Mittal Steel Poland S.A. Oddział w Krakowie) jako kupującym wraz z aneksami

Umowa nr 128/S/2000 kupna - sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 16 października 2000 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedającym a Ispat Polska Stal S.A. Oddział w Dąbrowie Górniczej (obecnie Mittal Steel Poland S.A. Oddział w Dąbrowie Górniczej) jako kupującym wraz z aneksami

Z uwagi na fakt, iż postanowienia obu umów są analogiczne, z wyłączeniem maksymalnej mocy umownej oraz ilości rocznej paliwa gazowego, miejsca dostaw oraz płatności, umowy zostały opisane łącznie.

Przedmiotem umów jest sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego dla potrzeb kupującego oraz ustalenie praw i obowiązków stron, odpowiedzialności za niedotrzymanie warunków umowy, a także warunków technicznych dostawy/odbioru paliwa gazowego. Kupujący zobowiązany jest do zapłaty należności za gaz naliczanej na podstawie taryfy. Kupujący zobowiązany jest do dokonywania na konto sprzedającego wpłat planowych, stanowiących przedpłatę za paliwo gazowe w wysokości i terminach określonych w umowie.

Umowy określają maksymalną godzinową moc umowną paliwa gazowego odbieranego przez kupującego oraz ilości roczne paliwa gazowego. Kupujący zobowiązany jest do nieodbierania większej ilości paliwa gazowego niż maksymalna moc umowna określona umową, przekroczenie zamówionej mocy umownej powoduje obowiązek uiszczenia opłat określonych w taryfie.

Strony wyłączyły wzajemnie możliwość żądania odszkodowania z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania umowy przekraczającego wysokość korekt, rekompensat i opłat dodatkowych określonych w umowie i taryfie.

Przeniesienie praw wynikających z umowy wymaga zgody drugiej strony.

Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Umowa może zostać rozwiązana przez każdą ze stron w drodze trzyletniego wypowiedzenia. Odstąpienie od umowy bez zachowania trybu określonego umową, powoduje konieczność pokrycia udokumentowanych strat drugiej strony, pozostających w bezpośrednim związku z tym zdarzeniem, z wyłączeniem utraconych korzyści.

10.1.1.4 Istotne umowy z odbiorcami ropy naftowej

Umowa z dnia 7 października 2004 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako sprzedawcą a Shell Trading International Limited jako kupującym

Przedmiotem umowy jest sprzedaż przez Spółkę ropy naftowej w ilości 40 tys. ton kwartalnie, która to ilość może zostać zmieniona przez Spółkę o 10%. Spółka zobowiązana jest do dostarczenia ropy do rurociągu PERN „Przyjaźń”. Kupujący zobowiązany jest do zapłaty jednostkowej ceny za ropę naftową ustaloną w oparciu o notowania ropy Brent oraz różnicy rynkowej określonej w umowie. Płatności dokonywane są w terminie objętym wnioskiem o niepublikowanie. Zwłoka z zapłatą powoduje konieczność uiszczenia odsetek na zasadach i w wysokości określonych w umowie.

Umowa przewiduje odpowiedzialność stron w przypadku niedostarczenia lub nieodebrania ilości umownych ropy w wysokości, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Odpowiedzialność stron została ograniczona do wartości, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie, a ich zapłata wyłącza możliwość dochodzenia odszkodowania.

Przeniesienie praw i obowiązków wynikających z umowy wymaga pisemnej zgody drugiej strony umowy. Zgodnie z postanowieniami umowy Spółka zobowiązała się do realizowania dostaw ropy naftowej do 31 grudnia 2005 r. Strony mogą wydłużyć okres dostaw na okres kolejnych 12 miesięcy począwszy od 1 stycznia 2006 r. i określić nowe warunki umowy. Brak porozumienia stron w tym zakresie, powoduje rozwiązanie umowy z dniem 1 stycznia 2006 r.

Umowa nr DH/HP/003/2005 dostawy polskiej ropy naftowej z dnia 29 marca 2005 r. zawarta pomiędzy PGNiG a BP Oil International

Przedmiotem umowy jest wytworzenie i dostawa przez Spółkę ropy naftowej w ilości od 10 tys. do 30 tys. ton w miesiącu kalendarzowym, według uznania Spółki w postaci 1 do 3 partii po 10 tys. ton, która to ilość może zostać zmieniona przez Spółkę o 10% w każdej dostawie. Odbiorca zobowiązany jest do zapłaty jednostkowej ceny za ropę naftową ustaloną w oparciu o notowania ropy Brent oraz bonifikatę uzależnioną od wolumenu dostarczonego do załadunku.

Strony wyłączyły odpowiedzialność za niewykonanie umowy, z wyjątkiem niewykonania umowy przez którąkolwiek ze stron z winy umyślnej. Odpowiedzialność stron nie obejmuje zwrotu utraconych korzyści.

Umowa została zawarta na czas określony, do dnia 31 grudnia 2005 r. Umowa może być przedłużana na kolejne 12-miesięczne okresy, trwające od 1 stycznia do 31 grudnia.

10.1.2 Wzory umów stosowanych przez Spółki Gazownictwa

W toku prowadzonej działalności, Spółki Gazownictwa zawierają szereg powtarzalnych umów dotyczących przyłączania odbiorców do sieci gazowej, sprzedaży na ich rzecz paliwa gazowego, względnie świadczenia na ich rzecz usług przesyłowych. Ze względu na masowy charakter tych umów, są one zawierane w oparciu o uprzednio przygotowane wzory, uzupełniane następnie informacjami indywidualizującymi strony oraz przedmiot umowy. Niektóre ze Spółek Gazownictwa, w ramach standaryzacji zawieranych umów, posługują się dodatkowo ogólnymi warunkami i regulaminami, do których odwołują się w treści umów.

Treść wzorów umów stosowanych przez poszczególne Spółki Gazownictwa nie jest jednolita. Każda z nich w praktyce posługuje się swoimi wzorami, opracowanymi stosownie do własnych potrzeb, w oparciu o przepisy Prawa Energetycznego oraz Rozporządzenia w Sprawie Szczegółowych Warunków Przyłączenia Podmiotów do Sieci. Mimo braku jednolitości w tym zakresie, wzory umów stosowanych przez każdą ze Spółek Gazownictwa można podzielić ze względu na ich przedmiot, na dotyczące: (i) umów o przyłączenie, (ii) umów sprzedaży paliw gazowych oraz (iii) umów o świadczenie usług przesyłowych.

Do umów zawieranych w oparciu o te wzorce, odnoszą się ponadto postanowienia taryf opracowanych przez poszczególne Spółki Gazownictwa i zatwierdzonych przez Prezesa URE. Taryfy określają ceny i opłaty stosowane przez Spółki Gazownictwa oraz udzielane przez nie bonifikaty.

Wzory umów o przyłączenie

Przedmiotem umów o przyłączenie jest określenie zasad i warunków przyłączenia należącego do odbiorcy obiektu do sieci gazowej danej Spółki Gazownictwa, poprzez wykonanie przyłącza – którym jest odcinek sieci gazowej (od gazociągu zasilającego do kurka głównego, wraz z zabezpieczeniem) służący do przyłączenia instalacji gazowej odbiorcy. W szczególności, umowy te określają takie kwestie, jak: (i) termin realizacji przyłączenia, (ii) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej uregulowania, (iii) miejsce rozgraniczenia własności sieci Spółki Gazownictwa oraz instalacji odbiorcy, (iv) warunki udostępnienia Spółce Gazownictwa

przez podmiot przyłączany należący do niego nieruchomości, w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia, (v) przewidywany termin zawarcia umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy o świadczenie usługi przesyłowej oraz (vi) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonych w umowie.

Ponieważ przedmiotem umów tego rodzaju jest realizacja przyłącza, nie wskazują one sztywnego terminu swego obowiązywania, a jedynie określają harmonogram realizacji prac.

W ramach poszczególnych Spółek Gazownictwa funkcjonują przy tym różne typy wzorów umów o przyłączenie, różniące się między sobą w szczególności: (i) charakterem prawnym odbiorcy (osoba fizyczna albo osoba prawna), (ii) zakresem prac powierzanych Spółce Gazownictwa do realizacji (w szczególności objęcie nim prac projektowych), (iii) zakresem obowiązków kontrahentów. W tym zakresie praktyka poszczególnych Spółek Gazownictwa jest bardzo zróżnicowana.

Wzory umów sprzedaży paliw gazowych

Umowy sprzedaży paliw gazowych określają warunki, na jakich Spółki Gazownictwa dokonują na rzecz odbiorców obrotu paliwami gazowymi (handel hurtowy albo detaliczny). Postanowienia umów określają w szczególności: (i) ilość paliwa gazowego niezbędną do utrzymania ruchu technologicznego urządzeń gazowych znajdujących się w obiekcie odbiorcy, (ii) grupę taryfową, według której dokonywane są rozliczenia z tytułu sprzedaży paliw gazowych, sposoby prowadzenia tych rozliczeń oraz obliczania należności, (iii) terminy regulowania należności, (iv) terminy rozpoczęcia dostarczania paliw gazowych oraz rozpoczęcia odczytów wskazań urządzeń pomiarowych, (v) szczegółowe warunki ustalania terminów przerywania dostarczania paliw gazowych i rozpoczynania dostarczania tych paliw po przerwie w ich dostarczaniu, (vi) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności standardów jakościowych obsługi odbiorców, (vii) termin ważności umowy oraz postanowienia dotyczące zmiany warunków umowy i jej wypowiedzenia.

W umowach tych standardowo zawierane są postanowienia umożliwiające ich wypowiedzenie lub rozwiązanie we wskazanych okolicznościach, także w przypadku zawarcia umowy na czas określony. Długość terminów wypowiedzenia uzależniona jest w praktyce od przedmiotu umowy, a w szczególności od ilości sprzedawanych paliw gazowych.

Poszczególne Spółki Gazownictwa w praktyce posługują się różnymi podtypami wzorów umów sprzedaży, różniącymi się między sobą: (i) charakterem prawnym kontrahenta (osoba fizyczna albo osoba prawna), (ii) rodzajem paliwa gazowego, objętego przedmiotem umowy, (iii) ilością sprzedawanego paliwa. Okoliczności te wpływają na zakres obowiązków stron, przesądzając w szczególności o kwalifikacji odbiorcy do jednej z grup taryfowych, a tym samym o wysokości stosowanych wobec niego cen.

Wzory umów na świadczenie usług przesyłowych

Umowy o świadczenie usług przesyłowych dotyczą warunków realizacji przez Spółki Gazownictwa usług przesyłowych, rozumianych jako transport paliwa gazowego za pomocą sieci. Umowy te w szczególności wskazują: (i) rodzaj paliwa gazowego, (ii) termin rozpoczęcia świadczenia usługi przesyłowej, (iii) miejsce dostarczania i odbioru paliwa gazowego przeznaczonego do przesyłania, (iv) ilość paliwa gazowego, w tym przeznaczonego na potrzeby technologiczne i straty sieciowe, oraz zasady jego pomiaru, (v) jakość, niezawodność i terminowość dostaw, i odbioru paliwa gazowego, (vi) grupę taryfową, według której dokonywane są rozliczenia z tytułu świadczenia usług przesyłowych, warunki wprowadzania zmian stawek, sposoby prowadzenia rozliczeń i obliczania należności oraz terminy regulowania należności, (vii) wielkość mocy umownej oraz warunki i terminy jej zmiany, (viii) punkt, w którym następuje przekazanie paliwa gazowego do przesyłania przez dostawcę tego paliwa, (ix) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za przekroczenie mocy umownej oraz niedostarczenie paliwa gazowego przez dostawcę tego paliwa, a także postanowienia w zakresie sposobu prowadzenia rozliczeń w przypadku świadczenia usług odmiennych od świadczonych w warunkach standardowych, których dotyczą postanowienia taryfowe, (x) termin ważności umowy oraz postanowienia dotyczące zmiany warunków umowy i jej wypowiedzenia.

Obowiązki stron umów o przyłączenie, umów sprzedaży paliw gazowych oraz umów o świadczenie usług przesyłowych, częściowo określone są w taryfach opracowanych przez poszczególne Spółki Gazownictwa oraz zatwierdzonych przez Prezesa URE. Taryfa stanowi zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez Spółkę Gazownictwa i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w taryfie odbiorców.

Taryfy w szczególności określają: (i) stawki opłat za przyłączenie do sieci, (ii) ceny paliw, (iii) stawki opłat za świadczenie usług przesyłowych, (iv) stawki opłat abonamentowych, do uiszczania których zobowiązani są odbiorcy, (v) bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych dostarczanych przez Spółki

Gazownictwa paliw gazowych, (vi) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, (vii) opłaty za nielegalny pobór paliw gazowych.

Postanowienia taryf stanowią podstawę do ustalania konkretnych opłat i cen, pobieranych przez Spółki Gazownictwa od odbiorców, określając tzw. grupy taryfowe, obejmujące grupy odbiorców, pobierających paliwa gazowe z sieci gazowej lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w te paliwa, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat. Przynależność kontrahenta do danej grupy taryfowej, wskazywana jest w treści zawieranej z nim umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług przesyłowych, przez co określana jest wysokość świadczeń, do których jest on zobowiązany wobec Spółki Gazownictwa.

10.1.3 Umowy dotyczące zintegrowanego systemu informatycznego

Umowa w sprawie wykonania zintegrowanego systemu zarządzania z dnia 31 marca 2004 r. zawarta pomiędzy PGNiG a SAP Polska Sp. z o.o.

Przedmiotem umowy jest wykonanie zintegrowanego systemu zarządzania, tj. (i) wprowadzenie zmian i aktualizacja projektu zintegrowanego systemu wdrożenia, (ii) udzielenie licencji na korzystanie z oprogramowania, (iii) wdrożenie oprogramowania, (iv) prowadzenie serwisu, (v) szkolenie personelu w PGNiG oraz w spółkach wymienionych w umowie m. in. w DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o.

W związku z wprowadzaniem systemu SAP, Spółka zawarła następujące umowy z SAP Polska Sp. z o.o.:

- Umowę licencyjną z dnia 31 marca 2004 r. zawartą pomiędzy PGNiG jako licencjobiorcą a SAP Polska Sp. z o.o. jako licencjodawcą. Wynagrodzenie z tytułu umowy zostało objęte wnioskiem o niepublikowanie;
- Umowę wdrożeniową z dnia 31 marca 2004 r. zawartą pomiędzy PGNiG jako zlecającym a SAP Polska Sp. z o.o. jako wykonawcą. Wynagrodzenie z tytułu umowy zostało objęte wnioskiem o niepublikowanie. Zgodnie z postanowieniami umowy całkowite zamknięcie projektu, rozumiane jako wykonanie wszystkich prac przewidzianych umową, ma nastąpić do dnia 15 maja 2007 r.;
- Umowę serwisową z dnia 31 marca 2004 r. zawartą pomiędzy PGNiG jako zlecającym a SAP Polska Sp. z o.o. jako zleceniobiorcą. Wynagrodzenie z tytułu umowy zostało objęte wnioskiem o niepublikowanie;
- Umowę o świadczenie usług szkoleniowych z dnia 31 marca 2004 r. zawartą pomiędzy PGNiG jako zlecającym a SAP Polska Sp. z o.o. jako zleceniobiorcą. Wynagrodzenie z tytułu umowy zostało objęte wnioskiem o niepublikowanie.

10.1.4 Umowy o współpracy

Porozumienie z dnia 25 października 1994 r. zawarte pomiędzy Gazprom, PGNiG, Gas Trading, EuRoPol GAZ o zasadach dysponowania zdolnościami przesyłowymi systemu gazociągów tranzytowych przechodzących przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej wraz z aneksem

Przedmiotem porozumienia jest ustalenie zasad dysponowania zdolnościami przesyłowymi systemu gazociągów tranzytowych od granicy z Republiką Białorusi przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Gas Trading zastrzegł sobie prawo do co najmniej 4% zdolności przesyłowej systemu gazociągów tranzytowych przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz do nie mniej niż 4% zdolności przesyłowych systemu gazociągów tranzytowych dla dostaw gazu do Rzeczypospolitej Polskiej. Spółka zastrzegła sobie prawo do 96% zdolności przesyłowej systemu gazociągów tranzytowych dla dostaw gazu do Rzeczypospolitej Polskiej. Zgodnie z postanowieniami porozumienia Gazprom zobowiązał się do dostarczania gazu ziemnego na granicę Rzeczypospolitej Polskiej do określonego punktu odbiorczo-zdawczego (Kondratki), w celu jego dalszego przesyłu przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz dla Rzeczypospolitej Polskiej. Ilość gazu podlegającego tranzytowi oraz wielkość dostaw gazu określają stosowne umowy (tj. Kontrakt Jamalski opisany w pkt 9.1 niniejszego Rozdziału, umowa przesyłu z dnia 1 lipca 2004 r. opisana w pkt. 10.1.1.2 niniejszego Rozdziału oraz umowa zawarta pomiędzy EuRoPol GAZ i OOO Gazexport z dnia 17 maja 1995 r., która nie została udostępniona Spółce). Gazprom, PGNiG oraz Gas Trading zobowiązały się zarezerwować całą zdolność przesyłową systemu gazociągów: Gazprom i Gas Trading dla tranzytu gazu, PGNiG oraz Gas Trading dla dostaw gazu do Rzeczypospolitej Polski. Strony porozumienia ustaliły, iż dochód z opłaty za przesył gazu powinien pokrywać wydatki inwestycyjne EuRoPol GAZ na budowę systemu gazociągów tranzytowych oraz koszty eksploatacyjne przy przesył gazu w ramach projektu. Porozumienie zostało zawarte na czas określony do 2027 roku.

Porozumienie czterostronne z dnia 20 maja 1997 r. w sprawie finansowania budowy systemu gazociągów tranzytowych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zawarte pomiędzy Gazprom, PGNiG, Gas Trading oraz EuRoPol GAZ

Porozumienie określa źródła i warunki finansowania I nitki Gazociągu Jamał – Europa Zachodnia. Jako źródło finansowania wskazane zostały kredyty i pożyczki udzielone bądź zorganizowane przez Gazprom oraz PGNiG na warunkach komercyjnych. Porozumienie przewidywało potencjalne, maksymalne zaangażowanie PGNiG do łącznej kwoty objętej wnioskiem o niepublikowanie, uzależnionej od stopnia wykorzystania I nitki Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, zabezpieczone gwarancją udzieloną przez Radę Ministrów RP oraz potencjalne maksymalne zaangażowanie Gazprom do łącznej kwoty objętej wnioskiem o niepublikowanie uzależnionej od stopnia wykorzystania I nitki Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia. Strony ustaliły, iż będą dążyć aby termin wykorzystania i spłaty zadłużenia kredytów był nie krótszy niż 12 lat, a okres spłaty zobowiązań nie krótszy niż 8,5 roku. Porozumienie stanowi, iż spłata zadłużenia EuRoPol GAZ wynikającego z udzielonych pożyczek i kredytów będzie realizowana z wpływów za transport gazu przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, a wpływy za transport gazu powinny pokrywać wydatki inwestycyjne EuRoPol GAZ na budowę systemu gazociągów tranzytowych oraz koszty eksploatacyjne przy transporcie gazu w ramach projektu. Strony ustaliły, iż zabezpieczeniem spłaty pożyczek udzielonych przez PGNiG będą należne EuRoPol GAZ wpływy z tytułu kontraktów na przesył gazu ziemnego przez terytorium Polski zawarte przez EuRoPol GAZ i Gas Trading. Gazprom zobowiązał się do zapewnienia dostawy gazu do Rzeczypospolitej Polskiej w ilościach przewidzianych Protokołem Międzynarodowym z dnia 18 lutego 1995 r. po uruchomieniu I nitki gazociągu. Porozumienie stanowi, iż spory wynikające z porozumienia podlegają rozstrzygnięciu według norm prawa międzynarodowego, z uwzględnieniem stosownych umów polsko-rosyjskich.

Umowa konsorcjum „BalticPipe” z dnia 2 lipca 2001 r. zawarta pomiędzy PGNiG a DONG Naturgas A/S z siedzibą w Hørsholm w Danii wraz z aneksami oraz protokołem

Na podstawie umowy ma zostać utworzone konsorcjum „BalticPipe”, którego przedmiotem działalności jest budowa i prowadzenie systemu przesyłowego gazu łączącego Polskę i Danię. Konsorcjum ma zostać utworzone zgodnie z prawem duńskim i ma mieć siedzibę w Danii. Udział PGNiG w konsorcjum ma wynosić 33,(3)% a DONG Naturgas A/S 66,(3)%. Strony określiły początkowe potrzeby kapitałowe konsorcjum na 250.000 tys. DKK. Dyrektorem zarządzającym konsorcjum ma być DONG Naturgas A/S. PGNiG i DONG Naturgas A/S mają mieć po jednym przedstawicielu w dwuosobowej radzie nadzorczej konsorcjum. Umowa zawiera formułę na obliczanie taryfy przesyłowej, która powinna być rekalkulowana 1 października każdego roku. Formuła jest oparta na określonej kwocie, która ma być indeksowana w oparciu o dostępne duńskie wskaźniki zmian cen. Umowa ma wejść w życie po ziszczeniu się szeregu warunków zawieszających w tym po uzyskaniu do dnia 31 grudnia 2005 r. zgód korporacyjnych i administracyjnych oraz zawarciu przez DONG Naturgas A/S umowy nabycia gazu z Danish Underground Consortium. W dniu 31 grudnia 2002 r. DONG Naturgas A/S i PGNiG podpisały protokół, który przewiduje dodatkowe warunki zawieszające dla rozpoczęcia projektu - w tym uczestnictwo w konsorcjum „BalticPipe” przez Statoil lub inne osoby trzecie. Strony zobowiązały się do aktywnego poszukiwania potencjalnych partnerów do konsorcjum „BalticPipe” (z pierwszeństwem dla Statoil). Zgodnie z aneksem do umowy z dnia 9 grudnia 2004 r. w przypadku, gdy strony podejmą decyzję o wejściu w życie fazy finansowania i budowy systemu „BalticPipe” uzgodnią niezbędne zmiany do umowy konsorcjum. Załącznikiem do umowy są szczegółowe warunki dotyczące prowadzenia finansów konsorcjum (ang. *Accounting Procedure*) w tym budżetowania, zaliczania wyspecyfikowanych kosztów na wspólny rachunek, prowadzenia ksiąg rachunkowych, nabywania i zbywania aktywów, zgłaszania zapotrzebowania na kapitał przez dyrektora zarządzającego, przedstawiania rachunków, wykonywania przez dyrektora zarządzającego obowiązków sprawozdawczych i uprawnień kontrolnych obu stron. Co do zasady wszystkie obowiązki i prawa związane z prowadzeniem finansów konsorcjum spoczywają na dyrektora zarządzającym, który w niektórych przypadkach jest zobowiązany do uzyskania zgody na swoje działania bądź ze strony rady nadzorczej, bądź strony konsorcjum niebędącej dyrektorem zarządzającym. Umowa jest rządzona prawem duńskim. Umowa zawiera klauzulę arbitrażową, zgodnie z którą wszelkie spory z umowy pomiędzy stronami mają być rozstrzygane przez Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie zgodnie z regulaminem arbitrażu Sztokholmskiej Izby Gospodarczej lub w przypadku braku takiego regulaminu zgodnie z proceduralnym prawem szwedzkim.

W związku z umową w dniu 2 lipca 2001 r. strony podpisały tzw. „*Heads of Agreement*” tzn. podstawowe warunki umowy przesyłowej. Przewidują one w szczególności, że umowa ta będzie oparta na formule „*ship or pay*” („*przesyłaj lub płać*”) dla 100% zobowiązania przesyłowego DONG Naturgas A/S, taryfa przesyłowa będzie obliczana na podstawie umowy konsorcjum, a prawa i obowiązki przesyłowe DONG Naturgas A/S będą skorelowane z umową sprzedaży gazu zawartą pomiędzy stronami.

Umowa wspólników o współpracy VNG i PGNiG w ramach spółki InterTransGas GmbH z dnia 17 stycznia 2005 r. zawarta pomiędzy VNG a PGNiG

Przedmiotem umowy jest zawiązanie spółki przesyłowej, której przedmiotem działalności będzie projektowanie, budowa, eksploatacja i sprzedaż mocy przesyłowych infrastruktury służącej do przesyłu gazu na zlecenie osób trzecich, projektowanie, budowa, eksploatacja i sprzedaż mocy przesyłowych oraz nabywanie infrastruktury służącej do przesyłu gazu na własny rachunek, a także świadczenie usług związanych z przesyłem gazu w sieciach osób trzecich, ustalenie zasad współpracy pomiędzy stronami umowy w ramach tej spółki oraz kwestie związane z ładem korporacyjnym w spółce. Do umowy została załączona umowa spółki InterTransGas GmbH. Głównym celem spółki InterTransGas GmbH jest połączenie dwóch systemów przesyłowych polskiego i niemieckiego, które stworzy możliwość przesyłania gazu z polskiego do niemieckiego systemu przesyłowego. InterTransGas GmbH będzie prowadziła działalność na terenie Europy. Siedzibą spółki InterTransGas GmbH będzie Poczdam. PGNiG i VNG obejmą po 50% udziałów w kapitale zakładowym spółki. PGNiG zobowiązane jest do dokonania wpłat na kapitał zakładowy spółki kwoty 100.000 EUR. Umowa została zawarta na czas nieoznaczony, jednakże w przypadku gdyby umowa spółki InterTransGas GmbH nie została zawarta do dnia 31 grudnia 2005 r. umowa traci moc bez konieczności jej wypowiedzania. Skuteczność umowy uzależniona została od poinformowania na piśmie drugiej strony umowy o uzyskaniu wszelkich niezbędnych zgód właściwych organów spółki oraz instytucji publicznych. Dnia 31 marca 2005 r. Walne Zgromadzenie wyraziło zgodę na utworzenie i objęcie udziałów w spółce. Brak stosownego oświadczenia od drugiej strony umowy do dnia 30 czerwca 2005 r. skutkuje rozwiązaniem umowy bez konieczności wypowiedzania. Ponadto skuteczność umowy została uzależniona od uzyskania zgód odpowiednich organów antymonopolowych.

Umowa podlega prawu niemieckiemu. Wszelkie spory wynikające z umowy mają być rozstrzygane przez Trybunał Arbitrażowy w Zurychu.

Umowa wspólników o współpracy VNG i PGNiG w ramach spółki InterGasTrade GmbH z dnia 17 stycznia 2005 r. zawarta pomiędzy VNG a PGNiG

Przedmiotem umowy jest zawiązanie spółki handlowej, której przedmiotem działalności będzie handel gazem ziemnym oraz innymi nośnikami energii na terenie Europy, ustalenie zasad współpracy pomiędzy stronami umowy w ramach tej spółki oraz kwestie związane z ładem korporacyjnym w spółce. Do umowy została załączona umowa spółki InterGasTrade GmbH. PGNiG i VNG obejmą po 50% udziałów w kapitale zakładowym spółki. Siedzibą spółki InterGasTrade GmbH będzie Poczdam. InterGasTrade GmbH będzie prowadziła działalność na terenie Europy. PGNiG zobowiązane jest do dokonania wpłat na kapitał zakładowy spółki kwoty 100.000 EUR. Umowa została zawarta na czas nieoznaczony, jednakże w przypadku gdyby umowa spółki InterGasTrade GmbH nie została zawarta do dnia 31 grudnia 2005 r. umowa traci moc bez konieczności jej wypowiedzania. Skuteczność umowy uzależniona została od poinformowania na piśmie drugiej strony umowy o uzyskaniu wszelkich niezbędnych zgód właściwych organów spółki oraz instytucji publicznych. Dnia 31 marca 2005 r. Walne Zgromadzenie wyraziło zgodę na utworzenie i objęcie udziałów w spółce. Brak stosownego oświadczenia od drugiej strony umowy do dnia 30 czerwca 2005 r., skutkuje rozwiązaniem umowy bez konieczności wypowiedzania. Ponadto skuteczność umowy została uzależniona od uzyskania zgód odpowiednich organów antymonopolowych.

Umowa podlega prawu niemieckiemu. Wszelkie spory wynikające z umowy mają być rozstrzygane przez Trybunał Arbitrażowy w Zurychu.

Porozumienie z dnia 19 lutego 2004 r. zawarte pomiędzy PGNiG a Statoil ASA

Porozumienie zostało zawarte z uwagi na fakt, iż strony porozumienia łączyła umowa dostawy gazu z 3 września 2001 r., a budowa planowego gazociągu łączącego norweski szelf kontynentalny z punktem Niechorze okazała się nieuzasadniona. PGNiG potwierdził swoje zainteresowanie zróżnicowaniem źródeł dostaw gazu, a Statoil ASA potwierdził swoje zainteresowanie w dywersyfikacji źródeł dostawy gazu przez dostawę gazu na rzecz PGNiG.

Strony porozumienia potwierdziły swoje zainteresowanie kontynuacją współpracy, w szczególności w zakresie dostaw gazu przez Statoil ASA na rzecz PGNiG. Strony zobowiązały się do rozważenia nowych możliwości dostaw gazu.

Umowa założycielska o założeniu i działalności zamkniętej spółki akcyjnej „Dewon” zawarta w dniu 17 listopada 1999 r. między Narodową Kompanią Akcyjną „Naftogaz Ukrainy”, PGNiG i Docziernoie Przedsiębiorstwo S -Z-Ju Łtawa

Przedmiotem umowy jest uzgodnienie warunków założenia i działalności zamkniętej spółki akcyjnej „Dewon”, której przedmiotem działalności jest realizacja usług związanych z intensyfikacją wydobycia surowców

węglowodorowych, rekonstrukcją odwiertów, eksploatacją i zagospodarowaniem złóż ropy i gazu oraz sprzedażą surowca węglowodorowego na Ukrainie i poza jej granicami.

Fundusz założycielski zamkniętej spółki akcyjnej „Dewon” określony został na 928,9 tys. hrywien (200 tys. USD) i dzieli się na 10.000 zwykłych akcji imiennych o wartości nominalnej 92,89 hrywien każda, z czego PGNiG oraz Narodowej Kompanii Akcyjnej „Naftogaz Ukrainy” miało przysługiwać po 3.500 akcji a Docziernoie Przedsiębiorstwo S-Ju Łtawa 3.000 akcji. Na dzień 31 marca 2005 r. PGNiG posiadał 43.656 akcji co stanowiło 36,38% kapitału zakładowego zamkniętej spółki akcyjnej „Dewon”. Umowa określa zasady współpracy w zakresie wydobycia i sprzedaży gazu. PGNiG zobowiązał się do zakupu od zamkniętej spółki akcyjnej „Dewon” do 1.000.000.000 Nm³ (normalnych metrów sześciennych) gazu rocznie po cenach nie wyższych aniżeli ustalone z innymi dostawcami na rynku polskim. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez Sąd Arbitrażowy przy Izbie Handlowej w Wiedniu. Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Zamknięta spółka akcyjna „Dewon” nie jest objęta sprawozdaniem skonsolidowanym Grupy Kapitałowej PGNiG.

10.1.5 Umowy związane z działalnością poszukiwawczą i wydobywczą Spółki

W związku z prowadzoną przez PGNiG działalnością poszukiwawczą oraz wydobywczą Spółka zleca prace w tym zakresie wyspecjalizowanym wykonawcom. W zależności od zakresu prac jakie mają być przeprowadzone przez danego wykonawcę Spółka stosuje jeden z poniższych standardowych wzorów umów z wykonawcami:

- wzór umowy na realizację otworu eksploatacyjnego;
- wzór umowy na realizację otworu rozpoznawczego/poszukiwawczego;
- wzór umowy na realizację otworu poszukiwawczego;
- wzór umowy na wykonanie testu produkcyjnego w odwiercie;
- wzór umowy na obsługę geologiczną otworu;
- wzór umowy na badanie laboratoryjne z otworu wiertniczego;
- wzór umowy na monitoring środowiska naturalnego przed rozpoczęciem i po zakończeniu prac wiertniczych na terenie otworu;
- wzór umowy na realizację usługi geologicznej metodami geofizycznymi.

Spółka na dzień 31 marca 2005 r. była stroną 91 umów realizowanych na podstawie powyższych wzorów.

Łączna wartość umów wynosi 345.734,4 tys. zł netto.

10.2 Istotne umowy ubezpieczenia

10.2.1 Umowy ubezpieczenia zawarte pomiędzy PGNiG jako ubezpieczającym a PZU jako ubezpieczycielem

Opisane poniżej umowy ubezpieczenia zostały zawarte pomiędzy PGNiG a PZU. Ubezpieczonymi objętymi ochroną ubezpieczeniową, oprócz PGNiG, jest także większość spółek zależnych, w których PGNiG posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym, jak również niektóre spółki stowarzyszone. Wśród podmiotów objętych ochroną ubezpieczeniową na mocy poniższych umów znajdują się wszystkie Spółki Gazownictwa, tj. DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o.

Umowa ubezpieczenia mienia w transporcie krajowym (CARGO) z dnia 17 czerwca 2004 r.

Przedmiotem ubezpieczenia jest wszelkie mienie w transporcie przewożone na ryzyko ubezpieczonych wszelkiego rodzaju środkami transportu na terenie Rzeczypospolitej Polskiej, w tym także mienie przesyłane (gaz i ropa) w gazociągach i rurociągach.

Ochroną ubezpieczeniową nie są objęte, między innymi, środki płatnicze, papiery wartościowe, dokumenty i dane zapisane na wszelkiego rodzaju nośnikach danych.

Umowa została zawarta na trzy lata. Odpowiedzialność PZU rozpoczęła się w dniu 1 lipca 2004 r., a kończy się dnia 30 czerwca 2007 r.

Suma ubezpieczenia wynosi 2.000 tys. zł na jedno zdarzenie w okresie ubezpieczenia. Suma ta nie zostaje zmniejszona o kwotę ewentualnego wypłaconego odszkodowania.

Składka za dwunastomiesięczny okres ubezpieczenia stanowi 0,01% przychodu uzyskanego przez ubezpieczonych w roku obrotowym poprzedzającym dany roczny okres ubezpieczenia, ustalonego na podstawie zatwierdzonych sprawozdań finansowych i za pierwszy okres ubezpieczenia wynosi 1.040,4 tys. zł.

Umowa ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej z dnia 23 czerwca 2004 r.

Przedmiotem ubezpieczenia jest odpowiedzialność cywilna deliktowa i kontraktowa (za szkody wynikłe z niewykonania i nienależytego wykonania zobowiązań) za szkody rzeczowe i osobowe oraz szkody majątkowe niewynikające ze szkód rzeczowych lub osobowych wymienionych we wstępie spółek oraz członków zarządów tych spółek, prokurentów, pełnomocników i pracowników – w zakresie szkód wyrządzonych w związku z wykonywaniem obowiązków służbowych na rzecz tych spółek lub czynności objętych zakresem umocowania powyżej wskazanych osób.

Ochrona ubezpieczeniowa obejmuje teren Rzeczypospolitej Polskiej.

Na mocy tej umowy ochroną objęte są także określone w umowie szkody w środowisku naturalnym.

Górna granica odpowiedzialności PZU w każdym rocznym okresie ubezpieczenia (od 1 lipca do 30 czerwca każdego roku obowiązywania umowy) wynosi 100.000 tys. zł – na wszystkie zdarzenia oraz 50.000 tys. zł na jedno zdarzenie. Jednakże w odniesieniu do pewnych kategorii szkód objętych ochroną ubezpieczeniową górna granica odpowiedzialności PZU na jedno i wszystkie zdarzenia w okresie ubezpieczenia jest niższa i np. w odniesieniu do szkód w środowisku naturalnym wynosi 20.000 tys. zł.

Umowa zawarta jest na okres 3 lat. Odpowiedzialność PZU rozpoczęła się w dniu 1 lipca 2004 r., a kończy się dnia 30 czerwca 2007 r.

Składka za okres obowiązywania umowy wynosi 12.900 tys. zł.

Umowa ubezpieczenia mienia od wszystkich ryzyk z dnia 17 czerwca 2004 r.

Przedmiotem ubezpieczenia jest wszelkie mienie ruchome i nieruchome, stanowiące własność lub będące w posiadaniu samoistnym lub zależnym ubezpieczonych bez względu na jego lokalizację na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, a w szczególności środki trwałe, w tym budynki i budowle, także te znajdujące się pod powierzchnią ziemi, rzeczowe aktywa obrotowe w tym towary wytworzone w celach sprzedaży, surowce, mienie osób trzecich, wartości pieniężne i papiery wartościowe.

Suma ubezpieczenia mienia w pierwszym roku obowiązywania umowy wynosi 19.948.831,1 tys. zł.

Umowa zawarta jest na okres 3 lat. Odpowiedzialność PZU rozpoczęła się w dniu 1 lipca 2004 r., a kończy się dnia 30 czerwca 2007 r.

Składka za pierwszy roczny okres obowiązywania umowy wynosi 8.578 tys. zł. Wysokość składki za kolejne okresy ubezpieczenia uzależniona jest od wartości mienia zgłoszonego do ubezpieczenia według wartości na dzień 31 grudnia danego roku.

PZU ustanowił na rzecz ubezpieczonego zabezpieczenie należytego wykonania obowiązków PZU wynikających z umowy w formie gwarancji bankowej.

Umowa ubezpieczenia autocasco z dnia 17 czerwca 2004 r.

Przedmiotem umowy jest ubezpieczenie m. in. pojazdów oraz ich wyposażenia podstawowego i dodatkowego, które podlegają rejestracji w Polsce oraz innych pojazdów napędzanych silnikiem zasilanym z własnego źródła energii, które stanowią własność lub są w posiadaniu samoistnym lub zależnym ubezpieczonego, w tym są używane na podstawie umów najmu, dzierżawy, leasingu lub innych o podobnym charakterze.

Ubezpieczeniu podlegają także pojazdy specjalistyczne, które określone zostały jako pojazdy inne niż osobowe o wartości powyżej 500 tys. zł wyprodukowane fabrycznie.

Suma ubezpieczenia dla pojazdów fabrycznie nowych odpowiada cenie ich zakupu, natomiast dla pozostałych pojazdów odpowiada ich wartości rynkowej z uwzględnieniem należnej wartości VAT. Suma ubezpieczenia wszystkich ubezpieczonych pojazdów wynosi 105.064,1 tys. zł.

Umowa została zawarta na trzy lata. Odpowiedzialność PZU rozpoczęła się w dniu 1 lipca 2004 r., a kończy się dnia 30 czerwca 2007 r.

Wysokość składki za okres obowiązywania niniejszej umowy wynosi 5.180,4 tys. zł.

Umowa obowiązkowego ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej posiadaczy pojazdów mechanicznych z dnia 17 czerwca 2004 r.

Przedmiotem ubezpieczenia jest odpowiedzialność cywilna posiadaczy pojazdów mechanicznych z tytułu szkód powstałych w związku z ruchem tych pojazdów, których następstwem jest szkoda na osobie lub szkoda na mieniu.

Ubezpieczenie obejmuje szkody powstałe na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz, na zasadzie wzajemności, również zdarzenia powstałe na terytoriach innych państw.

Ochrona ubezpieczeniowa obejmuje odpowiedzialność cywilną za szkody powstałe w związku z ruchem pojazdów mechanicznych będących w chwili zawarcia umowy w posiadaniu samoistnym lub zależnym ubezpieczonych, w tym pojazdów używanych na podstawie umów najmu, dzierżawy, leasingu lub innych o podobnym charakterze, pojazdów nabytych lub objętych w posiadanie, zgłoszonych do ubezpieczenia przez ubezpieczonych w czasie trwania umowy.

Suma gwarancyjna wynosi równowartość w PLN ustalaną przy zastosowaniu kursu średniego ogłaszanego przez NBP obowiązującego w dniu wyrządzenia szkody, w przypadku szkody na osobie – 350 tys. EUR – na każdego poszkodowanego, w przypadku szkód w mieniu – 200 tys. EUR – w odniesieniu do jednego zdarzenia, którego skutki są objęte ubezpieczeniem bez względu na liczbę poszkodowanych.

Umowa została zawarta na jeden rok.

Odpowiedzialność PZU rozpoczyna się w dniu 1 lipca 2004 r. i kończy się w dniu 30 czerwca 2005 r.

Składka ryczałtowa wynosi 220 zł od jednego pojazdu za dwunastomiesięczny okres ubezpieczenia. Ubezpieczonych na mocy tej umowy jest 6.336 pojazdów.

10.2.2 Pozostałe umowy ubezpieczenia

Polisa ubezpieczenia Business Travel nr 003325 z dnia 8 września 2001 r., z aneksem nr 002684, zawarta pomiędzy PGNiG a TUiR Warta

Ubezpieczonymi w ramach niniejszej umowy są pracownicy oddziałów PGNiG oraz spółek wyodrębnionych w ramach restrukturyzacji PGNiG oraz osoby delegowane przez ww. spółki do pracy poza granicami Polski.

Okres ubezpieczenia rozpoczął się w dniu 11 września 2004 r., a upływa w dniu 10 września 2005 r.

Polisa ubezpieczenia mienia (nr FT/1/04) z dnia 26 lutego 2004 r. zawarta pomiędzy TUiR CIGNA STU S.A. a EuRoPol GAZ

Przedmiotem ubezpieczenia jest Gazociąg Jamał-Europa Zachodnia wraz z infrastrukturą towarzyszącą na terytorium Polski (każdy środek trwały, powiązany funkcjonalnie lub fizycznie z gazociągiem, na który w chwili zawarcia umowy ubezpieczeniowej istnieje dokument świadczący o tym, że jest on własnością EuRoPol GAZ, tzn., że spółka przyjęła dany obiekt do eksploatacji).

Zakres ubezpieczenia obejmuje:

- ubezpieczenie od ognia i innych zdarzeń losowych; suma ubezpieczenia wynosi 6.000.000 tys. zł na wszystkie zdarzenia w okresie ubezpieczenia i 60.000 tys. zł na jedno zdarzenie w okresie ubezpieczenia;
- ubezpieczenie mienia od kradzieży z włamaniem i rabunku z wyłączeniem ryzyka dewastacji; suma ubezpieczenia wynosi 300 tys. zł;
- ubezpieczenie od odpowiedzialności cywilnej, w tym szkód w środowisku; suma ubezpieczenia wynosi 10.000 tys. zł na wszystkie zdarzenia w okresie ubezpieczenia i 3.000 tys. zł na jedno zdarzenie w okresie ubezpieczenia; ustanowiony został podlimit na szkody w środowisku wynoszący 500 tys. zł;
- ubezpieczenie sprzętu elektronicznego przenośnego; suma ubezpieczenia wynosi 3.000 tys. zł.

Składka za roczny okres obowiązywania umowy wynosi 980 tys. zł.

Odpowiedzialność TUiR CIGNA STU S.A. rozpoczęła się 1 marca 2004 r., a kończy się 28 lipca 2005 r.

10.3 Istotne umowy z podmiotami powiązanymi

10.3.1 Informacje ogólne

Umowy z podmiotami powiązanymi zawarte przez PGNiG opisane w Prospekcie zostały zawarte na warunkach rynkowych. Również umowy z podmiotami powiązanymi, które będą zawierane przez PGNiG w przyszłości będą zawierane na warunkach rynkowych.

10.3.2 Umowy ze Spółkami Gazownictwa na sprzedaż gazu

Umowy na sprzedaż gazu zawarte ze Spółkami Gazownictwa zostały opisane w pkt. 9.2 niniejszego Rozdziału.

10.3.3 Inne istotne umowy z podmiotami powiązаныmi

Umowa o pełnienie funkcji operatora gazociągu tranzytowego z Federacji Rosyjskiej do Europy na terenie Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 16 listopada 1999 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako operatorem a EuRoPol GAZ jako właścicielem wraz z aneksami

Umowa została zawarta na podstawie art. 4 porozumienia między Rządem RP a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 r.

Przedmiotem umowy jest powierzenie Spółce przez EuRoPol GAZ, jako właściciela systemu gazociągów tranzytowych, funkcji operatora systemu gazociągów tranzytowych. W ramach pełnienia funkcji operatora Spółka zobowiązana jest do sterowania przepływem gazu, sporządzania bilansu gazu w gazociągu, współpracy ze służbami dyspozytorskimi operatorów innych odcinków Gazociągu Jamał – Europa Zachodnia, optymalizacji pracy systemu gazociągów, prowadzenia sprawozdawczości w zakresie uzgodnionym z EuRoPol GAZ. Za usługi świadczone na podstawie umowy Spółka otrzymuje roczne wynagrodzenie ryczałtowe (określane corocznie), którego wartość objęta została wnioskiem o niepublikowanie. Umowa może zostać rozwiązana przez każdą ze stron z zachowaniem jednorocznego terminu wypowiedzenia ze skutkiem na koniec roku. EuRoPol GAZ może wypowiedzieć umowę ze skutkiem natychmiastowym w przypadku utraty przez Spółkę koncesji na przesył i dystrybucję paliw gazowych, zaprzestania prowadzenia działalności gospodarczej przez Spółkę. Umowa została zawarta na czas określony od dnia 15 listopada 1999 r. do dnia 31 grudnia 2009 r.

Umowa o obsługę eksploatacyjną części liniowej I nitki systemu gazociągów tranzytowych z Federacji Rosyjskiej do Europy na terenie Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 12 grudnia 2002 r. zawarta pomiędzy PGNiG jako eksploatującym a EuRoPol GAZ jako właścicielem

Przedmiotem umowy jest powierzenie Spółce wykonywania czynności eksploatacyjnych i napraw na części liniowej systemu gazociągów tranzytowych, utrzymania w stanie pełnej gotowości technicznej i organizacyjnej służb niezbędnych do działań w razie wystąpienia awarii i do niezwłocznego podjęcia tych działań, oceny stanu technicznego części liniowej gazociągu, prowadzenia stosownej dokumentacji, napraw i remontów gazociągu. Spółka uprawniona jest do otrzymania rocznego wynagrodzenia ryczałtowego płatnego miesięcznie, którego wysokość objęta została wnioskiem o niepublikowanie. Spółka ponosi odpowiedzialność za szkody spowodowane niewykonaniem lub nienależytym wykonaniem umowy.

EuRoPol GAZ może wypowiedzieć umowę w przypadku realizacji umowy w sposób narażający EuRoPol GAZ na utratę koncesji na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych lub niewywiązywania się z obowiązków umownych powodujących zagrożenie dla życia, zdrowia, środowiska bądź wystąpienia istotnych strat materialnych.

Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez Sąd Arbitrażowy przy KIG w Warszawie. Umowa została zawarta na czas określony, do 31 stycznia 2007 r.

Umowa darowizny udziałów spółki PGNiG Przesył

W wykonaniu Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., PGNiG zawarł ze Skarbem Państwa w dniu 28 kwietnia 2005 r. umowę darowizny udziałów spółki PGNiG Przesył, na mocy której PGNiG przeniósł nieodpłatnie na Skarb Państwa 37.920 udziałów PGNiG Przesył o wartości nominalnej 1.000 zł każdy oraz o łącznej wartości nominalnej 37.920 tys. zł, stanowiących 100% kapitału zakładowego PGNiG Przesył, a Skarb Państwa taką darowiznę przyjął.

11 OPIS ZNANYCH EMITENTOWI UMÓW, KTÓRYCH STRONĄ SĄ AKCJONARIUSZE ORAZ PODMIOTY POWIĄZANE, W PRZYPADKU GDY MAJĄ ISTOTNE ZNACZENIE DLA EMITENTA LUB PROWADZONEJ PRZEZ NIEGO DZIAŁALNOŚCI GOSPODARCZEJ

11.1 Umowy, których stroną jest Rząd, które mają istotne znaczenie dla Grupy PGNiG

Porozumienie o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 r. zawarte pomiędzy Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej

Strony porozumienia wyraziły poparcie dla utworzenia przez PGNiG oraz Gazprom spółki akcyjnej, w celu budowy i eksploatacji systemu gazociągów tranzytowych na terytorium Rzeczypospolitej Polski dla dostaw rosyjskiego gazu ziemnego do Polski oraz Europy Zachodniej. Udział PGNiG oraz Gazprom w kapitale zakładowym spółki został określony na 50%. Możliwość przystąpienia do spółki przez inne podmioty uzależniona została od zgody założycieli spółki.

Porozumienie przewiduje budowę systemu gazociągów tranzytowych o docelowej zdolności przesyłu gazu ziemnego do 67 mld m³ rocznie z wejściem gazociągu w rejonie miejscowości Kondratki i wyjściem w Górzycy oraz możliwością rozgałęzienia gazociągu w kierunku południowo-zachodnim. Zgodnie z postanowieniami porozumienia PGNiG został wyznaczony do pełnienia funkcji operatora gazociągów tranzytowych. Rząd RP zagwarantował swobodny tranzyt gazu przesyłanego w ramach porozumienia oraz zobowiązał się nie podejmować działań, które mogłyby utrudnić transport gazu od punktów zdawczo-odbiorczych na granicy białorusko-polskiej do punktów zdawczo-odbiorczych na granicy polsko-niemieckiej

Strona rosyjska zastrzegła możliwość obniżenia dostaw gazu dla strony polskiej w razie niedotrzymania z winy strony polskiej lub PGNiG gwarancji dotyczących tranzytu.

Gaz ziemny dostarczany z Federacji Rosyjskiej do Rzeczypospolitej Polskiej systemem gazociągów tranzytowych dla potrzeb Rzeczypospolitej Polskiej nie może być przedmiotem eksportu do krajów trzecich.

W razie wystąpienia siły wyższej powodującej niemożliwość wykonania obowiązków wynikających z porozumienia, strony zobowiązały się do przedsięwzięcia decyzji zapewniających wykonanie porozumienia.

Porozumienie zawarte zostało na czas nieokreślony. Spory dotyczące porozumienia rozstrzygane będą w drodze konsultacji na podstawie odpowiednich norm prawa międzynarodowego z uwzględnieniem stosownych umów polsko-rosyjskich. Porozumienie przewiduje możliwość poddania sporów pod rozstrzygnięcie w drodze arbitrażu.

Protokół z dnia 18 lutego 1995 r. między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej w sprawie przedsięwzięć organizacyjnych zmierzających do zapewnienia realizacji porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 r.

Zgodnie z protokołem strona rosyjska zobowiązała się zapewnić warunki dostaw gazu ziemnego do krajów Europy Zachodniej przez terytorium RP i do RP, a strona polska zobowiązała się zapewnić warunki dla jego transportu przez budowany system gazociągów tranzytowych.

Protokół określa ilości rosyjskiego gazu ziemnego, który miał zostać dostarczony do Polski w latach 1996-2010. Zawiera też harmonogram budowy poszczególnych części obu nitek Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia. Gazprom zobowiązał się w nim do koordynacji wybudowania odpowiednich zdolności przesyłowych do granicy białorusko-polskiej i od granicy polsko-niemieckiej w terminach zgodnych z budową systemu gazociągów tranzytowych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

EuRoPol GAZ i jego założyciele, zgodnie z protokołem, mieli zawrzeć w ciągu trzech miesięcy od dnia jego podpisania długoterminowe kontrakty na korzystanie z systemu gazociągów tranzytowych. Natomiast Gazprom miał zawrzeć w tym samym terminie wieloletnie kontrakty dotyczące dostaw gazu ziemnego w wielkości do 14 mld m³ przewidziane w porozumieniu z 25 sierpnia 1993 r. Umowy na dostawę do 14 mld m³ gazu ziemnego do Polski miały zostać zawarte z dwoma podmiotami tzn. z PGNiG i Gas Trading. Zgodnie z porozumieniem z dnia 25 października 1994 r. opisanym w pkt. 10.1.4 niniejszego Rozdziału umowy z PGNiG miały obejmować 13,44 mld m³ gazu ziemnego (96% zdolności przesyłowej Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia dla dostaw gazu ziemnego do Polski), natomiast umowy z Gas Trading - 0,56 mld m³ gazu ziemnego (96% zdolności przesyłowej Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia dla dostaw gazu ziemnego do Polski).

Strona polska zobowiązała się do udzielenia gwarancji dla pozyskania i spłaty pożyczonych środków dla EuRoPol GAZ na finansowanie budowy Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, w szczególności do zapewnienia finansowania budowy pierwszej nitki systemu gazociągów tranzytowych na terytorium Polski w wysokości 300-350 mln USD. Zgodnie z porozumieniem, EuRoPol GAZ i jego założyciele w ciągu trzech miesięcy od dnia podpisania protokołu mieli zawrzeć porozumienie dotyczące koncepcji finansowania budowy rurociągów tranzytowych, w którym miały być przewidziane zasady udzielania i zwrotu pożyczonych środków lub bezpośrednich nakładów inwestycyjnych na finansowanie budowy systemu gazociągów tranzytowych.

Strona polska zobowiązała się zapewnić w ramach obowiązujących przepisów rangi ustawowej określone ulgi celne, obniżenie podatku VAT oraz zwolnienie EuRoPol GAZ z podatku dochodowego na określony okres. Strona rosyjska zobowiązała się udzielić Gazpromowi określonych ulg celnych i ulg w opłatach. Ustawowe ulgi, które zostały uzgodnione w protokole przestały obowiązywać w Polsce z dniem 1 stycznia 2005 r.

Budowane rurociągi tranzytowe, jak również inne mienie i obiekty nabywane przez EuRoPol GAZ w procesie działalności gospodarczej miały zostać jego własnością.

Protokół dodatkowy do porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu rosyjskiego gazu przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej o dostawach rosyjskiego gazu do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 r.

Protokół został podpisany w dniu 12 lutego 2003 r. Protokół określa ilości rosyjskiego gazu ziemnego, który ma zostać dostarczony do Polski w latach 2003–2022. Powyższe ustalenia, zarówno co do ilości, jak i punktów zdawczo–odbiorczych zostały odzwierciedlone w aneksie nr 20 do Kontraktu Jamalskiego z dnia 23 czerwca 2003 r. Zgodnie z porozumieniem do dnia 1 marca 2003 r. Gazprom i PGNiG miały zapewnić przyjęcie i podpisanie do Kontraktu Jamalskiego aneksu dotyczącego ww. dostaw przez następujące punkty zdawczo–odbiorcze na granicy RP: Kondratki, Drozdowicze, Wysokoje, Tietierowka.

Zgodnie z porozumieniem do dnia 31 grudnia 2004 r. strony miały zaktualizować kwestię budowy drugiej nitki polskiego odcinka Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia: „kierując się zasadą celowości ekonomicznej i koniecznością stabilnego i efektywnego funkcjonowania pierwszej nitki polskiego odcinka tego systemu”. W grudniu 2000 roku została powołana Międzyrządowa Grupa Robocza, której zadaniem jest określenie najbardziej efektywnych warunków ekonomicznych oraz poprawa jakości zarządzania niezbędnymi do kontynuowania inwestycji.

Zgodnie w protokole strony zobowiązały się podjąć „maksymalnie możliwe wysiłki w celu zapewnienia stabilnej polityki podatkowej i taryfowej, która stworzy warunki dla ciągłej i nie przynoszącej strat działalności finansowo-gospodarczej EuRoPol GAZ”. Zgodnie z tymi wytycznymi i parametrami określonymi w protokole główni akcjonariusze EuRoPol GAZ mieli przygotować biznes plan EuRoPol GAZ pod nazwą „System gazociągów tranzytowych przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (ukończenie budowy pierwszej nitki SGT).”

Zgodnie z protokołem finansowanie ukończenia budowy pierwszej nitki polskiego odcinka Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia miało być dokonane z przychodów EuRoPol GAZ za transport gazu ziemnego przy restrukturyzacji pożyczek, udzielonych przez głównych akcjonariuszy.

Zgodnie z protokołem EuRoPol GAZ miał zapewnić budowę i uruchomienie dwóch tłoczni pierwszej nitki polskiego odcinka Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia do końca III kwartału 2004 roku, a jednej do końca IV kwartału 2005 roku. Zdolność przesyłowa pierwszej nitki przy pięciu tłoczniach ma wynosić 32,96 mld m³/rok.

Protokół zawiera także wytyczne odnośnie kalkulacji stawki przesyłowej za usługi transportowe, która powinna być skalkulowana zgodnie z polskim ustawodawstwem i powinna zapewnić ciągłą i nieprzynoszącą strat działalność finansowo-gospodarczą EuRoPol GAZ. Zgodnie z protokołem właściwy polski organ, na wniosek EuRoPol GAZ, w ustawowo określonym trybie zatwierdza stawkę przesyłową za transport rosyjskiego gazu ziemnego na maksymalnie dopuszczalny przez polskie przepisy okres, wychodząc z parametrów zawartych w protokole. Do 2019 roku została przyjęta struktura taryfy, której indykatorywna wartość skalkulowana na podstawie parametrów cenowych z 2002 roku, została opisana w poniższej tabeli, przy czym rzeczywista wartość jest każdorazowo ustalana zgodnie z polskim prawem tzn. na podstawie corocznego wniosku taryfowego.

1 września 2003 – 31 grudnia 2003 r.	2,74 USD/1.000 m ³ /100 km
lata 2004 – 2005	2,50 USD/1.000 m ³ /100 km
lata 2006 – 2013	1,55 USD/1.000 m ³ /100 km
lata 2014 – 2019	1,00 USD/1.000 m ³ /100 km

W odniesieniu do restrukturyzacji pożyczek EuRoPol GAZ porozumienie przewiduje, że odbywa się ona w celu zapewnienia finansowania ukończenia budowy pierwszej nitki polskiego odcinka Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia w wysokości około 200.000 tys. USD. Finansowanie ma zostać zapewnione w równych częściach w wyniku:

- restrukturyzacji pożyczki (opis pożyczki uwzględniający dokonaną restrukturyzację znajduje się w pkt. 18.3 niniejszego Rozdziału), udzielonej EuRoPol GAZ przez PGNiG w wysokości około 100.000 tys. USD na okres spłaty 2005-2012 za zachowaniem obowiązujących warunków oprocentowania, które zostały objęte wnioskiem o niepublikowanie, z comiesięcznymi spłatami odsetek do końca terminu spłaty pożyczki, a od 2005 roku również rat kapitałowych;

- restrukturyzacji odpowiedniej części kredytu towarowego uzyskanego przez EuRoPol GAZ od Gazprom na okres spłaty od 2004 do 2012 roku z comiesięcznymi spłatami bez zmiany ogólnej sumy zadłużenia z tytułu wymienionego kredytu towarowego.

11.2 Istotne umowy podmiotów powiązanych

Kontrakt nr P-010325645/00 -0004 na budowę tłoczni Zambrów w systemie „pod klucz” DN 1200 mm, Pr 8,4 MPa dla Gazociągu Jamał–Europa Zachodnia na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 14 stycznia 2000 r. zawarty pomiędzy PHZ Bartimpex S.A. jako głównym wykonawcą działającym na rzecz EuRoPol GAZ jako inwestora a ABB Zamech Gazpetro Sp. z o.o. jako wykonawcą, z aneksami dotyczącymi zasadniczo przedłużenia wejścia w życie umowy

Kontrakt nr P-1-325645/00 -0005 na budowę tłoczni Ciechanów w systemie „pod klucz” DN 1200 mm, Pr 8,4 MPa dla Gazociągu Jamał–Europa Zachodnia na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 14 stycznia 2000 r. zawarty pomiędzy PHZ Bartimpex S.A. jako głównym wykonawcą działającym na rzecz EuRoPol GAZ jako inwestora a ABB Zamech Gazpetro Sp. z o.o. jako wykonawcą wraz z aneksami dotyczącymi zasadniczo przedłużenia wejścia w życie umowy

Kontrakt nr P-010325645/00 -0006 na budowę tłoczni Szamotuły w systemie „pod klucz” DN 1200 mm, Pr 8,4 MPa dla Gazociągu Jamał–Europa Zachodnia na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 14 stycznia 2000 r. zawarty pomiędzy PHZ Bartimpex S.A. jako głównym wykonawcą działającym na rzecz EuRoPol GAZ jako inwestora a ABB Zamech Gazpetro Sp. z o.o. jako wykonawcą wraz z aneksami dotyczącymi zasadniczo przedłużenia wejścia w życie umowy

Z uwagi na fakt, iż postanowienia umów dotyczących budowy tłoczni w Zambrowie, Ciechanowie i Szamotułach są analogiczne, poniższy opis dotyczy postanowień wszystkich tych umów.

Przedmiotem umów jest wykonanie w systemie „pod klucz” tłoczni w Zambrowie, Ciechanowie i Szamotułach. Wynagrodzenie za realizację obiektu tłoczni w zakresie określonym w umowie zostało objęte wnioskiem o niepublikowanie. Za skrócenie 18-miesięcznego cyklu budowy wykonawca jest uprawniony do otrzymania premii specjalnej w wymiarze 0,25% tygodniowo wynagrodzenia ryczałtowego za każdy pełny tydzień przyspieszenia. Umowa przewiduje kary umowne w wysokościach, które zostały objęte wnioskiem o niepublikowanie. Zgodnie z umową wykonawca zobowiązany jest do zapłaty kary umownej, także wówczas gdy inwestor nie może wykazać faktycznie poniesionej szkody. Łączna kwota wynikająca z kar umownych została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Prawnym zabezpieczeniem każdej z umów ma być gwarancja dobrego wykonania kontraktu, której wysokość została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa ramowa nr D6/27/2000 z dnia 9 listopada 2000 r. na obsługę eksploatacyjną systemu łączności technologicznej Gazociągu Jamał–Europa Zachodnia na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zawarta pomiędzy PolGazTelekom S.A. a EuRoPol GAZ

Przedmiotem umowy jest obsługa eksploatacyjna systemu łączności technologicznej Gazociągu Jamał–Europa Zachodnia w zakresie oraz częstotliwości określonych w załączniku do umowy poprzez podejmowanie działań technicznych i administracyjnych zapobiegających pogorszeniu stanu technicznego systemu łączności technologicznej gazociągu oraz zabezpieczających utrzymanie ciągłości łączności technologicznej. PolGazTelekom S.A. zobowiązany jest do prowadzenia dokumentacji wykonywanej obsługi, inspekcji i kontroli wizualnej trasy przebiegu kablowej linii światłowodowej, wież łączności radiowej oraz urządzeń i instalacji znajdujących się w obiektach gazociągu, zarządzania siecią teletransmisyjną za pomocą udostępnionego przez EuRoPol GAZ systemu zarządzania w zakresie konfiguracji połączeń i sprzętu oraz sygnalizacji awarii. PolGazTelekom S.A. uprawniony jest do otrzymania wynagrodzenia w formie ryczałtowej opłaty rocznej, płatnej miesięcznie. Opłata obliczana jest jako suma określonej części wartości zainstalowanego kabla światłowodowego i w roku 2004 stanowiła kwotę, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Umowa została zawarta na czas oznaczony od dnia 1 grudnia 2000 r. do dnia 30 listopada 2005 r. Umowa została wypowiedziana ze skutkiem na 19 maja 2005 r.

Umowa zastawu rejestrowego z dnia 20 października 2004 r. zawarta pomiędzy Bankiem Przemysłu Gazowego Gazprombank (Zamknięta Spółka Akcyjna) z siedzibą w Rosji jako zastawnikiem a EuRoPol GAZ jako zastawca

Umowa została zawarta w celu zabezpieczenia wierzytelności banku w stosunku do EuRoPol GAZ z umowy kredytu z dnia 20 stycznia 1997 r. w wysokości 1.002.779,8 tys. USD. EuRoPol GAZ ustanowił zastaw rejestrowy na rzecz banku na środkach EuRoPol GAZ znajdujących się na rachunku bankowym zawartym w ING Bank Śląski S.A. o wartości na dzień zawarcia umowy 3.558.164 tys. zł. W przypadku postępowania egzekucyjnego wartość zastawionej wierzytelności będzie równa kwocie, która została faktycznie otrzymana

przez zastawnika w wyniku takiego postępowania egzekucyjnego. Rachunek w ING Bank Śląski S.A. prowadzony jest w celu dokonywania rozliczeń z tytułu środków wpłacanych przez kontrahentów EuRoPol GAZ za transport gazu. Umowa wygasa w dniu całkowitej spłaty wierzytelności banku, nie później jednak niż 30 czerwca 2023 r. Jeśli w dniu 30 czerwca 2023 r. wierzytelność zastawnika nie będzie zaspokojona w całości, w następnym dniu roboczym po tej dacie zastawca i zastawnik zawrą nową umowę zastawu rejestrowego o treści odpowiadającej treści opisywanej w niniejszym punkcie umowy. EuRoPol GAZ został zobowiązany do dobrowolnego poddania się egzekucji. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez Sąd Arbitrażowy przy KIG.

Ponadto EuRoPol GAZ jest stroną następujących umów, które mogą mieć wpływ na działalność Grupy Kapitałowej PGNiG, natomiast Spółka nie jest w ich posiadaniu w związku z czym, nie było możliwe zamieszczenie w Prospekcie ich opisu:

- Kontraktu nr 2102-15/7/DF/95 na przesył rosyjskiego gazu ziemnego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do krajów Europy Zachodniej z dnia 17 maja 1995 r. zawartego pomiędzy OOO „Gazexport”(FR) a EuRoPol GAZ;
- Umowy 31/DF/HUM/94 na wykonanie usługi transportu gazu z dnia 17 listopada 1994 r. zawartej pomiędzy Gas Trading a EuRoPol GAZ;
- Porozumienia kredytowego z dnia 22 stycznia 1997 r. zawartego pomiędzy EuRoPol GAZ a BK Gazprombank;
- Porozumienia o rozłożeniu płatności za dostawę rur z dnia 24 lipca 1996 r. zawartego pomiędzy Gazprom, OOO Gazexport, DP Gazkomplektimpex, EuRoPol GAZ, PHZ Bartimpex S.A. oraz BWE S.A.;
- Umowy zabezpieczenia z dnia 29 września 2004 r. zawartej pomiędzy Bankiem Przemysłu Gazowego Gazprombank, EuRoPol GAZ, OOO Gazexport i ING Bankiem Śląskim S.A.;
- Umowy 2/96 o udzielenie kredytu w ramach konsorcjum bankowego z dnia 8 października 1996 r. zawartej pomiędzy EuRoPol GAZ, Bankiem Gdańskim S.A., Bankiem Inicjatyw Gospodarczych S.A. i Pomorskim Bankiem Kredytowym S.A.

12 INFORMACJE O ZAWARCIU PRZEZ EMITENTA LUB JEDNOSTKĘ PRZEZ NIEGO ZALEŻNĄ TRANSAKCJI Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI O WARTOŚCI PRZEKRACZAJĄCEJ 500.000 EUR

Do dnia 28 kwietnia 2005 r. powiązanie pomiędzy PGNiG a PGNiG Przesył polegało na tym, iż PGNiG posiadał 100% udziałów w kapitale zakładowym spółki, zapewniających 100% głosów na zgromadzeniu wspólników. Od 28 kwietnia 2005 r. zarówno PGNiG jak i PGNiG Przesył są jednoosobowymi spółkami Skarbu Państwa.

Umowa o zarządzanie systemem przesyłowym z dnia 1 lipca 2004 r. zawarta pomiędzy PGNiG a PGNiG Przesył wraz z aneksem

Przedmiotem umowy jest świadczenie usług przez PGNiG Przesył na rzecz PGNiG w zakresie sprawowania nadzoru nad prowadzeniem eksploatacji systemu przesyłowego przez ROP, zarządzania przepływami gazu w systemie przesyłowym, sprawowania nadzoru nad remontami systemu przesyłowego, przygotowania rocznego planu inwestycyjnego i planu rozwoju systemu przesyłowego, zarządzania pojemnościami magazynów gazu.

Wynagrodzenie PGNiG Przesył ustalane jest w oparciu o koszty poniesione przez PGNiG Przesył w związku ze świadczonymi usługami oraz marżę w wysokości 5% tych kosztów. Wynagrodzenie spółki PGNiG Przesył za rok 2004 wyniosło 14.173,8 tys. zł. Przeniesienie praw lub obowiązków wynikających z umowy wymaga zgody drugiej strony. Umowa została zawarta na czas określony, do 31 marca 2005 r. Na dzień 28 kwietnia 2005 r. strony prowadzą negocjacje w sprawie przedłużenia obowiązywania umowy do 30 czerwca 2005 r. i zawarcia stosownego aneksu regulującego tę kwestię.

Umowa Leasingu

Umowa Leasingu jest umową znaczącą w rozumieniu Rozporządzenia w Sprawie Prospektu i kryteriów opisanych w pkt. 9 niniejszego Rozdziału.

Przedmiotem umowy jest oddanie korzystającemu przedmiotu leasingu do odpłatnego używania i pobierania pożytków przez czas oznaczony. Przedmiotem leasingu są składniki majątkowe obejmujące gazociągi wraz z zespołami zaporowo-upustowymi, własność gruntów lub prawa użytkowania wieczystego gruntów, na których są posadowione ww. zespoły, węzły oraz stacje redukcyjno-pomiarowe inne niż te, które zostaną objęte

dywidendą rzeczową opisaną w pkt 8.1 Rozdziału IV Prospektu. Szczegółowy wykaz składników majątkowych będących przedmiotem leasingu został zawarty w załączniku do umowy. Włączenie do przedmiotu leasingu lub wyłączenie z przedmiotu leasingu składników systemu przesyłowego po zawarciu umowy odbywa się na zasadach określonych w załączniku do umowy. Żadne składniki majątku przesyłowego PGNiG ani spółek z Grupy PGNiG, a w szczególności te, które będą oddane do użytkowania przez PGNiG Przesył na podstawie Umowy Leasingu oraz te, które zostaną wydane Skarbowi Państwa w formie dywidendy niepieniężnej w celu dokapitalizowania spółki PGNiG Przesył, nie stanowią przedmiotu zabezpieczenia rzeczowego spłaty zaciągniętych przez PGNiG lub spółki z Grupy PGNiG kredytów lub pożyczek.

Wydanie przedmiotu leasingu zostanie potwierdzone podpisaniem przez strony umowy protokołu zdawczo – odbiorczego, co uzależnione zostało od (i) uzyskania przez finansującego zgody Ministra Skarbu Państwa na zawarcie umowy leasingu, (ii) wyrażenia zgody przez Walne Zgromadzenie na zawarcie umowy leasingu i nabycie przedmiotu leasingu w wykonaniu przez korzystającego uprawnień wynikających z umowy, (iii) wyrażenia zgody przez zgromadzenie wspólników korzystającego na zawarcie umowy i nabycie przedmiotu leasingu w wykonaniu przez korzystającego uprawnień wynikających z umowy, (iv) uzyskania przez korzystającego decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o zatwierdzeniu taryfy PGNiG Przesył uwzględniającej całość kosztów obciążających korzystającego.

Zgodnie z umową korzystający wyraził zgodę na odbiór przedmiotu leasingu i wykonywanie umowy pomimo, iż finansujący nie miał w chwili zawarcia umowy uregulowanego tytułu prawnego w stosunku do niektórych składników przedmiotu leasingu.

W razie ujawnienia się wady prawnej składnika majątkowego w okresie obowiązywania umowy, finansujący zobowiązany jest do (i) usunięcia wady prawnej na pisemne żądanie korzystającego w terminie przez niego wskazanym (nie krótszym niż 6 miesięcy) lub na pisemne żądanie korzystającego zlecić mu usunięcie wady prawnej na warunkach uzgodnionych w odrębnej umowie, (ii) zawarcia w celu zapewnienia niezakłóconej realizacji przez korzystającego funkcji operatora systemu przesyłowego oraz zachowania integralności systemu przesyłowego odrębnego porozumienia umożliwiającego korzystającemu używanie tych składników do czasu usunięcia wad stanowiących podstawę wyłączenia ich z umowy, (iii) zwolnienia korzystającego z odpowiedzialności wobec osób trzecich. Odmowa usunięcia wad prawnych przez finansującego lub bezskuteczny wpływ terminu do usunięcia lub naprawienia wady, powoduje konieczność zawarcia na wniosek korzystającego aneksu do umowy wyłączającego z przedmiotu leasingu składnik posiadający wady prawne. Nieusunięcie przez korzystającego w uzgodnionym terminie wad prawnych, do usunięcia których był zobowiązany na podstawie odrębnej umowy powoduje konieczność podjęcia przez strony negocjacji w zakresie dalszego trybu postępowania w celu usunięcia wady prawnej.

Korzystający zobowiązany jest do opłacania rat wynagrodzenia. Wartość miesięcznej raty leasingowej stanowi sumę wartości wszystkich miesięcznych rat leasingowych dotyczących poszczególnych składników majątku, a wartość miesięcznej raty dla pojedynczego składnika majątkowego jest ustalana w oparciu o formułę określoną w załączniku do umowy. Wysokość raty leasingowej w pierwszym miesiącu obowiązywania umowy wyniesie około 49.900 tys. zł. Rata miesięczna składa się z części kapitałowej i części odsetkowej. Część kapitałowa wynosi $1/204$ (Umowa została zawarta na 204 miesiące) wartości godziwej składnika majątku pomniejszoną o cenę wykupu po okresie leasingu. Część odsetkowa analogicznie jak w kredytach bankowych o systemie spłaty w ratach malejących jest kalkulowana jako iloczyn niespłaconej wartości składnika leasingu pomnożonej o oprocentowanie wyliczone dla danego okresu płatności, czyli miesiąca, oparte o stawkę 3M WIBOR dla miesiąca poprzedzającego miesiąc, którego dotyczy rata leasingowa powiększoną o marżę. W razie przekroczenia przez korzystającego terminu płatności rat wynagrodzenia, finansujący zobowiązany jest do wyznaczenia dodatkowego terminu płatności nie krótszego niż 30 dni od dnia doręczenia wezwania. Przekroczenie terminu płatności raty wynagrodzenia lub innej należności przewidzianej w umowie powoduje obowiązek zapłaty odsetek za zwłokę w ustawowej wysokości. Korzystający zobowiązał się do ponoszenia wszelkich wydatków związanych z własnością, posiadaniem i używaniem przedmiotu leasingu.

Korzystający zobowiązany jest do używania przedmiotu leasingu zgodnie z przepisami prawa, z jego przeznaczeniem oraz utrzymywania go w stanie odpowiadającym normalnemu zużyciu eksploatacyjnemu, przedkładania finansującemu kwartalnych informacji o poniesionych nakładach i kosztach związanych z remontami i konserwacją przedmiotu leasingu oraz ubezpieczenia majątku stanowiącego przedmiot leasingu na rzecz finansującego na okres trwania umowy oraz po jej zakończeniu lub rozwiązaniu do dnia zwrotu przedmiotu leasingu. Korzystający nie będzie bez pisemnej zgody finansującego dokonywał żadnych zmian przedmiotu leasingu, których realizacja mogłaby doprowadzić do pomniejszenia wartości przedmiotu leasingu. Finansujący nie może odmówić zgody na rozbudowę systemu przesyłowego w celu zapewnienia przyłączenia odbiorców do sieci przesyłowej nakazanej przez przepisy prawa oraz odłączenie elementów systemu przesyłowego w celu optymalizacji pracy systemu przesyłowego o ile taka odmowa stanowiłaby naruszenie

zasady niezależności operatora systemu przesyłowego. Oddanie przedmiotu leasingu lub jego części do używania osobie trzeciej wymaga uprzedniej pisemnej zgody finansującego.

Po zakończeniu okresu leasingu poszczególnych składników majątkowych i uregulowaniu wszystkich należnych rat wynagrodzenia oraz zobowiązań wynikających z umowy, korzystającemu przysługuje prawo nabycia wszystkich składników majątkowych stanowiących przedmiot leasingu.

Umowa została zawarta na okres 17 lat, na czas określony dla każdego składnika majątku stanowiącego przedmiot leasingu i wygasa w ostatnim dniu miesiąca, za który wymagana jest ostatnia rata wynagrodzenia dotycząca danego składnika majątku. Umowa może zostać przedłużona na pisemny wniosek korzystającego złożony na 6 miesięcy przed upływem czasu trwania umowy leasingu.

Wśród okoliczności uzasadniających rozwiązanie umowy, umowa wskazuje (i) powstanie zaległości w płatnościach rat wynagrodzenia w kwocie przekraczającej równowartość jednej raty wynagrodzenia i nieuregulowanie tej zaległości w terminie dodatkowym, nie krótszym niż 30 dni od dnia doręczenia wezwania korzystającemu, (ii) używanie przedmiotu leasingu w sposób niezgodny z przeznaczeniem tj. w celu innym niż przesył gazu ziemnego lub dokonywanie istotnych zmian w przedmiocie leasingu bez zgody finansującego i nieprzywrócenie zgodności używania i stanu przedmiotu leasingu w wyznaczonym przez finansującego terminie nie krótszym niż 14 dni, (iii) oddanie któregośkolwiek ze składników stanowiących przedmiot leasingu do używania osobie trzeciej bez zgody finansującego. Rozwiązanie umowy za porozumieniem stron wymaga uprzedniego uzyskania pisemnej zgody na rozwiązanie od Ministra Skarbu Państwa. W przypadku przedterminowego rozwiązania umowy (i) korzystający zobowiązany jest do zapłaty wszelkich zaległych należności wraz z odsetkami za zwłokę na pisemne wezwanie finansującego i we wskazanym przez niego terminie, (ii) korzystający zobowiązany jest do wydania przedmiotu leasingu w terminie i trybie wyznaczonym przez finansującego, do chwili wydania odpowiedzialność za przedmiot leasingu ponosi korzystający. W przypadku rozwiązania umowy przez finansującego z przyczyn stanowiących zgodnie z postanowieniami umowy okoliczność uzasadniającą rozwiązanie umowy, korzystający zobowiązany jest do zapłaty kary umownej w wysokości sześciokrotnej wartości ostatniej raty wynagrodzenia.

Zgodnie z § 56 ust. 5 Statutu uchwały Walnego Zgromadzenia w sprawie wyrażenia zgody na wypowiedzenie, rozwiązanie, istotną zmianę przedmiotu, okresu trwania lub postanowień dotyczących wypowiedzenia i rozwiązania Umowy Leasingu mogą być podjęte jeżeli na Walnym Zgromadzeniu reprezentowana jest co najmniej połowa kapitału zakładowego Spółki i wymagają większości czterech piątych głosów w sytuacji, kiedy udział Skarbu Państwa w kapitale zakładowym spadnie poniżej 51%.

Zabezpieczenie roszczeń finansującego związanych z realizacją umowy stanowią (i) cesja wszelkich wierzytelności korzystającego z umów dotyczących przesyłu gazu z wykorzystaniem przedmiotu leasingu, w wysokości różnicy pomiędzy wartością zobowiązań korzystającego wobec finansującego a wartością należności korzystającego od finansującego – w przypadku gdy wartość zobowiązań korzystającego wobec finansującego przekroczy wartość należności korzystającego od finansującego, (ii) oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji. W razie wygaśnięcia, utraty skuteczności lub pogorszenia któregośkolwiek z zabezpieczeń korzystający zobowiązany jest do ustanowienia w terminie 30 dni równoważnego zabezpieczenia zaakceptowanego przez finansującego.

Termin wejścia umowy w życie określono na dzień rozpoczęcia obowiązywania taryfy przesyłowej PGNiG Przesył.

Zarząd przygotowując projekt Umowy Leasingu opracował ten dokument z dołożeniem należytej staranności tak, aby był on w pełni zgodny z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. Zarząd w szczególności przedłożył projekt Umowy Leasingu do oceny Ministra Skarbu Państwa, który zgodnie z ww. programem miał przeprowadzić stosowne uzgodnienia z Ministrem Gospodarki i Pracy. Według najlepszej wiedzy Zarządu Minister Skarbu Państwa oraz Minister Gospodarki i Pracy nie zgłosili zastrzeżeń do parafowanej Umowy Leasingu.

Projekt umowy w sprawie przygotowania technicznego i realizacji dla potrzeb systemu przesyłowego pomiędzy PGNiG a PGNiG Przesył

Przedmiotem umowy jest uregulowanie podziału zadań w zakresie planowania, przygotowania i realizacji zadań inwestycyjnych finansowanych ze środków PGNiG związanych z odtworzeniem i rozbudową sieci przesyłowej (będących przedmiotem Umowy Leasingu instalacji połączonych i współpracujących ze sobą służących do przesyłania paliw gazowych), tj. inwestycji mających na celu rozbudowę sieci przesyłowej lub inwestycji odtworzeniowych w sieci przesyłowej (mających na celu zastąpienie już istniejących, zużytych elementów sieci przesyłowej nowymi elementami), oraz określenie zasad rozliczania związanych z tym nakładów i kosztów.

PGNiG będzie przedstawiać OSP, w terminie określonym w umowie, informację o łącznej wysokości środków, które zamierza przeznaczyć na zadania inwestycyjne związane z rozbudową i odtworzeniem obiektów sieci przesyłowej w następnym roku kalendarzowym. Wraz z kwotą przewidzianą jako nakłady inwestycyjne, PGNiG prześle kryteria ekonomiczne do oceny zadań inwestycyjnych. OSP, w oparciu o kwotę postawioną do jego dyspozycji, będzie opracowywał i przedstawiał PGNiG, w terminie określonym w umowie, plan inwestycyjny. Jeżeli wysokość środków, o których mowa powyżej, będzie niższa niż przewidziana do poniesienia w danym roku na finansowanie zadań inwestycyjnych ujętych w planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe opracowanym przez OSP, strony przystąpią do negocjacji wysokości tych środków. PGNiG ustosunkuje się do ww. planu inwestycyjnego w terminie 30 dni od daty jego otrzymania od OSP. Jeżeli po zaakceptowaniu planu inwestycyjnego dla wybranego zadania inwestycyjnego ustaną ekonomiczne lub techniczne warunki dostarczania paliwa gazowego, PGNiG będzie mógł odmówić zgody na dalsze finansowanie tego zadania inwestycyjnego. W takiej sytuacji strony wspólnie uzgodnią i podejmą decyzję odnośnie dalszego finansowania lub zaprzestania finansowania i warunków, na jakich to nastąpi.

Postanowienia umowy nie uchybiają możliwości planowania, przygotowania i realizacji zadań inwestycyjnych z innych środków finansowych niż środki PGNiG. Takie zadania nie będą stanowić własności PGNiG i nie będą włączone do Umowy Leasingu.

Czynności w zakresie planowania zadań inwestycyjnych wykonywać będzie OSP. Koszty wykonywania ww. czynności ponosić będzie OSP, z wyłączeniem kosztów poniesionych na wprowadzenie zadania inwestycyjnego do miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego gminy i skutków tego wprowadzenia, czy kosztów uzyskania zgód właścicieli nieruchomości na lokalizację obiektów sieci przesyłowej, które będą pokrywane ze środków finansowych określonych w planie inwestycyjnym. PGNiG będzie wykonywał czynności w zakresie przygotowania zadania inwestycyjnego, w szczególności będzie przeprowadzał postępowania w przedmiocie udzielenia zamówienia na prace w zakresie przygotowania zadania inwestycyjnego i zapewni możliwość udziału przedstawicieli OSP w charakterze członka w każdej komisji przetargowej dla zadań inwestycyjnych. PGNiG będzie też wykonywał czynności w zakresie realizacji zadania inwestycyjnego, w szczególności będzie przeprowadzał postępowania w przedmiocie udzielenia zamówienia na prace w zakresie realizacji zadania inwestycyjnego i zapewni możliwość udziału przedstawicieli OSP w charakterze członka w każdej komisji przetargowej dla zadań inwestycyjnych. Z tytułu uczestniczenia w czynnościach w zakresie przygotowania i realizacji zadania inwestycyjnego, OSP nie może żądać od PGNiG wynagrodzenia, ani zwrotu jakichkolwiek kosztów. PGNiG jest zobowiązany do zapewnienia współudziału OSP przy rozruchu zadania inwestycyjnego na zasadach każdorazowo ustalanych z OSP. Koszty rozruchu będą finansowane ze środków finansowych określonych w planie inwestycyjnym.

Ze względu na dokonanie podziału czynności w zakresie planowania, przygotowania i realizacji zadań inwestycyjnych strony ponoszą koszty czynności, do których są zobligowane na mocy umowy. Poniesione przez którąkolwiek ze stron koszty wykonania czynności w zakresie przypisanym stronie drugiej, udokumentowane fakturami, będą zwracane przez stronę, która je powinna uregulować. Po zakończeniu realizacji zadania inwestycyjnego, strony będą wspólnie dokonywać końcowego rozliczenia wartości wydatków poniesionych przez PGNiG na wytworzenie środka trwałego, zgodnie z zasadami określonymi w umowie.

Zadania inwestycyjne zrealizowane na podstawie umowy, niezwłocznie po uzyskaniu pozwolenia na użytkowanie, będą własnością PGNiG i będą przekazywane do użytkowania OSP na podstawie zawartej odrębnie umowy leasingu lub na życzenie OSP włączone do Umowy Leasingu, zgodnie z jej postanowieniami.

Strony zakładają, że umowa wejdzie w życie z dniem wejścia w życie Umowy Leasingu i przestanie obowiązywać w przypadku rozwiązania Umowy Leasingu. Każda ze stron może wypowiedzieć umowę ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego następującego po miesiącu, w którym złożono oświadczenie o rozwiązaniu umowy, w przypadku istotnego naruszenia przez drugą stronę któregośkolwiek z obowiązków wynikających z umowy; strona może rozwiązać umowę wyłącznie po bezskutecznym upływie dodatkowego okresu 30 dni, liczonego od dnia doręczenia drugiej stronie pisemnego wezwania do naprawienia naruszenia.

13 POSIADANE PRZEZ EMITENTA KONCESJE, ZEZWOLENIA ORAZ POZWOLENIA NA KORZYSTANIE ZE ŚRODOWISKA NATURALNEGO

13.1 Koncesje i inne decyzje, o których mowa w Prawie Energetycznym

13.1.1 Emitent

13.1.1.1 Koncesje

Na dzień 31 marca 2005 r., PGNiG posiadał 4 koncesje wymagane przez Prawo Energetyczne wydane przez Prezesa URE. Koncesje zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela nr 1: Koncesje PGNiG

Lp.	Przedmiot działalności objęty koncesją	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	Obrót paliwami gazowymi	30 kwietnia 1999 r.	15 maja 2009 r.
2.	Przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych	30 kwietnia 1999 r.	15 maja 2009 r.
3.	Obrót gazem z zagranicą	17 kwietnia 2001 r.	20 kwietnia 2020 r.
4.	Obrót paliwami ciekłymi	16 października 2002 r.	20 października 2012 r.

W tabeli poniżej przedstawione zostały łączne opłaty z tytułu wskazanych powyżej koncesji, jakie zostały uiszczone przez Spółkę w latach 2002 – I kw. 2005.

Tabela nr 2: Opłaty PGNiG S.A.

w tys. zł

Lp.	Rodzaj koncesji	I kw. 2005	2004	2003	2002
1.	Koncesja na obrót paliwami gazowymi	1.000,0	1.000,0	1.000,0	1.000,0
2.	Koncesja na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych	907,1	972,7	1.000,0	1.000,0
3.	Koncesja na obrót gazem z zagranicą	7,7	7,7	5,9	5,6
4.	Koncesja na obrót paliwami ciekłymi	0,2	0,2	2,7	0
	Razem	1.915,0	1.980,6	2.008,6	2.005,6

13.1.1.2 Taryfa dla paliw gazowych nr 1/2003

Aktualnie obowiązująca taryfa PGNiG dla paliw gazowych nr 1/2003 została zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z dnia 16 września 2003 r., zmienioną decyzją z dnia 28 lipca 2004 r., decyzją z dnia 16 grudnia 2004 r. oraz decyzją z dnia 1 marca 2005 r. Decyzją z dnia 16 grudnia 2004 r. Prezes URE przedłużył obowiązywanie ww. taryfy do 31 marca 2005 r. i jednocześnie zatwierdził nowe, wyższe ceny paliw gazowych (obowiązujące od 1 stycznia 2005 r.). Pozostałe elementy decydujące o wysokości opłat, jakimi są obciążani odbiorcy za dostarczone im paliwa, tj. stawki opłat abonamentowych oraz stawki opłat przesyłowych, pozostały na niezmiennym poziomie. Decyzją z dnia 1 marca 2005 r. Prezes URE przedłużył obowiązywanie ww. taryfy do 30 czerwca 2005 r.

Taryfa dla paliw gazowych nr 1/2003 składa się z dwóch części: (i) części A stosowanej w rozliczeniach z odbiorcami, którzy nie nabyli prawa do korzystania z usług przesyłowych lub z niego nie korzystają, oraz (ii) części B stosowanej w rozliczeniach z odbiorcami, którzy nabyli prawo do korzystania z usług przesyłowych i z niego korzystają. Taryfę stosuje się w rozliczeniach z odbiorcami i podmiotami stosownie do zakresu świadczonych usług i zawartych umów oraz w zakresie nielegalnego poboru paliw gazowych. W przypadku zawarcia między odbiorcą i sprzedawcą umowy specjalnej związanej ze szczególnymi warunkami sprzedaży paliw gazowych lub świadczenia usługi przesyłowej, dopuszcza się stosowanie cen i zasad rozliczeń odmiennych niż zawarte w taryfie.

Taryfa zawiera rodzaje, wysokość i warunki stosowania: (i) cen paliw gazowych, (ii) stawek opłat za usługi przesyłowe, (iii) stawek opłat abonamentowych, (iv) bonifikat, (v) opłat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, (vi) opłat za nielegalny pobór paliw gazowych, oraz (vii) opłat za dodatkowe usługi sprzedawcy jak również zasady ustalania opłat za przyłączenie do sieci przesyłowej. Ustalane w taryfie ceny i stawki opłat oraz opłaty nie zawierają podatku od towarów i usług (VAT). Dla wszystkich grup taryfowych zamawianie mocy oraz odczyty wskazań układów pomiarowych dokonywane są z zaokrągleniem do 1 m³.

Zasady stosowane w rozliczeniach z odbiorcami, którzy nie nabyli prawa do korzystania z usług przesyłowych lub z niego nie korzystają

Za dostarczone paliwo gazowe i świadczone usługi przesyłowe odbiorcy są rozliczani według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych, do których są zakwalifikowani. Podział odbiorców na grupy taryfowe dokonywany jest w zależności od rodzaju pobieranego paliwa gazowego oraz mocy umownej, określonej w umowie. Taryfa określa po cztery grupy taryfowe dla: (i) odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego (GZ 50) – grupa o symbolu E, (ii) odbiorców gazu ziemnego zaazotowanego (GZ 35) – grupa o symbolu Ls, oraz (iii) odbiorców gazu ziemnego zaazotowanego (GZ 41,5) – grupa o symbolu Lw.

PGNiG dokonuje rozliczeń za pobrane paliwa gazowe oraz świadczone usługi przesyłowe na podstawie wskazań układu pomiarowego w okresach rozliczeniowych ustalonych w umowie. Jeżeli umowy z odbiorcami nie stanowią inaczej, rozliczenia z odbiorcami dokonywane są co miesiąc. Opłatę za pobrane paliwo gazowe w okresie rozliczeniowym stanowi iloczyn, ustalonej na podstawie wskazań układu pomiarowego, ilości pobranych przez odbiorcę metrów sześciennych tego paliwa i jego ceny. Niezależnie od okresu rozliczeniowego, odbiorca paliw gazowych jest zobowiązany do zapłacenia na rzecz PGNiG miesięcznej opłaty abonamentowej. Opłata abonamentowa związana jest w szczególności ze świadczeniem usług w zakresie handlowej obsługi odbiorców, polegającej na odczytywaniu wskazań układów pomiarowych, wystawianiu faktur, obliczaniu i pobieraniu należności za dostarczone paliwo gazowe, a także czynnościach związanych z kontrolą układów pomiarowych, dotrzymywaniem warunków umów i prawidłowości rozliczeń. Dla rozliczenia usługi przesyłowej stosowane są stawki grupowe. Ustalona na ich podstawie opłata za usługę przesyłową składa się ze: (i) składnika stałego zależnego od mocy umownej, oraz (ii) składnika zmiennego zależnego od ilości przesłanego paliwa gazowego. Składnik stały opłaty pobiera się za cały okres rozliczeniowy, niezależnie od ilości pobranego paliwa gazowego i mocy faktycznie wykorzystanej. W przypadku odbiorcy, którego instalacja zasilana jest z kilku przyłączy, opłaty stałe za usługę przesyłową pobierane są na podstawie określonej, odrębnie dla każdego przyłącza, mocy umownej. Stawki opłaty zmiennej za usługę przesyłową są zróżnicowane w zależności od pory roku odpowiednio dla okresu letniego trwającego od 1 kwietnia do 30 września włącznie oraz dla okresu zimowego, trwającego od 1 października do 31 marca. Składnik zmienny opłaty przesyłowej określa się dla danego okresu rozliczeniowego w oparciu o ilość odebranego paliwa gazowego oraz stawkę opłaty zmiennej odpowiedniej dla okresu letniego lub zimowego obowiązującej w danym miesiącu umownym.

W przypadku: (i) obniżenia ciepła spalania paliwa gazowego w stosunku do wielkości określonych w taryfie, (ii) wprowadzenia przez operatora sieci ograniczenia mocy umownej, (iii) wprowadzenia przez PGNiG ograniczenia wielkości mocy umownej lub przerwy w dostawie paliwa gazowego, odbiorcy przysługuje bonifikata. Za niedotrzymanie przez PGNiG standardów jakościowych obsługi odbiorców odbiorcy przysługują opłaty w wysokościach określonych w taryfie. Warunkiem otrzymania przez odbiorcę opłaty za niedotrzymanie przez PGNiG standardów jakościowych obsługi odbiorców, jest wystąpienie z pisemnym wnioskiem.

Zasady stosowane w rozliczeniach z odbiorcami, którzy nabyli prawo do korzystania z usług przesyłowych i z niego korzystają

Zasady rozliczeń za usługi przesyłowe określa umowa z uwzględnieniem parametrów jakościowych dostarczanego paliwa gazowego oraz zasad bilansowania dostarczonej w miejscu dostarczenia i odebranej w miejscu odbioru ilości energii paliwa gazowego. PGNiG dokonuje rozliczeń za przesyłane paliwa gazowe na podstawie wskazań układu pomiarowego w okresach rozliczeniowych ustalonych w umowie. Za świadczone usługi przesyłowe odbiorcy są rozliczani na podstawie dystansowych stawek opłat przesyłowych. Jeżeli umowa nie stanowi inaczej, rozliczenia z odbiorcami dokonywane są w okresach miesięcznych. Opłaty abonamentowe (za czynności wskazane powyżej) pobierane są dla każdego układu pomiarowego odrębnie, zarówno w miejscu dostarczenia paliwa gazowego jak i w miejscu odbioru paliwa gazowego.

Taryfa PGNiG jest udostępniona pod adresem "www.pgnig.pl/pliki/press/taryfa2003.pdf" oraz pod adresem "www.ure.gov.pl/taryfa/taryfygaz.html".

13.1.2 Spółki Gazownictwa

13.1.2.1 Koncesje

Na dzień 31 marca 2005 r., Spółki Gazownictwa oraz EuRoPol GAZ posiadały łącznie 19 koncesji wymaganych przez Prawo Energetyczne wydanych przez Prezesa URE. Koncesje jak również opłaty uiszczone w związku z nimi przez Spółki Gazownictwa oraz EuRoPol GAZ zostały przedstawione w tabelach poniżej. Z uwagi na sposób naliczania opłat z tytułu udzielonych koncesji (od przychodów Przedsiębiorstwa

Energetycznego w roku poprzedzającym rok, w którym opłata jest wnoszona) jak również z uwagi na fakt, iż Spółki Gazownictwa rozpoczęły prowadzenie koncesjonowanej działalności *de facto* dopiero w 2003 roku, opłaty dla Spółek Gazownictwa zostały przedstawione wyłącznie za lata 2004 – I kw. 2005.

Tabela nr 1: Koncesje DSG Sp. z o.o.

Lp.	Przedmiot działalności objęty koncesją	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	Obrót gazem z zagranicą	30 grudnia 2002 r.	1 stycznia 2013 r.
2.	Obrót paliwami gazowymi	30 grudnia 2002 r.	1 stycznia 2013 r.
3.	Przesyłanie paliw ciekłych	30 grudnia 2002 r.	1 stycznia 2013 r.
4.	Przesyłanie paliw gazowych	30 grudnia 2002 r.	1 stycznia 2013 r.
5.	Obrót paliwami ciekłymi	29 lipca 2003 r.	5 sierpnia 2013 r.

Tabela nr 2: Opłaty poniesione przez DSG Sp. z o.o.

w tys. zł

Lp.	Rodzaj koncesji	I kw. 2005	2004
1.	Koncesja na obrót gazem z zagranicą	0,2	0,2
2.	Koncesja na obrót paliwami gazowymi	253,5	249,4
3.	Koncesja na przesyłanie paliw gazowych	177,2	172,8
4.	Koncesja na obrót paliwami ciekłymi	2,3	2,4
	Razem	433,2	424,8

Tabela nr 3: Koncesje GSG Sp. z o.o.

Lp.	Przedmiot działalności objęty koncesją	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	Obrót paliwami gazowymi	30 kwietnia 2001 r.	10 maja 2011 r.
2.	Przesyłanie paliw gazowych	30 kwietnia 2001 r.	10 maja 2011 r.

Tabela nr 4: Opłaty poniesione przez GSG Sp. z o.o.

w tys. zł

Lp.	Rodzaj koncesji	I kw. 2005	2004
1.	Koncesja na obrót paliwami gazowymi	418,0	410,9
2.	Koncesja na przesyłanie paliw gazowych	283,9	279,4
	Razem	701,9	690,3

Tabela nr 5: Koncesje KSG Sp. z o.o.

Lp.	Przedmiot działalności objęty koncesją	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	Obrót paliwami gazowymi	30 kwietnia 2001 r.	10 maja 2011 r.
2.	Przesyłanie paliw gazowych	30 kwietnia 2001 r.	10 maja 2011 r.
3.	Obrót gazem z zagranicą	17 października 2001 r.	20 października 2011 r.

Tabela nr 6: Opłaty poniesione przez KSG Sp. z o.o.

w tys. zł

Lp.	Rodzaj koncesji	I kw. 2005	2004
1.	Koncesja na obrót paliwami gazowymi	526,1	529,1
2.	Koncesja na przesyłanie paliw gazowych	374,9	373,8
3.	Koncesja na obrót gazem z zagranicą	0,2	0,2
	Razem	901,2	903,1

Tabela nr 7: Koncesje MSG Sp. z o.o.

Lp.	Przedmiot działalności objęty koncesją	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	Obrót paliwami gazowymi	16 maja 2001 r.	20 maja 2011 r.
2.	Przesyłanie paliw gazowych	16 maja 2001 r.	20 maja 2011 r.

Tabela nr 8: Oplaty poniesione przez MSG Sp. z o.o.

w tys. zł

Lp.	Rodzaj koncesji	I kw. 2005	2004
1.	Koncesja na obrót paliwami gazowymi	508,9	510,4
2.	Koncesja na przesyłanie paliw gazowych	358,6	338,2
	Razem	867,5	848,6

Tabela nr 9: Koncesje PSG Sp. z o.o.

Lp.	Przedmiot działalności objęty koncesją	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	Obrót paliwami gazowymi	30 grudnia 2002 r.	1 stycznia 2013 r.
2.	Przesyłanie paliw gazowych	30 grudnia 2002 r.	1 stycznia 2013 r.

Tabela nr 10: Oplaty poniesione przez PSG Sp. z o.o.

w tys. zł

Lp.	Rodzaj koncesji	I kw. 2005	2004
1.	Koncesja na obrót paliwami gazowymi	268,7	253,0
2.	Koncesja na przesyłanie paliw gazowych	177,4	175,6
	Razem	446,1	428,6

Tabela nr 11: Koncesje WSG Sp. z o.o.

Lp.	Przedmiot działalności objęty koncesją	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	Obrót paliwami gazowymi	30 kwietnia 2001 r.	10 maja 2011 r.
2.	Przesyłanie paliw gazowych	30 kwietnia 2001 r.	10 maja 2011 r.

Tabela nr 12: Oplaty poniesione przez WSG Sp. z o.o.

w tys. zł

Lp.	Rodzaj koncesji	I kw. 2005	2004
1.	Koncesja na obrót paliwami gazowymi	392,4	348,6
2.	Koncesja na przesyłanie paliw gazowych	274,0	258,9
	Razem	666,4	607,5

Tabela nr 13: Koncesje EuRoPol GAZ

Lp.	Przedmiot działalności objęty koncesją	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	Przesyłanie paliw gazowych	26 kwietnia 1999 r.	30 kwietnia 2009 r.
2.	Obrót paliwami gazowymi	28 lipca 2000 r.	31 lipca 2010 r.
3.	Obrót gazem z zagranicą	23 maja 2001 r.	25 maja 2011 r.

Tabela nr 14: Oplaty poniesione przez EuRoPol GAZ

w tys. zł

Lp.	Rodzaj koncesji	I kw. 2005	2004	2003	2002
1.	Koncesja na przesyłanie paliw gazowych	829,0	952,5	597,5	413,4
2.	Koncesja na obrót paliwami gazowymi	0,2	0,2	0,2	0,2
3.	Koncesja na obrót gazem z zagranicą	0,2	0,2	0,2	0,2

	Razem	829,4	952,9	597,9	413,8
--	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

13.1.2.2 Taryfy

Na dzień 31 marca 2005 r., Spółki Gazownictwa oraz EuRoPol GAZ posiadały następujące taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE:

- DSG Sp. z o.o.: aktualnie obowiązująca taryfa DSG Sp. z o.o. dla paliw gazowych nr 1 została zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z dnia 16 września 2003 r., zmienioną decyzją z dnia 28 lipca 2004 r., 16 grudnia 2004 r. oraz 1 marca 2005 r. Taryfa (po zmianach) obowiązuje od dnia 1 stycznia 2005 r. do 30 czerwca 2005 r.;
- GSG Sp. z o.o.: aktualnie obowiązująca taryfa GSG Sp. z o.o. dla paliw gazowych nr 1 została zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z dnia 16 września 2003 r., zmienioną decyzją z dnia 28 lipca 2004 r., 16 grudnia 2004 r. oraz 1 marca 2005 r. Taryfa (po zmianach) obowiązuje od dnia 1 stycznia 2005 r. do 30 czerwca 2005 r.;
- KSG Sp. z o.o.: aktualnie obowiązująca taryfa KSG Sp. z o.o. dla gazu ziemnego wysokometanowego nr 1 została zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z dnia 16 września 2003 r., zmienioną decyzją z dnia 8 grudnia 2003 r., 28 lipca 2004 r., 16 grudnia 2004 r. oraz 1 marca 2005 r. Taryfa (po zmianach) obowiązuje od dnia 1 stycznia 2005 r. do 30 czerwca 2005 r.;
- MSG Sp. z o.o.: aktualnie obowiązująca taryfa MSG Sp. z o.o. dla paliw gazowych nr 1 została zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z dnia 16 września 2003 r., zmienioną decyzją z dnia 28 lipca 2004 r., 16 grudnia 2004 r. oraz 1 marca 2005 r. Taryfa (po zmianach) obowiązuje od dnia 1 stycznia 2005 r. do 30 czerwca 2005 r.;
- PSG Sp. z o.o.: aktualnie obowiązująca taryfa PSG Sp. z o.o. dla gazu wysokometanowego nr 1 została zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z dnia 16 września 2003 r., zmienioną decyzją z dnia 3 sierpnia 2004 r., 16 grudnia 2004 r. oraz 1 marca 2005 r. Taryfa (po zmianach) obowiązuje od dnia 1 stycznia 2005 r. do 30 czerwca 2005 r.;
- WSG Sp. z o.o.: aktualnie obowiązująca taryfa WSG Sp. z o.o. dla paliw gazowych nr 1 została zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z dnia 16 września 2003 r., zmienioną decyzją z dnia 28 lipca 2004 r., 16 grudnia 2004 r. oraz 1 marca 2005 r. Taryfa (po zmianach) obowiązuje od dnia 1 stycznia 2005 r. do 30 czerwca 2005 r.;

Wymienione powyżej taryfy zawierają analogiczne postanowienia. Każda z taryf zawiera rodzaje, wysokość oraz warunki stosowania: (i) cen za paliwa gazowe, (ii) stawek opłat za usługi przesyłowe, (iii) stawek opłat abonamentowych, (iv) bonifikat, (v) opłat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, (vi) opłat za nielegalny pobór paliw gazowych, (vii) stawek opłat za przyłączenie do sieci sprzedawcy, oraz (viii) stawek opłat pobieranych za dodatkowe usługi lub czynności wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorców. Taryfę stosuje się w rozliczeniach z odbiorcami i podmiotami przyłączanymi do sieci gazowej sprzedawcy, stosownie do zakresu świadczonych usług i zawartych umów oraz w zakresie nielegalnego poboru paliw gazowych. Odbiorcy, za dostarczone paliwo gazowe i świadczone usługi przesyłowe, rozliczani są według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych, do których są zakwalifikowani. Podstawowym kryterium podziału odbiorców na grupy taryfowe jest rodzaj pobieranego paliwa gazowego. Kolejnymi kryteriami podziału na grupy taryfowe są moc umowna i roczna ilość pobieranego paliwa gazowego. Opłatę za pobrane paliwo gazowe w okresie rozliczeniowym stanowi iloczyn, ustalonej na podstawie wskazań układu pomiarowego, ilości pobranych przez odbiorcę metrów sześciennych tego paliwa i jego ceny. Odbiorca paliw gazowych, niezależnie od cyklu rozliczeniowego, zobowiązany jest do zapłaty miesięcznej opłaty abonamentowej. Odbiorcy przyłączeni do sieci gazowej sprzedawcy za świadczoną im usługę przesyłową, obciążani są opłatą ustaloną na podstawie grupowych stawek opłat. Opłata za usługę przesyłową składa się ze: (i) składnika stałego, niezależnego od ilości przesłanego paliwa, oraz (ii) składnika zmiennego, zależnego od ilości przesłanego paliwa. Ustalono w taryfie ceny i stawki opłat oraz opłaty nie zawierają podatku od towarów i usług (VAT). Dla wszystkich grup taryfowych zamawianie mocy oraz odczyty wskazań układów pomiarowych dokonywane są z zaokrągleniem do 1 m³. Jeżeli pomiar paliwa gazowego odbywa się przy ciśnieniu równym lub niższym od 2,5 kPa nadciśnienia, wówczas dla celów rozliczeniowych 1 m³ gazu odczytany na gazomierzu zrównany jest taryfowo z 1 m³ normalnym.

W przypadku zawarcia między odbiorcą i sprzedawcą umowy specjalnej, związanej ze szczególnymi warunkami sprzedaży paliw gazowych lub świadczenia usługi przesyłowej, dopuszcza się stosowanie zasad rozliczeń odmiennych niż zawarte w taryfie.

- **EuRoPol GAZ:** aktualnie obowiązująca taryfa EuRoPol GAZ za usługi przesyłowe gazu ziemnego wysokometanowego została zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z dnia 14 grudnia 2004 r. Taryfa obowiązuje przez okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia taryfy do stosowania, tj. od dnia 1 stycznia 2005 r. do 31 grudnia 2005 r.;

Wskazana powyżej taryfa określa rodzaje, wysokość oraz warunki stosowania: (i) stawek opłat za usługi przesyłowe Gazociągami Jamał-Europa Zachodnia, na odcinku zlokalizowanym na obszarze Polski, oraz (ii) stawek opłat abonamentowych. Taryfę stosuje się w rozliczeniach z usługobiorcami stosownie do zakresu świadczonych usług i warunków szczegółowych określonych w umowach. Opłatę za usługę przesyłową stanowi suma iloczynu stawki opłaty zmiennej dystansowej oraz ilości gazu przesłanego w okresie rozliczeniowym oraz iloczynu stawki opłaty stałej dystansowej, mocy umownej, długości drogi przesyłania gazu oraz liczby dób w okresie rozliczeniowym. Niezależnie od opłaty za usługi przesyłowe, usługobiorca ponosi opłaty abonamentowe za każdy rozpoczęty miesiąc kalendarzowy. Ustalane w taryfie stawki opłat nie zawierają podatku od towarów i usług (VAT). Ilość gazu ziemnego przekazywanego do transportu, wielkość zamówionej mocy przesyłowej, mierzona jest z dokładnością do 1 m³, a długość drogi przesyłania z dokładnością do 1 m, o ile umowy nie stanowią inaczej.

Taryfy DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o. są udostępnione pod adresem "www.gazziemny.pl/gaz/dom/taryfy" oraz pod adresem "www.ure.gov.pl/taryfa/taryfygaz.html". Taryfa EuRoPol GAZ jest udostępniona pod adresem "www.ure.gov.pl/taryfa/taryfygaz.html".

13.2 Koncesje wymagane przez Prawo Geologiczne i Górnicze

Na dzień 31 marca 2005 r., PGNiG posiadał następujące koncesje wymagane przez Prawo Geologiczne i Górnicze wydane przez Ministra Środowiska:

- 83 koncesje na poszukiwanie lub rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, w tym 12 koncesji w rejonie Karpat, 21 koncesji w rejonie Przedgórze, 1 koncesję w rejonie Niecki Miechowskiej, 29 koncesji w rejonie Monokliny Przedsudeckiej, 1 koncesję w rejonie Niecki Mogileńsko-Łódzkiej, 3 koncesje w rejonie Niecki Szczecińskiej, 7 koncesji w rejonie Wału Pomorskiego, 4 koncesje w rejonie Niecki Lubelskiej oraz 5 koncesji w rejonie Syneklizy Bałtyckiej;
- 210 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego, w tym 61 koncesji w rejonie Karpat, 54 koncesje w rejonie Przedgórze, 1 koncesję w rejonie Niecki Miechowskiej, 67 koncesji w rejonie Monokliny Przedsudeckiej, 8 koncesji w rejonie Niecki Szczecińskiej, 9 koncesji w rejonie Wału Pomorskiego, 1 koncesję w rejonie Niecki Pomorskiej, 5 koncesji w rejonie Niecki Lubelskiej oraz 4 koncesje w rejonie Syneklizy Bałtyckiej;
- 8 koncesji na bezzbiornikowe magazynowanie gazu, w tym 1 koncesję w rejonie Karpat, 4 koncesje w rejonie Przedgórze, 1 koncesję w rejonie Monokliny Przedsudeckiej, 1 koncesję w rejonie Niecki Mogileńsko-Łódzkiej oraz 1 koncesję w rejonie Syneklizy Bałtyckiej; oraz
- 4 koncesje na składowanie odpadów w górotworze, w tym 2 koncesje w rejonie Przedgórze, 1 koncesję w rejonie Monokliny Przedsudeckiej oraz 1 koncesję w rejonie Niecki Lubelskiej.

Najistotniejsze koncesje zostały przedstawione w tabelach poniżej z podziałem na rodzaje koncesji i rejon, których koncesje dotyczą.

13.2.1 Koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego

Tabela nr 1: Rejon Karpaty

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	35/99/p	Wiśnicz-Tuchów	19 listopada 1999 r.	19 listopada 2005 r.
2.	21/2001/p	Zalesie-Jodłówka-Skopów	24 września 2001 r.	24 września 2007 r.
3.	24/2001/p	Zalesie-Rzeszów	24 września 2001 r.	24 września 2007 r.

Tabela nr 2: Rejon Przedgórze

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	63/98/p	Kolbuszowa-Krzeszów	7 sierpnia 1998 r.	7 sierpnia 2005 r.
2.	21/97/p	Lubaczów-Zapałów	4 czerwca 1997 r.	31 grudnia 2005 r.
3.	8/96/p	Rokietnica-Orły	25 stycznia 1996 r.	25 stycznia 2006 r.

4.	28/96/p	Ropczyce-Bratkowice-Strzyżów	13 maja 1996 r.	13 maja 2005 r.
5.	11/2001/p	Wola Obszańska-Cewków	25 maja 2001 r.	25 maja 2007 r.

Tabela nr 3: Rejon Monoklina Przedsudecka

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	32/96/p	Kórnik-Środa	4 czerwca 2003 r.	19 czerwca 2006 r.
2.	36/97/p	Grodzisk Wielkopolski-Śmigiel	23 października 1997 r.	23 października 2005 r.
3.	29/2001/p	Śrem-Jarocin	28 września 2001 r.	28 września 2007 r.
4.	26/96/p	Wolsztyn-Nowy Tomyśl	23 maja 1996 r.	23 maja 2006 r.
5.	10/99/p	Wronki	22 czerwca 1995 r.	22 czerwca 2005 r.

Tabela nr 4: Rejon Niecka Szczecińska

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	69/98/p	Gorzów Wielkopolski-Międzychód	28 września 1998 r.	28 września 2005 r.
2.	22/95/p	Kostrzyń-Myślibórz	3 sierpnia 1995 r.	3 sierpnia 2007 r.

13.2.2 Koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego**Tabela nr 1: Rejon Karpaty**

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	170/94	Jodłówka	29 sierpnia 1994 r.	29 sierpnia 2019 r.
2.	57/94	Kielanówka-Rzeszów	19 kwietnia 1994 r.	19 kwietnia 2019 r.
3.	72/93	Zalesie	27 maja 1993 r.	27 maja 2018 r.

Tabela nr 2: Rejon Przedgórze

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	160/94	Dzików	26 sierpnia 1994 r.	26 sierpnia 2019 r.
2.	10/2004	Jasionka	9 września 2004 r.	9 września 2029 r.
3.	110/94	Lubaczów	25 lipca 1994 r.	25 lipca 2019 r.
4.	12/2000	Palikowska	17 października 2000 r.	17 października 2025 r.
5.	35/93	Pilzno Południe	16 kwietnia 1993 r.	16 kwietnia 2018 r.
6.	100/94	Przemysł	27 czerwca 1994 r.	27 czerwca 2019 r.
7.	9/2004	Terliczka	12 sierpnia 2004 r.	12 sierpnia 2029 r.
8.	22/2001	Wola Obszańska	31 grudnia 2001 r.	31 grudnia 2026 r.
9.	107/94	Żołynia-Leżajsk	22 lipca 1994 r.	22 lipca 2019 r.

Tabela nr 3: Rejon Monoklina Przedsudecka

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	112/93	Bogdaj-Uciechów	21 czerwca 1993 r.	21 czerwca 2018 r.
2.	5/2003	Brońsko	3 września 2003 r.	3 września 2028 r.
3.	253/93	Górzycza	31 grudnia 1993 r.	31 grudnia 2018 r.
4.	102/93	Grochowice	21 czerwca 1993 r.	21 czerwca 2018 r.
5.	6/2000	Kościan S	17 maja 2000 r.	17 maja 2030 r.
6.	102/94	Paproć	27 czerwca 1994 r.	27 czerwca 2019 r.
7.	172/94	Radlin	27 sierpnia 1994 r.	27 sierpnia 2019 r.
8.	3/2004	Wielichowo	17 lutego 2004 r.	17 lutego 2029 r.
9.	17/95	Wilków	31 maja 1995 r.	31 maja 2020 r.
10.	143/93	Załęcze	21 czerwca 1993 r.	21 czerwca 2018 r.
11.	44/96	Zielin	31 października 1996 r.	31 października 2011 r.
12.	103/93	Żuchłów	21 czerwca 1993 r.	21 czerwca 2018 r.

Tabela nr 4: Niecka Szczecińska

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	6/97	BMB	4 kwietnia 1997 r.	4 kwietnia 2032 r.
2.	15/2004	Lubiatów	30 listopada 2004 r.	30 listopada 2029 r.
3.	18/2004	Międzychód	22 grudnia 2004 r.	22 grudnia 2029 r.
4.	51/96	Rózańsko	7 stycznia 1997 r.	7 stycznia 2027 r.

13.2.3 Koncesje na bezzbiornikowe magazynowanie gazu**Tabela nr 1: Rejon Karpaty**

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	97/93	Strachocina II	21 czerwca 1993 r.	21 czerwca 2018 r.

Tabela nr 2: Rejon Przedgórze

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	98/93	Brzeźnica II PMG	21 czerwca 1993 r.	21 czerwca 2018 r.
2.	189/94	Husów	26 sierpnia 1994 r.	26 sierpnia 2019 r.
3.	22/99/m	Jaśniny N	19 maja 1995 r.	19 maja 2024 r.
4.	190/94	Swarzów	27 sierpnia 1994 r.	27 sierpnia 2019 r.

Tabela nr 3: Rejon Monoklina Przedsudecka

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	11/95	Wierzchowice	22 maja 1995 r.	22 maja 2035 r.

Tabela nr 4: Rejon Niecka Mogileńsko-Lódzka

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	176/94	Mogilno	27 maja 1995 r.	27 maja 2025 r.

Tabela nr 5: Rejon Synekliza Bałtycka

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	19/2001/m	Kosakowo	31 stycznia 2001 r.	1 stycznia 2028 r.

13.2.4 Koncesje na składowanie odpadów w górotworze**Tabela nr 1: Rejon Przedgórze**

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	23/99/s	Husów-Albigowa-Krasne VII VIIa	19 maja 1999 r.	19 maja 2019 r.
2.	11/2001/s	Podborze-Partynia	20 listopada 2001 r.	20 listopada 2026 r.

Tabela nr 2: Rejon Monoklina Przedsudecka

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	12/2003/s	Borzęcin	4 grudnia 2003 r.	4 grudnia 2033 r.

Tabela nr 3: Rejon Niecka Lubelska

Lp.	Numer koncesji	Obszar, którego dotyczy koncesja	Data wydania koncesji	Data ważności koncesji
1.	3/2002/s	Świdnik	20 września 2002 r.	20 września 2027 r.

13.2.5 Opłaty z tytułu koncesji

W tabeli poniżej przedstawione zostały łączne opłaty z tytułu koncesji wymaganych przez Prawo Geologiczne i Górnicze, jakie zostały uiszczone przez Spółkę w latach 2002 – I kw. 2005.

w tys. zł

Lp.	Rodzaj koncesji	I kw. 2005	2004	2003	2002
1.	Koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego (w tym z tytułu użytkowania górniczego)	828,48 (773,23)	2.649,06 (758,22)	2.069,22 (1.241,25)	3.631,70 (1.276,13)
2.	Koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego	35,78	1.572,28	169,26	5,00
3.	Koncesje na bezzbiornikowe magazynowanie gazu	196,80	196,80	196,80	1.123,40
4.	Koncesje na składowanie odpadów w górotworze	56,91	56,91	211,40	22,88
	Razem	1.117,97	4.475,05	2.646,68	4.782,98

13.3 Pozwolenia na korzystanie ze środowiska

13.3.1 Emitent

Na dzień 31 marca 2005 r., Emitent posiadał następujące rodzaje pozwoleń wymaganych przez Prawo Ochrony Środowiska:

- pozwolenia na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza;
- pozwolenia wodnoprawne na wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi, w tym pozwolenia wodnoprawne na pobór wody podziemnej lub powierzchniowej, pozwolenia wodnoprawne na odprowadzanie ścieków socjalno-bytowych, technologicznych, wód opadowych lub wód złożowych;
- pozwolenia na wytwarzanie odpadów, w tym pozwolenia na wytwarzanie odpadów niebezpiecznych oraz decyzje zatwierdzające programy gospodarki odpadami niebezpiecznymi; oraz
- pozwolenia na emitowanie hałasu do środowiska.

W tabelach poniżej, z podziałem na rodzaje, przedstawiono najistotniejsze pozwolenia Emitenta.

Tabela nr 1: Pozwolenia na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza

Lp.	Obiekt, którego dotyczy pozwolenie	Organ, który wydał pozwolenie	Data wydania pozwolenia	Data ważności pozwolenia
	Oddział w Odolanowie	Starosta Ostrowski	14 sierpnia 2001 r.	31 grudnia 2005 r.
	Oddział w Sanoku - Ośrodek Kopalni Ropy Naftowej Grobla w Zielonej	Urząd Wojewódzki w Krakowie	15 września 1995 r.	31 grudnia 2005 r.
	Oddział w Sanoku - Ośrodek Grupowy G-9 Kopalni Ropy Grobla w Woli Drwińskiej	Urząd Wojewódzki w Krakowie	26 czerwca 1996 r.	31 grudnia 2005 r.
	Oddział w Sanoku - Ośrodek Grupowy G-81 Kopalni Ropy Grobla w Zielonej	Urząd Wojewódzki w Krakowie	26 czerwca 1996 r.	31 grudnia 2005 r.
	Oddział w Sanoku - Ośrodek Grupowy G-87 Kopalni Ropy Grobla w Zielonej	Urząd Wojewódzki w Krakowie	26 czerwca 1996 r.	31 grudnia 2005 r.
	Oddział w Sanoku - Kopalnia Gazu Ziemnego Przemysł Zachód w Przemysłu	Prezydent Miasta Przemysłu	8 sierpnia 2001 r.	31 grudnia 2005 r.
	Oddział w Sanoku - Kopalnia Gazu Ziemnego Tarnów I w Koszycach Wielkich	Starostwo Powiatowe w Tarnowie	30 września 2003 r.	31 sierpnia 2013 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Kopalnia Gazu Ziemnego Dębno	Zachodniopomorski Urząd Wojewódzki w Szczecinie	8 października 2003 r.	31 października 2013 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Kopalnia Gazu Ziemnego Dębno – strefy przyodwiertowe Barnówko, Buszewko, Mostno, Różańsko i Cychry oraz Ośrodek Kopalń Sulisław	Starostwo Powiatowe w Myśliborzu	10 stycznia 2000 r.	31 stycznia 2005 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Kopalnia Gazu Ziemnego Borzęcin	Wojewoda Wrocławski	21 maja 1997 r.	31 grudnia 2005 r.
	Oddział w Zielonej Górze –	Starosta Trzebnicki	28 września 2001 r.	31 grudnia 2005 r.

	Kopalnia Gazu Ziemnego Borzęcin			
	Oddział w Zielonej Górze – Podziemny Magazyn Gazu Wierzchowice	Starosta Milicki	25 stycznia 1999 r.	31 grudnia 2008 r.

Tabela nr 2: Pozwolenia wodnoprawne

Lp.	Obiekt, którego dotyczy pozwolenie	Organ, który wydał pozwolenie	Data wydania pozwolenia	Data ważności pozwolenia
	Oddział w Odolanowie	Starosta Ostrowski	3 września 2001 r.	31 grudnia 2010 r.
	Oddział w Odolanowie	Urząd Wojewódzki w Kaliszu	22 grudnia 1998 r.	31 grudnia 2008 r.
	Oddział w Sanoku – Oczyszczalnia Ścieków Sanitarnych NEBRASKA w Husowie	Starosta Łańcucki	4 września 2000 r.	31 sierpnia 2010 r.
	Oddział w Sanoku – Podziemny Magazyn Gazu Ziemnego Husów w m. Markowa	Starostwo Powiatowe w Łańcucie	17 grudnia 2001 r.	30 grudnia 2010 r.
	Oddział w Sanoku – Kopalnia Strachocina	Urząd Wojewódzki w Krośnie	22 kwietnia 1992 r.	31 grudnia 2007 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Kopalnia Gazu Borzęcin w Karnicach	Urząd Wojewódzki we Wrocławiu	10 maja 1994 r.	31 grudnia 2010 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Ośrodek Centralny w Barnówku Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego w Dębnie	Starostwo Powiatowe w Myśliborzu	5 października 2000 r.	30 września 2005 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Ośrodek Centralny w Barnówku Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego w Dębnie	Starostwo Powiatowe w Myśliborzu	2 marca 1999 r.	30 marca 2009 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Kopalnia Gazu, Ośrodek Grupowy Radziądz, Zakład w Borzęcinie	Starosta Trzebnicki	29 sierpnia 2003 r.	31 grudnia 2015 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Podziemny Magazyn Gazu w Wierzchowicach	Starosta Milicki	4 lipca 2000 r.	31 grudnia 2005 r.

Tabela nr 3: Pozwolenia na wytwarzanie odpadów

Lp.	Obiekt, którego dotyczy pozwolenie	Organ, który wydał pozwolenie	Data wydania pozwolenia	Data ważności pozwolenia
	Centrala – obiekty przy ul. Kruczej 6/14 oraz Kasprzaka 25, w Warszawie	Prezydent m. st. Warszawy	27 stycznia 2004 r.	31 grudnia 2013 r.
	Oddział w Odolanowie	Starosta Ostrowski	20 sierpnia 2002 r.	20 sierpnia 2012 r.
	Oddział w Sanoku – Kopalnia Gazu Ziemnego Husów	Starostwo Powiatowe w Łańcucie	12 maja 2004 r.	31 maja 2014 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Kopalnia Gazu Ziemnego Borzęcin	Starosta Trzebnicki	9 lipca 2002 r.	31 grudnia 2007 r.
	Oddział w Zielonej Górze – Kopalnia Gazu Ziemnego Borzęcin	Starosta Trzebnicki	19 sierpnia 2002 r.	31 grudnia 2007 r.

Tabela nr 4: Pozwolenia na emitowanie hałasu do środowiska

Lp.	Obiekt, którego dotyczy pozwolenie	Organ, który wydał pozwolenie	Data wydania pozwolenia	Data ważności pozwolenia
	Budynek przy ul. Kruczej 6/14, w Warszawie	Prezydent m. st. Warszawy	23 października 2003 r.	1 października 2013 r.

W tabelach poniżej przedstawione zostały łączne opłaty uiszczone przez Spółkę z tytułu wydanych pozwoleń w latach 2003-I kw. 2005 (w roku 2002 opłaty tego rodzaju nie były ponoszone przez Spółkę) oraz opłaty uiszczone przez Spółkę z tytułu korzystania ze środowiska w latach 2002-I kw. 2005.

Tabela nr 1: Oplaty za wydane pozwolenia**w zł**

Oplaty	I kw. 2005	2004	2003
Centrala PGNiG	0	0	2.000
ROP Warszawa	0	6.000	0
ROP Gdańsk	0	0	0
ROP Tarnów	0	11.050	10.106
Oddział w Odolanowie	0	0	2.000
Zakład Robót Górniczych w Krośnie	0	0	33
ROP Świerklany	0	0	0
ROP Poznań	0	44.278	0
ROP Wrocław	0	0	0
Oddział w Sanoku	1.760	9.850	3.140
Oddział w Zielonej Górze	4.190	20.192	33.848
Razem	5.950	91.370	51.127

Tabela nr 2: Oplaty za korzystanie ze środowiska**w zł**

Oplaty	I kw. 2005	2004	2003	2002
Centrala PGNiG	394	1.665	776	674
ROP Warszawa	9.006	26.486	31.813	28.865
ROP Gdańsk	734	3.128	2.896	2.812
ROP Tarnów	14.420	59.547	18.263	15.369
Oddział w Odolanowie	12.829	62.166	60.423	53.981
Zakład Robót Górniczych w Krośnie	2.464	11.704	9.057	12.859
ROP Świerklany	1.178	6.817	7.467	10.745
ROP Poznań	3.205	12.403	11.975	12.800
ROP Wrocław	11.518	17.407	17.289	14.698
Oddział w Sanoku	14.599	65.909	48.711	87.671
Oddział w Zielonej Górze	139.051	621.388	403.033	313.414
Razem	209.398	888.620	611.721	553.888

13.3.2 Spółki Gazownictwa oraz EuRoPol GAZ

Na dzień 31 marca 2005 r., Spółki Gazownictwa oraz EuRoPol GAZ posiadały analogiczne do pozwoleń Emitenta pozwolenia wymagane przez Prawo Ochrony Środowiska. Pozwolenia te nie odgrywają jednak większej roli w działalności Grupy PGNiG.

W tabelach poniżej przedstawione zostały łączne opłaty uiszczone przez Spółki Gazownictwa z tytułu wydanych pozwoleń w latach 2003-I kw. 2005 (w roku 2002 opłaty tego rodzaju nie były ponoszone przez Spółki Gazownictwa) oraz opłaty uiszczone przez Spółki Gazownictwa z tytułu korzystania ze środowiska w latach 2002-I kw. 2005. Spółka nie posiada danych na temat opłat uiszczanych przez EuRoPol GAZ.

Tabela nr 1: Oplaty za wydane pozwolenia**w zł**

Oplaty	I kw. 2005	2004	2003
DSG Sp. z o.o.	0	0	0
GSG Sp. z o.o.	0	20	4.000
KSG Sp. z o.o.	0	2.399	2.076
MSG Sp. z o.o.	0	2.000	0
PSG Sp. z o.o.	1.000	3.000	288
WSG Sp. z o.o.	0	25	5

Razem	1.000	7.444	6.369
--------------	--------------	--------------	--------------

Tabela nr 2: Opłaty za korzystanie ze środowiska

w zł

Opłaty	I kw. 2005	2004	2003	2002
DSG Sp. z o.o.	4.402	17.526	20.333	24.348
GSG Sp. z o.o.	5.563	30.924	33.600	30.877
KSG Sp. z o.o.	12.941	42.850	42.740	44.467
MSG Sp. z o.o.	7.977	30.720	35.242	34.814
PSG Sp. z o.o.	3.729	21.684	27.124	20.557
WSG Sp. z o.o.	9.843	23.963	23.243	31.160
Razem	44.455	167.667	182.282	186.223

14 INFORMACJE O NAJISTOTNIEJSZYCH POSIADANYCH PATENTACH, LICENCJACH I ZNAKACH TOWAROWYCH

14.1 Patenty i wzory użytkowe

Na dzień 31 marca 2005 r., Emitent był uprawniony z 2 patentów. Patenty zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela nr 1: Opatentowane wynalazki PGNiG

Lp.	Nazwa patentu	Numer patentu	Data zgłoszenia
1.	Małośrednicowy przewód eksploatacyjny	181722	18 marca 1997 r.
2.	Sposób eksploatacji niskowydajnych zawadniających się odwiertów gazowych	182139	26 czerwca 1997 r.

Ponadto, na dzień 31 marca 2005 r., Emitent zgłosił do opatentowania 8 wynalazków. Wynalazki zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela nr 2: Wynalazki zgłoszone przez PGNiG do opatentowania

Lp.	Nazwa patentu	Numer zgłoszenia	Data zgłoszenia
1.	Zawór oddechowy	328839	24 września 1998 r.
2.	Sposób wydzielania siarki w procesach usuwania siarkowodoru z gazów metodami REDOX	333551	1 czerwca 1999 r.
3.	Sposób filtrowania piaszczących odwiertów gazowych lub ropnych, filtr do piaszczących odwiertów gazowych lub ropnych i sposób wytwarzania tego filtru (wynalazek zgłoszony wspólnie z Instytutem Górnictwa Odkrywkowego POLTEGOR-INSTYTUT)	333756	14 czerwca 1999 r.
4.	Sposób likwidowania rurociągu, zwłaszcza podziemnego ropociągu	339386	30 marca 2000 r.
5.	Sposób zabezpieczenia powierzchni terenu przed migracją gazu wokół odwiertu	339387	30 marca 2000 r.
6.	Sposób adaptacji otworu wiertniczego na otworowy wymiennik ciepła	340067	8 maja 2000 r.
7.	Sposób i urządzenie do sprężania gazu	349167	14 sierpnia 2001 r.
8.	Sposób wytwarzania środka podszadzkowego do zabiegów hydraulicznego szczelinowania (wynalazek został zgłoszony wspólnie z Instytutem Nafty i Gazu)	351218	17 grudnia 2001 r.

Przedstawione w tabelach powyżej wynalazki to zarówno wynalazki dotyczące budowy, kształtu lub zestawienia przedmiotów o trwałej postaci (tzw. wynalazki konstrukcyjne) jak i określone sposoby postępowania (tzw. wynalazki technologiczne) wykorzystywane przez Spółkę w ramach prowadzonej przez nią działalności. Z chwilą uzyskania patentów Spółka nabyła (lub nabędzie – w przypadku wynalazków, w odniesieniu do których procedura jest w toku) wyłączne prawo korzystania z przedmiotowych wynalazków w sposób zarobkowy lub zawodowy na całym terytorium Polski. Uzyskanie ww. patentów wyłączyło możliwość korzystania z przedmiotowych wynalazków przez osoby trzecie, chyba że za zgodą Spółki i co do zasady za wynagrodzeniem (co daje Spółce możliwość pozyskiwania dodatkowych środków z tytułu udzielanych licencji). Ochrona trwa nieprzerwanie przez okres 20 lat od daty zgłoszenia wynalazku do opatentowania w Urzędzie Patentowym.

W odniesieniu do wynalazków zgłoszonych do opatentowania, z chwilą zgłoszenia ww. wynalazków do opatentowania w Urzędzie Patentowym, PGNiG uzyskał pierwszeństwo do uzyskania patentów na przedmiotowe wynalazki, oczywiście pod warunkiem, iż żaden inny podmiot już wcześniej nie nabył takiego pierwszeństwa, tj. nie dokonał uprzedniego zgłoszenia do opatentowania analogicznych wynalazków.

Na dzień 31 marca 2005 r. PGNiG był uprawniony z praw ochronnych na 3 wzory użytkowe. Wzory użytkowe zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela nr 3: Wzory użytkowe PGNiG

Lp.	Nazwa wzoru użytkowego	Numer prawa ochronnego	Data zgłoszenia
1.	Pochwa termometryczna głowicy eksploatacyjnej	60272	22 lipca 1997 r.
2.	Dozownik	60267	30 lipca 1998 r.
3.	Kulowy przełącznik dwuprzelotowy	60964	9 czerwca 2000 r.

Poprzez uzyskanie praw ochronnych na przedstawione w tabeli powyżej wzory użytkowe, tj. nowe i użyteczne rozwiązania o charakterze technicznym, dotyczące kształtu, budowy lub zestawienia przedmiotu o trwałej postaci, Spółka nabyła wyłączne prawo do korzystania z przedmiotowych wzorów użytkowych, w sposób zarobkowy lub zawodowy, na całym terytorium Polski. Uzyskanie ww. praw ochronnych wyłączyło możliwość korzystania z przedmiotowych wzorów użytkowych przez osoby trzecie, chyba że za zgodą Spółki i co do zasady za wynagrodzeniem (co daje Spółce możliwość pozyskiwania dodatkowych środków z tytułu udzielanych licencji). Czas trwania ww. praw ochronnych wynosi 10 lat od daty zgłoszenia wzoru użytkowego w Urzędzie Patentowym.

14.2 Licencje

Na dzień 31 marca 2005 r., najistotniejszym dla Grupy PGNiG programem komputerowym jest oprogramowanie mySAP Business Suite. Krótka charakterystyka ww. oprogramowania została przedstawiona poniżej.

Oprogramowanie mySAP Business Suite

Licencja na oprogramowanie mySAP Business Suite, które zostało użyte w celu wykonania zintegrowanego systemu zarządzania na podstawie umowy w sprawie wykonania zintegrowanego systemu zarządzania z dnia 31 marca 2004 r., której opis znajduje się w pkt. 10.1.3 niniejszego Rozdziału, została udzielona przez SAP Polska Sp. z o.o. na podstawie umowy licencyjnej z dnia 31 marca 2004 r. Licencja ma charakter niewyłączny. Licencja upoważnia Emitenta do korzystania z oprogramowania wyłącznie w celu przetwarzania transakcji Emitenta i jego 22 spółek zależnych (miedzy innymi DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o.) w ramach prowadzonej przez te podmioty działalności statutowej. Licencja obejmuje terytorium Polski. Licencja została udzielona na czas nieokreślony.

Oprogramowanie mySAP Business Suite to zbiór rozwiązań informatycznych, które dostarczają aplikacji biznesowych zwiększających siłę istniejących relacji partnerskich poprzez integrację osób, informacji i procesów. Oprogramowanie to umożliwia osiąganie spójnych rezultatów w ramach całej sieci biznesowej, a jednocześnie gwarantuje elastyczność konieczną do sprostania stałym zmianom, nieodzownym we współczesnym środowisku biznesowym.

Oprogramowanie mySAP Business Suite umożliwi jednostkom organizacyjnym z Grupy PGNiG przystosowanie prowadzonej przez nie działalności do zmieniających się wymagań klientów oraz rynku. Oprogramowanie mySAP Business Suite wspomaga bowiem zarządzanie relacjami z klientami, dostawcami, partnerami logistycznymi, dostawcami usług finansowych oraz pracownikami. Dzięki temu gwarantuje zwiększenie efektywności tych relacji oraz wzrost ich rentowności. Oprogramowanie mySAP Business Suite zapewni Spółce możliwość natychmiastowego reagowania na zmieniające się wymogi klientów we wszystkich obszarach funkcjonalnych oraz w ramach całego przedsiębiorstwa.

Poza oprogramowaniem wskazanym powyżej, jednostki organizacyjne Grupy PGNiG korzystają z następujących istotnych systemów i aplikacji:

- systemów billingowych służących do rozliczania odbiorców gazu;
- systemów finansowo-księgowych (w tym programów SPRZEFK, FK oraz KOSZTY udostępnionych przez PIĄTKA - Lewandowski, Nowacki, Rusiewicz-Rusiński, Szeleszyński, Zajac Sp. j.);

- systemów umożliwiających prowadzenie gospodarki magazynowej, ewidencji stanów magazynowych i obrotów (w tym Systemu Gospodarki Magazynowej udostępnionego przez Grzegorza Komorowskiego prowadzącego działalność gospodarczą pod nazwą KomInfo Biuro Usług Informatyczno-Księgowych);
- systemów umożliwiających komunikację z bankiem i dokonywanie operacji bankowych;
- aplikacji wspierających pracę biurową (w tym standardowego oprogramowania Microsoft oraz programów antywirusowych);
- systemów wspomagających zarządzanie kadrami (w tym programów KADRY, PŁACE, ROZDZIELNIK KOSZTÓW, DZIAŁ SOCJALNY oraz KASA ZAPOMOGOWO-POŻYCZKOWA udostępnionych przez Przedsiębiorstwo Wdrażania Postępu Technicznego WarSoft Sp. z o.o.);
- aplikacji służących do obsługi map cyfrowych oraz ewidencji i odwzorowania w formie graficznej sieci gazowniczej;
- systemów służących do ewidencji danych dotyczących klientów jednostek organizacyjnych Grupy PGNiG, rejestracji warunków technicznych oraz umów podpisywanych z klientami;
- systemów służących do ewidencji zanieczyszczeń oraz opłat z nimi związanych (w tym oprogramowania Zakładowy Bank Zanieczyszczeń Środowiska udostępnionego przez ATMOTERM S.A.);
- systemów służących do ewidencji sprzedaży i fakturowania;
- systemów służących do ewidencji ilościowo-wartościowej środków trwałych; oraz
- systemów służących do zarządzania siecią oraz, między innymi, do monitorowania i odczytywania danych ze stacji pomiarowych gazu, bilansowania przepływów gazu.

Co do zasady licencje na oprogramowanie komputerowe udostępniane na rzecz jednostek organizacyjnych z Grupy PGNiG: (i) mają charakter niewyłączny, (ii) obejmują terytorium Polski, oraz (iii) są udzielane na czas nieokreślony.

Rola jaką odgrywają poszczególne aplikacje i systemy informatyczne w działalności jednostek organizacyjnych Grupy PGNiG jest uzależniona od funkcjonalności posiadanej przez każdą aplikację lub system. Rodzaje zadań i procesów jakie wspomagają poszczególne grupy aplikacji zostały wskazane powyżej.

14.3 Znaki towarowe

14.3.1 Emitent

Na dzień 31 marca 2005 r., najistotniejszym znakiem towarowym Emitenta był znak zarejestrowany na terytorium Polski w Urzędzie Patentowym pod numerem 98012, tj. aktualne oznaczenie Emitenta, wskazany w tabeli nr 1 poniżej. W najbliższych miesiącach znaczenie ww. znaku będzie systematycznie malało co jest związane z zaplanowanym przez Spółkę procesem rewitalizacji marki: począwszy od końca marca bieżącego roku aktualne oznaczenie Spółki jest zastępowane oznaczeniami zgłoszonymi przez Spółkę do rejestracji w Urzędzie Patentowym pod numerami 289940 oraz 289941, wskazanymi w tabeli nr 2 poniżej.

Ponadto, na dzień 31 marca 2005 r., Emitent oczekiwał na rejestrację kilkunastu znaków towarowych (zarówno na terytorium Polski, jak i poza jej granicami), z których najistotniejsze zostały wskazane w tabeli nr 2 poniżej.

Znaki towarowe Spółki określają pozycję Spółki na rynku, pozwalają wykreować wizerunek Spółki, jej produktów i usług. Znaki towarowe Spółki pozwalają odróżnić produkty i usługi oferowane przez Spółkę od analogicznych produktów i usług jej konkurentów.

Znak towarowy zarejestrowany w Urzędzie Patentowym pod pozycją 98012, tj. stare logo Spółki, jeszcze do niedawna był wykorzystywany jako podstawowe, oficjalne oznaczenie graficzne Spółki. Na dzień 31 marca 2005 r. jest on nadal wykorzystywany jako logo Spółki na wielu podstawowych nośnikach identyfikacji wizualnej takich jak akcydensy biurowe, oznakowanie architektoniczne, czy nośniki promocyjne – wytworzonych przed rozpoczęciem wskazanego powyżej procesu rewitalizacji marki PGNiG. W najbliższych miesiącach, w związku ze wspomnianym powyżej procesem mającym na celu repositionowanie marki PGNiG, a w konsekwencji wzrost wartości marki korporacyjnej, znaczenie tego znaku będzie jednakże malało. Znak jest stopniowo wycofywany i zastępowany znakami zgłoszonymi do rejestracji w Urzędzie Patentowym pod numerami 289940 oraz 289941.

Nowe oznaczenia Spółki, tj. znaki zgłoszone do rejestracji w Urzędzie Patentowym pod numerami 289940 oraz 289941, mają na celu identyfikację Spółki. Zgodnie z przyjętą strategią marki, wprowadzenie nowych znaków

identyfikujących Spółkę ma na celu repozycjonowanie marki PGNiG, nadanie jej nowych, bardziej nowoczesnych i dynamicznych atrybutów wizerunku, a w efekcie wzrost wartości marki. Wraz z postępowaniem wdrażania nowego systemu identyfikacji wizualnej na poszczególnych nośnikach, nowe znaki stopniowo zastępują ww. stare logo Spółki. Nowe oznaczenia będą wykorzystywane we wszystkich przyszłych kampaniach reklamowych Spółki.

Znaki towarowe „GAZ ZIEMNY” oraz „ŹRÓDŁO PRZYJAZNEJ ENERGII” mają na celu identyfikację podstawowego produktu Spółki jakim jest gaz ziemny oraz budowanie pozytywnych skojarzeń związanych z ww. produktem. Znaki te są wykorzystywane do prowadzenia kampanii promocyjnych (w całej Grupie PGNiG) mających na celu niwelowanie negatywnych elementów percepcji produktu takich, jak niebezpieczeństwo, czy wysoka cena oraz do budowania wizerunku produktu zgodnego z jego rzeczywistymi atrybutami.

Tabela nr 1: Najistotniejsze zarejestrowane znaki towarowe PGNiG

Lp.	Nazwa znaku	Numer w rejestrze znaków towarowych	Data zgłoszenia	Rodzaj znaku oraz przykłady towarów lub usług
1.	logo Emitenta 	98012	12 stycznia 1995 r.	znak graficzny zarejestrowany w 39 (usługi w zakresie przesyłania gazu, magazynowania gazu) oraz 42 (usługi dotyczące opiniowania i ekspertyz w zakresie rurociągów wszystkich typów, przesyłu gazu, wierceń i wydobywania gazu i ropy naftowej) klasie towarowej

Tabela nr 2: Najistotniejsze znaki towarowe PGNiG zgłoszone do rejestracji

Lp.	Nazwa znaku	Numer zgłoszenia	Data zgłoszenia	Rodzaj znaku oraz przykłady towarów lub usług
1.	GAZ ZIEMNY 	244859 244860	2 stycznia 2002 r.	znak słowno-graficzny (dwie wersje kolorystyczne) zgłoszony do rejestracji w 4 (gaz ziemny zaazotowany, gaz ziemny wysokometanowy), 37 (usługi budowlane), 39 (przesyłanie paliw gazowych), 40 (poszukiwanie, zagospodarowanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego) oraz 42 (budowa podziemnych magazynów gazu) klasie towarowej
2.	ŹRÓDŁO PRZYJAZNEJ ENERGII 	272063 272064	31 października 2003 r.	znak słowno-graficzny (dwie wersje kolorystyczne) zgłoszony w 1 (produkty chemiczne przeznaczone dla celów przemysłowych), 4 (paliwa i materiały oświetleniowe), 35 (sprzedaż gazu ziemnego), 37 (budowa, remonty i konserwacja rurociągów i gazociągów), 39 (dystrybucja i przesyłanie gazu ziemnego), 40 (przetwarzanie ropy naftowej i gazu ziemnego) oraz 42 (poszukiwanie ropy naftowej i gazu ziemnego) klasie towarowej
3.	PGNiG 	289940	14 stycznia 2005 r.	znak słowno-graficzny zgłoszony do rejestracji w 1 (produkty chemiczne przeznaczone dla przemysłu i prac badawczych), 4 (paliwa, paliwa gazowe), 6 (rudzie metali), 7 (maszyny i obrabiarki dla górnictwa), 11 (urządzenia i instalacje gazowe do oświetlenia, ogrzewania), 12 (pojazdy i części do nich), 16 (publikacje drukowane), 35 (usługi w zakresie sprzedaży paliw, paliw gazowych), 36 (usługi finansowe i ubezpieczeniowe, usługi w zakresie zarządzania nieruchomościami), 37 (usługi budowlane), 38 (usługi telekomunikacyjne), 39 (usługi w zakresie transportu i magazynowania towarów), 40 (usługi w zakresie wytwarzania energii, usługi w zakresie przetwarzania gazu ziemnego i ropy naftowej), 41 (usługi edukacyjne i szkoleniowe), 42 (usługi w zakresie poszukiwań geologicznych) oraz 43 (usługi restauracyjne, usługi hotelarskie) klasie towarowej
4.	nowe logo Emitenta	289941	14 stycznia 2005 r.	znak graficzny zgłoszony do rejestracji w 1 (produkty chemiczne przeznaczone dla przemysłu i prac badawczych), 4 (paliwa, paliwa gazowe), 6 (rudzie metali)

				metali), 7 (maszyny i obrabiarki dla górnictwa), 11 (urządzenia i instalacje gazowe do oświetlania, ogrzewania), 12 (pojazdy i części do nich), 16 (publikacje drukowane), 35 (usługi w zakresie sprzedaży paliw, paliw gazowych), 36 (usługi finansowe i ubezpieczeniowe, usługi w zakresie zarządzania nieruchomościami), 37 (usługi budowlane), 38 (usługi telekomunikacyjne), 39 (usługi w zakresie transportu i magazynowania towarów), 40 (usługi w zakresie wytwarzania energii, usługi w zakresie przetwarzania gazu ziemnego i ropy naftowej), 41 (usługi edukacyjne i szkoleniowe), 42 (usługi w zakresie poszukiwań geologicznych) oraz 43 (usługi restauracyjne, usługi hotelarskie) klasie towarowej
--	---	--	--	---

14.3.2 Spółki Gazownictwa oraz EuRoPol GAZ

Na dzień 31 marca 2005 r., Spółki Gazownictwa korzystały zarówno z oznaczeń zarejestrowanych na ich rzecz jako znaki towarowe, jak i zgłoszonych przez nie do rejestracji na terytorium Polski w Urzędzie Patentowym. Znaki te nie odgrywają jednak większej roli w działalności Grupy PGNiG.

Ponadto na dzień 31 marca 2005 r. DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o. korzystały ze znaku towarowego „ŹRÓDŁO PRZYJAZNEJ ENERGII”, zgłoszonego do rejestracji w Urzędzie Patentowym pod numerem 272063 przez Emitenta, na podstawie odpowiednich umów licencyjnych.

15 INFORMACJE O PROWADZONYCH PRACACH BADAWCZO-ROZWOJOWYCH ORAZ WDROŻENIOWYCH W OKRESIE OSTATNICH 3 LAT I DOKONANIACH W TYM ZAKRESIE

15.1 Prace badawczo-rozwojowe

PGNiG w głównej mierze zleca prowadzenie prac badawczo-rozwojowych specjalistycznym jednostkom naukowym i uniwersytetom, do których należą między innymi następujące placówki:

- Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie;
- Instytut Nafty i Gazu w Krakowie;
- Państwowy Instytut Geologiczny w Warszawie;
- Polska Akademia Nauk;
- Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego;
- Towarzystwo Geosynoptyków „GEOS” w Krakowie;
- Towarzystwo Badania Przemian Środowiska „Geosfera” w Krakowie;
- Uniwersytet Wrocławski.

Z wymienionymi instytucjami PGNiG współpracuje od lat przy rozwiązywaniu problemów z zakresu geologii naftowej oraz przy wdrażaniu nowych technik i technologii do praktycznego wykorzystania w poszukiwaniach i rozpoznawaniu złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz w innych dziedzinach takich jak geochemia, sejsmika, geofizyka wiertnicza, wiertnictwo oraz gazownictwo. Wykonane w ostatnich latach prace badawczo - rozwojowe znalazły zastosowanie między innymi do:

- zwiększenia dokładności analiz i ocen basenów sedimentacyjnych pod kątem zmienności środowiska sedimentacyjnego, możliwości powstawania struktur i pułapek złożowych, określenia wielkości potencjału generacyjnego skał macierzystych dla ropy i gazu ziemnego oraz modelowania procesów powstawania, migracji i akumulacji węglowodorów, tj. czynników determinujących możliwość powstawania złóż ropy i gazu;
- opracowania złożonych procedur przetwarzania i interpretacji wyników prac sejsmicznych 2D i 3D dla wiernego odwzorowania położenia i geometrii obiektów złożowych, występujących w skomplikowanych warunkach strukturalnych oraz wyboru obszarów do nowych prac sejsmicznych, w których formacje złożowe charakteryzują się dobrymi cechami zbiornikowymi, a ich ocena wskazuje na nasycenie płynami

złożowymi. Wyniki tych prac wykorzystuje się bezpośrednio w projektach nowych prac sejsmicznych i geologicznych, a zwłaszcza do uściślenia lokalizacji i cech zbiornikowych pułapki złożowej;

- rozpoznawania struktur geologicznych i ich rozwoju tektonicznego na podstawie głębokich sondowań sejsmicznych oraz prac grawimetrycznych i magnetotellurycznych;
- bieżącej interpretacji geofizyki wiertniczej w oparciu o specjalistyczne badania parametrów skał i płynów złożowych (np. jądrowy rezonans magnetyczny, dyfrakcja rentgenowska, spektrometria masowa i chromatografia gazowa, porozymetria, przepływy fazowe i inne rodzaje badań);
- badania własności zbiornikowych, filtracyjnych oraz charakterystyki systemu przepływów płynów w skałach zbiornikowych dla odkrywanych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego pod kątem przygotowania danych do budowy modelu statycznego i dynamicznego złoża oraz symulacji przyszłej eksploatacji złoża;
- doboru optymalnych parametrów wiercenia, opracowania nowych rodzajów płuczek, zaczynów cementowych, konstrukcji otworów i technologii wierceń z uwzględnieniem budowy geologicznej, ciśnień porowych i gradientów szczelinowania, czyli elementów, które mogą decydować o bezawaryjnym, bezpiecznym prowadzeniu wiercenia i dowiercania optymalną średnicą oraz odpowiednimi płuczkami do poszczególnych poziomów złożowych, jak również skutecznego cementowania kolumn rur okładzinowych;
- weryfikacji zatwierdzonych zasobów gazu ziemnego w Polsce z zastosowaniem kilku metod ich szacowania;
- badania stanu możliwych zanieczyszczeń i sposobów ograniczenia oraz usuwania i utylizacji wynikających z niekorzystnego wpływu prac poszukiwawczych i rozpoznawczych na środowisko naturalne. Prace te wykonywane były sukcesywnie na wytypowanych obszarach kilkunastu czynnych kopalń ropy i gazu oraz w ponad trzydziestu miejscach po zlikwidowanych wierceniach (głównie badań odpadów i ścieków), połączonych z dopracowaniem metodyki badań i interpretacji wyników dostosowanych do aktualnych krajowych i unijnych wymogów ochrony środowiska;
- zagospodarowania wód złożowych wydobywanych w procesie eksploatacji złóż, w sposób minimalizujący zanieczyszczenie wód powierzchniowych i gleby substancjami ropopochodnymi;
- wprowadzenia i praktycznego zastosowania w warunkach złożowych nowatorskich metod selektywnego odciążenia wody przy użyciu blokatorów (emulsji) żelujących;
- likwidacji dołów urobkowych znajdujących się na terenie działalności Oddziału w Sanoku przy użyciu flory autochtonicznej;
- usuwania osadów z odwiertów, udrażniania strefy przyodwiertowej oraz usuwania osadów parafinowych z wyposażenia wgłębnego przy użyciu technologii mikrobiologicznych;
- określania i wprowadzania do stosowania optymalnej metody ochrony rur z zawartością chromu podczas zabiegów kwasowania;
- wskazania optymalnych wariantów pozyskania gazu zaazotowanego z małych złóż na Niżu Polskim oraz do przeprowadzenia oceny ekonomicznej kilku metod odazotowania gazu ziemnego;
- optymalizacji procesów eksploatacyjnych w wyniku czego możliwe będzie osiągnięcie wysokiego stopnia szczyrpania złóż.

Ogólny koszt poniesiony przez PGNiG na finansowanie prac badawczo-rozwojowych w okresie ostatnich trzech lat wyniósł 24.500 tys. zł.

15.2 Prace wdrożeniowe w latach 2002 – 2004

Oprócz prac badawczo-rozwojowych realizowanych przez PGNiG, w ostatnich latach przeprowadzono w ramach budowy marki i wizerunku firmy następujące istotne prace wdrożeniowe, na łączną kwotę 238,9 tys. zł:

- przeprowadzenie audytu bazowego marki PGNiG - wykonany przez Instytut Marki Polskiej. Koszt realizacji 93.500 zł;
- badanie wizerunku marki PGNiG wśród klientów - wykonane przez spółkę ARC Rynek i Opinia Sp. z o.o. Koszt realizacji 38.500 zł;
- badanie wizerunku marki PGNiG wśród pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG - wykonane przez CASE Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych. Koszt realizacji 38.800 zł;

- badanie postrzegania i ocena znaku firmowego PGNiG S.A. na tle innych znaków firmowych -wykonane przez Pentor Instytut Badania Opinii i Rynku S.A. Koszt realizacji 26.100 zł;
- badanie postrzegania dwóch znaków graficznych: Primen i Erga oraz świadomości marki - wykonane przez SMG/KRC Poland. Koszt realizacji 42.000 zł.

16 OPIS GŁÓWNYCH INWESTYCJI KRAJOWYCH I ZAGRANICZNYCH

16.1 Nakłady inwestycyjne w latach 2001 – 2004

W latach 2001 – 2004 nakłady inwestycyjne Grupy PGNiG wyniosły łącznie 5.115 mln. zł.

Poniższa tabela przedstawia zestawienie nakładów inwestycyjnych dla Grupy Kapitałowej PGNiG w podziale na główne segmenty działalności.

Nakłady inwestycyjne Grupy PGNiG w latach 2001–2004 (w mln PLN)

	2004	2003	2002	2001	Razem
Poszukiwanie i wydobywanie	562	626	619	724	2.531
Przesył	215	227	166	274	882
Magazynowanie	32	43	113	141	329
Dystrybucja	430	356	293	294	1.373
Razem	1.239	1.252	1.191	1.433	5.115

Źródło: PGNiG.

W latach 2001 – 2004 inwestycje o największej wartości zrealizowano w segmencie poszukiwań i wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej oraz w segmencie dystrybucji. W pierwszym kwartale 2005 roku poniesione przez Grupę PGNiG nakłady inwestycyjne w obszarach przesyłu, magazynowania oraz zagospodarowania i wydobywania wyniosły odpowiednio: 19.866,9 tys. zł, 2.992,1 tys. zł i 27.532,4 tys. zł. Nakłady inwestycyjne na poszukiwania wyniosły w pierwszym kwartale 2005 roku 62,2 mln zł.

Zestawienie nakładów inwestycyjnych w segmencie poszukiwań i wydobywania przedstawia poniższa tabela.

Nakłady inwestycyjne w zakresie poszukiwania i wydobywania w latach 2001-2004 (w mln PLN)

	Poszukiwania i rozpoznanie			Zagospodarowanie i wydobywanie	Razem
	krajowe	Zagraniczne	Razem		
2001	539	21	560	164	724
2002	436	4	440	179	619
2003	443	1	444	182	626
2004	421	1	422	140	562
Razem	1.839	27	1.866	665	2.531

Źródło: PGNiG.

W latach 2001-2004 i pierwszym kwartale 2005 r. nakłady inwestycyjne w sektorze dystrybucji gazu poniesione przez jednostki organizacyjne - Spółki Gazownictwa wyniosły łącznie 1.417,1 mln PLN. Zestawienie nakładów inwestycyjnych w tym segmencie przedstawia poniższa tabela:

Nakłady inwestycyjne Spółek Gazownictwa (w mln PLN)

	I kw. 2005	2004	2003	2002*	2001*	Razem
KSG Sp. z o.o.	7,5	68,9	75,3	59,7	73,5	284,9
MSG Sp. z o.o.	10,7	86,3	64,6	66,9	64,9	293,4
WSG Sp. z o.o.	10,5	57,5	64,9	55,9	56,9	245,7
GSG Sp. z o.o.	6,7	75,9	57,8	33,7	38,0	212,1
DSG Sp. z o.o.	4,9	98,3	55,4	51,8	32,7	243,1
PSG Sp. z o.o.	3,1	43,8	37,6	25,0	28,4	137,9

Razem	43,4	430,7	355,6	293,0	294,4	1.417,1
--------------	-------------	--------------	--------------	--------------	--------------	----------------

Źródło: PGNiG.

*Do 1 stycznia 2003 r. – oddziały Spółki.

W segmencie przesyłu i magazynowania inwestycje o największej wartości w latach 2001-2004 dotyczyły sieci gazociągowej oraz podziemnych magazynów gazu ziemnego.

Szczegółowe informacje w zakresie obszarów inwestycji w segmencie przesyłu i magazynowania prezentuje poniższa tabela.

Nakłady inwestycyjne w segmencie przesyłu i magazynowania w latach 2001-2004

w mln PLN

	2004	2003	2002	2001	Razem
Sieć gazociągowa	109,0	156,4	96,8	116,7	478,9
Obiekty systemowe	75,6	59,7	55,5	126,1	316,9
Magazyny	31,9	42,7	112,7	141,2	328,5
Inne	30,8	11,0	14,1	31,3	87,2
Razem	247,3	269,8	279,1	415,3	1.211,5

Źródło: PGNiG.

Emitent poprzez spółkę EuRoPol GAZ uczestniczył również w inwestycjach w budowę polskiej części Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, jednak nie ponosił on bezpośrednio kosztów związanych z programem inwestycyjnym dla tego projektu. Emitent udzielał pożyczek na rzecz EuRoPol GAZ na ten cel. Inwestycje w tym zakresie dokonywane były przez spółkę EuRoPol GAZ. Informacje o wartości nakładów inwestycyjnych dotyczących tego projektu w latach 2001–2004 przedstawia poniższa tabela.

Nakłady inwestycyjne na budowę części Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia znajdującej się na terytorium Polski w latach 2001 – 2004 (w mln USD)

Rok	w mln USD
2001	39,6
2002	10,5
2003	126,0
2004	119,4
Razem	295,5

Szczegółowe zestawienie najważniejszych realizowanych w latach 2001 – 2004 projektów inwestycyjnych, w poszczególnych obszarach działalności Spółki, zawiera poniższa tabela.

w tys. PLN

	2004	2003	2002	2001	Razem 2001-2004
Przesył i podziemne magazyny gazu (PMG)					
Magazyny	-	-	-	-	-
PMG Wierchowice	2.371	12.894	85.213	109.959	210.526
PMG Mogilno	29.436	29.341	24.889	25.805	109.471
Gazociągi systemowe	-	-	-	-	-
Układ przesyłowy DN 500 Włocławek - Gdynia	32.364	27.545	9.591	16.778	86.277
DN 1000 Wierchowice - Odolanów	-	-	-	28.860	28.860
Modernizacja DN 200 Oświęcim - Zabierzów	-	-	-	9.686	9.686
DN 500 Goleniów - Nowogard	-	-	2.681	6.261	8.942
DN 500 Gliwice - Zabrze	-	-	8.952	1.968	10.920
DN 300 KGZ Kościan - EC Zielona Góra	20.695	83.806	6.116	-	110.617
Modernizacja DN 150 Płoty - Gorzysław	12.299	11.944	-	-	24.244
DN 400 Mory - Piotrków Trybunalski	3.866	2.469	-	265	6.600
Układy przyłączeniowe	-	-	-	-	-
EC Rzeszów	-	247	6.053	-	6.300
EC Lublin Wrotków	-	-	-	14.366	14.366

Obwodnica do EC Siedlce	-	-	2.815	7.793	10.608
KGZ Stężycza	-	-	7.693	766	8.459
Gazyfikacja gminy Police	4.468	-	-	3.216	7.684
DN 200 Skierniewice - Łowicz	9.099	2.152	-	-	11.251
Obiekty systemowe	-	-	-	-	-
Układy pomiarowe na SRP	11.034	10.989	6.375	-	28.398
System SCADA na SRP	6.296	4.827	-	-	11.123
Systemy łączności bezprzewodowej	-	-	4.222	9.914	14.136
Węzeł Lasów	-	-	-	62.181	62.181
Tłocznia Jeleniów	-	-	-	24.348	24.348
Tłocznia Krzywa	-	-	-	34.490	34.490
Instalacja osuszania gazu w tłoczni Maćkowice	14.690	-	-	-	14 690
Modernizacja węzła Końskowola	5.804	1.807	-	-	7.611
Pozostałe zadania	-	-	-	-	-
Budowa budynku COT	-	-	18.447	-	18.447
Przestawienia odbiorców	950	19.231	2.712	-	22.893
Wdrożenie ZSZ (zintegrowanego systemu zarządzania)	15 494	-	-	-	15.494
Poszukiwania i wydobywanie	2004	2003	2002	2001	2001-2004
Zagospodarowanie złóż	-	-	-	-	-
Dębno	-	27.529	61.424	16.324	105.277
Stężycza	-	-	894	23.411	24.305
Mełgiew, Ciecierzyn	-	12.557	39.929	6.990	59.476
Kościan - Brońsko	47.922	43.734	33 085	49.211	173.952
Lubiatów - Międzychód - Grotów	10.425	-	-	-	10.425
Projekt Kostrzyn (KGZ Zielin, Górzycza)	5.222	2.307	-	-	7.529
Modernizacje i rozbudowa kopalń	-	-	-	-	-
Modernizacja tłoczni KGZ Załęcze	-	-	4.520	7.732	12.252
Modernizacja tłoczni KGZ Żuchłów	-	-	9.217	12.970	22.187
Rozbudowa KGZ Dzików	3.925	23.451	-	-	27.376
Rozbudowa KGZ Kuryłówka	8.445	7.911	-	-	16.356
Rozbudowa KGZ Wola Obszańska	3.303	20.898	-	-	24.201
Odazotowanie gazu	-	-	-	-	-
Modernizacja instalacji kriogenicznej Odolanów	-	2.543	2.755	-	5.298
Mieszalnia gazu Grodzisk	9.996	225	-	-	10.221
Rozbudowa tłoczni KRIO Odolanów	5.019	-	-	-	5.019

16.2 Nakłady kapitałowe PGNiG w latach 2001-2005

Tworzenie/podwyższanie kapitału zakładowego	Lata					Metody finansowania
	2005	2004	2003	2003	2001	
PGNiG Przesył	-	37.920.000 (37.920 udziałów)	-	-	-	gotówka 50.000 zł, aport 37.869.960,00
Geovita Sp. z o.o.	-	85.814.000 (85.814 udziałów)	50.000 (50 udziałów)	-	-	gotówka 50.000 zł, aport 85.814.000
DSG Sp. z o.o.	-	-	70.043.000 (70.043 udziałów)	481.065.000 (481.065 udziałów)	-	gotówka 50.000 zł, aport 551.058.000 zł
GSG Sp. z o.o.	-	-	74.062.000 (74.062 udziałów)	1.214.291.000 (1.214.291 udziałów)	-	gotówka 50.000 zł, aport 1288.353.000 zł
KSG Sp. z o.o.	-	-	155.306.000	1.410.849.000	-	gotówka 50.000 zł,

Tworzenie/podwyższenie kapitału zakładowego	Lata					Metody finansowania
	2005	2004	2003	2003	2001	
			(155.306 udziałów)	(1.410.849 udziałów)		aport 1.566.155.000 zł
MSG Sp. z o.o.	-	-	118.443.000 (118.443 udziałów)	879.348.000 (879.348 udziałów)	-	gotówka 50.000 zł, aport 997.791.000 zł
PSG Sp. z o.o.	-	-	45.406.000 (45.406 udziałów)	517.234.000 (517.234 udziałów)	-	gotówka 50.000 zł, aport 562.640.000 zł
WSG Sp. z o.o.	-	-	150.756.000 (150.756 udziałów)	713.265.000 (713.265 udziałów)	-	gotówka 50.000 zł, aport 864.021.000 zł
Dewon ZSA	-	-	-	-	179.490 USD (43.656 akcji)	gotówka
IZOSTAL S.A.	-	-	-	400.000 (4.000 akcji)	-	konwersja wierzycelności
Walcownia Rur "JEDNOŚĆ" Sp. z o.o.	-	-	5.800.000 (580 udziałów)	7.000.000 (700 udziałów)	5.510.000 (551 udziałów)	gotówka 12.510.000 zł, aport 2.800 tys. zł (odsetki), 3.000.000 zł - przyjęcie udziałów Huty "Jedność" w ramach zastawu
Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	-	-	300.000 (300 udziałów)	-	864.000 (864 udziały)	gotówka - całość
TENET 7 Sp. z o.o.	-	4.600 (8 nowych udziałów+ podwyższenie wartości starych)	400 (2 udziały)	-	-	gotówka - całość
JARLAN S.A. w upadłości	103.488 (41.395 akcji)	-	-	-	-	konwersja wierzycelności objętych podwyższeniem kapitału
PNiG Jasło Sp. z o.o.	-	-	-	-	35.000.000 (35.000 udziałów)	aport - całość (w ramach połączenia przez przyjęcie PNiG Naftgaz Sp. z o.o. w Wołominie)
PGNiG Finance BV	-	-	-	-	75.702 (200 udziałów)	gotówka - całość
Huta "Ostrowiec" S.A. w upadłości	-	-	-	-	10.000.000 (1.000.000 akcji)	konwersja wierzycelności
MPWiK Sp. z o.o.	-	-	-	-	39.680 (40 udziałów)	konwersja wierzycelności
Polskie Huty Stali S.A.	-	-	-	71.379.310 (7.137.931 akcji)	-	konwersja wierzycelności
Dopłaty						
ZRUG Sp. z o.o. Pogórska Wola	-	200.000 (zwrot)	1.600.000	-	-	gotówka/potrącenie
BN Naftomontaż Sp. z o.o.	-	-	-	-	9.140.163,21	gotówka
Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	-	-	-	-	144.000	gotówka

Źródło finansowania inwestycji: wszystkie nakłady kapitałowe finansowane były ze środków własnych PGNiG.

16.3 Nakłady kapitałowe spółek z Grupy PGNiG w latach 2001-2005

MSG Sp. z o.o.:

Tworzenie/podwyższenie kapitału zakładowego	Lata					Metody finansowania
	2005	2004	2003	2002	2001	
ZRUG Warszawa S.A.	-	-	2.940.000 (294.000 akcje)	-	-	

Pozostałe spółki Grupy PGNiG nie dokonywały w latach 2001-2005 inwestycji kapitałowych.

17 INFORMACJE O UCZESTNICTWIE PGNiG WE WSPÓLNYCH PRZEDSIĘWZIĘCIACH, SPÓŁKACH, FUNDACJACH, STOWARZYSZENIACH ORAZ DZIAŁALNOŚCI SPONSORSKIEJ I CHARYTATYWNEJ**17.1 Uczestnictwo w spółkach**

Uczestnictwo PGNiG w najważniejszych spółkach zależnych, współzależnych oraz stowarzyszonych zostało przedstawione w pkt. 27 Rozdziału IV Prospektu. Poniżej przedstawione zostały spółki z udziałem PGNiG:

1. Zakład Remontowy Urządzeń Gazowniczych Wrocław Sp. z o.o. (15,88%);
2. Polski Serwis Płynów Wiertniczych Sp. z o.o. (14%);
3. Polskie Konsorcjum Energetyczne Sp. z o.o. (9,50%);
4. Walcownia Rur "JEDNOŚĆ" Sp. z o.o. (8,30%);
5. Agencja Rynku Energii S.A. (7,27%);
6. Izostal S.A. (6,02%);
7. HSW – Zakład Mechaniczny Sp. z o.o. w upadłości (5,37%);
8. JARLAN S.A. w upadłości (4,24%);
9. Huta "Ostrowiec" S.A. w upadłości (3,54%);
10. Zakłady Metalowe Dezamet S.A. (2,67%);
11. Agencja Rozwoju Regionalnego "Karpaty" S.A. (1,96%);
12. Huta Stalowa Wola S.A. (1,63%);
13. HSW – Zakład Kuźnia Matrycowa Sp. z o.o. (1,49%);
14. Agencja Rozwoju Pomorza S.A. (0,80%);
15. WS IGLOOMEAT – SOKOŁÓW Sp. z o.o. (0,56%);
16. Bank Ochrony Środowiska S.A. (0,27%);
17. PZUO WARMA S.A. w upadłości (0,16%);
18. Huta ŁAZISKA S.A. (0,07%);
19. AUTOSAN S.A. (0,06%);
20. HSW – Zakład Hutniczy Sp. z o.o. w upadłości (0,01%).

17.2 Uczestnictwo w izbach gospodarczych

Nazwa podmiotu	Przedmiot działalności	Spółki uczestniczące
Izba Gospodarcza Gazownictwa	Głównym celem działania izby jest aktywne uczestnictwo w przygotowaniu programów rozwojowych gazownictwa i tworzenie aktów prawnych dotyczących tej branży oraz propagowanie gazu ziemnego jako paliwa nowoczesnego i ekologicznego.	Grupa PGNiG
Polski Klub Kogeneracji KOGEN Polska	Celem działania klubu jest promocja i rozwój skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej, oraz wspieranie osiągnięć technicznych i naukowych w zakresie gospodarki skojarzonej.	PGNiG

Związek Pracodawców „Lewiatan” (do września 2004 roku – Związek Polskiego Przemysłu, Handlu i Finansów)	Związek reprezentuje interesy jego członków wobec pracobiorców oraz ich federacji, władz ustawodawczych, organów administracji rządowej i samorządu terytorialnego.	PGNiG
Polska Izba Inżynierów Budownictwa	Polska Izba Inżynierów Budownictwa jest samorządem zawodowym inżynierów budownictwa powołanym w celu reprezentowania i ochrony interesów zawodowych jej członków.	PGNiG DSG Sp. z o.o. KSG Sp. z o.o. GSG Sp. z o.o. WSG Sp. z o.o.

17.3 Uczestnictwo w stowarzyszeniach

Nazwa podmiotu	Przedmiot działalności	Spółki uczestniczące
Klub Wschodni – Stowarzyszenie Wspierania Handlu z krajami WNP oraz Litwą, Łotwą i Estonią	Klub Wschodni jest stowarzyszeniem działającym na rzecz wspierania handlu z krajami Wspólnoty Niepodległych Państw oraz Litwą, Łotwą i Estonią. Przy Klubie Wschodnim działa Rada Biznesu Polska-Rosja. Celem jej działania jest intensyfikacja wspólnych inicjatyw gospodarczych oraz organizacja forum gospodarczego.	PGNiG
Stowarzyszenie „Prolinea Towarzystwo Rozwoju Infrastruktury”	Celem działania stowarzyszenia jest: organizowanie współpracy przedsiębiorców prowadzących inwestycje liniowe oraz reprezentowanie ich interesów wobec administracji państwowej i samorządu terytorialnego. Stowarzyszenie wspiera także badania na temat stopnia oddziaływania różnych inwestycji liniowych na środowisko.	PGNiG MSG Sp. z o.o. EuRoPol GAZ
Stowarzyszenie Użytkowników Pojazdów Zasilanych Gazem Ziemnym (NGV Polska)	Celem stowarzyszenia jest podejmowanie działań na rzecz rozwoju rynku gazu sprężonego dla pojazdów oraz rozpowszechnianie i propagowanie wiedzy oraz kultury technicznej w zakresie paliwa gazowego.	PGNiG MSG Sp. z o.o.
Europejskie Stowarzyszenie Pojazdów na Gaz Ziemny (<i>European Natural Gas Vehicle Association – ENGVA</i>)	Celem działania stowarzyszenia jest wspieranie rozwoju rynku gazu sprężonego dla pojazdów w całej Europie poprzez stworzenie odpowiedniego środowiska ekonomicznego jak i politycznego do wspierania technologii zasilania sprężonym gazem ziemnym pojazdów oraz infrastruktury stacji napełniania gazem.	PGNiG
Baltic Gas	Celem stowarzyszenia jest stworzenie lepszych warunków do współpracy między przedsiębiorstwami, rozwoju infrastruktury i budowania rynku gazu w krajach regionu. Baltic Gas prowadzi aktywny dialog z przedstawicielami administracji, którego ważnym elementem jest współpraca z BASREC (<i>Baltic Sea Region Energy Cooperation</i>).	PGNiG
EUROGAS	EUROGAS jest jedną z najbardziej prestiżowych i liczących się europejskich organizacji branżowych skupiających przedsiębiorstwa, federacje narodowe oraz stowarzyszenia działające w sektorze gazownictwa. Jego celem jest stworzenie platformy wymiany informacji i wiedzy na temat gazu ziemnego oraz promowanie przemysłu gazowniczego w Europie, w szczególności na forum Unii Europejskiej.	PGNiG
Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego	Stowarzyszenie jest pozarządową organizacją twórczą o charakterze naukowo-technicznym, której celem jest m. in. promocja twórców nowej techniki oraz inspirowanie przedsięwzięć naukowo-technicznych.	PGNiG DSG Sp. z o.o. GSG Sp. z o.o. PSG Sp. z o.o. KSG Sp. z o.o. WSG Sp. z o.o. MSG Sp. z o.o.
<i>GIE (Gas Infrastructure Europe)</i>	<i>Gas Infrastructure Europe</i> skupia oprócz operatorów systemu przesyłowego, również operatorów LNG oraz operatorów systemów magazynowych. Celem <i>GIE</i> jest reprezentowanie interesów operatorów poszczególnych systemów na forum Unii Europejskiej oraz budowanie warunków do rozwoju europejskiej infrastruktury gazowej oraz dalszego pomyślnego rozwoju wewnętrznego rynku gazu ziemnego.	PGNiG
<i>UNECE Gas Centre</i> (Centrum Gazownicze działające przy Europejskiej Komisji Gospodarczej ONZ)	Celem organizacji <i>UNECE Gas Centre</i> jest promocja i rozwój przemysłu gazowego w krajach Europy Centralnej i Wschodniej. Ma wspomagać rządy oraz spółki gazowe działające w tych państwach w tworzeniu zdecentralizowanego i rządzonego prawami rynku przemysłu gazowego.	PGNiG

17.4 Uczestnictwo w fundacjach

Nazwa podmiotu	Przedmiot działalności	Spółki uczestniczące
Fundacja PGNiG S.A. im. Ignacego Łukasiewicza z siedzibą w Warszawie	Celem fundacji jest prowadzenie działalności publicznej i społecznie użytecznej na rzecz promocji i wspierania kultury, szczególnych osiągnięć w zakresie nauk podstawowych i technicznych, ochrony zabytków przemysłu gazowniczego i muzeów.	PGNiG
Fundacja Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce	Fundacja prowadzi działania na rzecz utrzymania i rozwoju Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce, zabezpieczania obiektów technicznych, urządzeń i przedmiotów mających znaczenie historyczne, a związanych z przemysłem naftowym i gazowniczym.	PGNiG
Fundacja na Rzecz Rozwoju Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w Polsce (EKO-GAZ)	Celem Fundacji jest działalność w zakresie ochrony środowiska naturalnego poprzez rozwój gazownictwa, wspieranie działalności badawczej, naukowej i naukowo-technicznej mającej na celu wydobycie i wykorzystanie gazu ziemnego.	PGNiG MSG Sp. z o.o.

17.5 Działalność sponsorska i charytatywna Grupy PGNiG

17.5.1 Działalność sponsorska

W 2004 roku działania sponsorskie PGNiG i Spółek Gazownictwa były skoncentrowane głównie w obszarze kultury, nauki i sportu. Ogółem na działalność sponsorską w 2004 roku została wydana kwota ponad 3.900 tys. zł.

Struktura wydatków na działalność sponsorską w 2004 roku przedstawiała się następująco:

Obszar	Kwota w tys. zł
Sport	2.235,2
Kultura	1.475,0
Nauka	30,6
Inne	163,2
Razem	3.904

Do głównych wydatków PGNiG oraz Spółek Gazownictwa na działalność sponsorską należy przeznaczenie przez PGNiG kwoty 800 tys. zł na sponsorowanie działalności Teatru Wielkiej Opery Narodowej w sezonie artystycznym 2004/2005 oraz zawarcie umów z Pilskim Towarzystwem Piłki Siatkowej „Nafta Gaz Piła”, na mocy których PGNiG oraz Spółki Gazownictwa przeznaczyły w sezonach 2003-2004 i 2004-2005 kwotę 3.800 tys. zł na sponsorowanie tej drużyny. Umowa z Pilskim Towarzystwem Piłki Siatkowej „Nafta Gaz Piła” zawarta przez PGNiG na sezon 2004/2005 wygasa 30 czerwca 2005 r.

17.5.2 Działalność charytatywna

W 2004 roku na cele charytatywne PGNiG S.A. i Spółki Gazownictwa wydały 1.984,8 tys. zł. Głównymi obszarami działalności charytatywnej były: pomoc społeczna, ratowanie zdrowia i życia, edukacja, kultura i sport.

Struktura wydatków na działalność charytatywną w 2004 roku przedstawiała się następująco:

Obszar	Kwota w tys. zł
Kultura	824,5
Pomoc społeczna	574,9
Ratowanie zdrowia i życia	275,2
Edukacja	208,7
Sport	14,0

Inne	87,5
Razem	1.984,8

Do głównych wydatków PGNiG oraz Spółek Gazownictwa na działalność charytatywną należy przeznaczanie w 2004 roku 668 tys. zł na działalność Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce.

18 OPIS ISTOTNYCH UMÓW KREDYTU, POŻYCZKI, PORĘCZENIA, GWARANCJI

18.1 Kredyty i pożyczki udzielone Emitentowi

Umowa nr 707-2020-4-17/II/3/138/98 o kredyt na działalność inwestycyjną z dnia 14 grudnia 1998 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Bankiem BPH S.A. wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest udzielenie przez bank kredytu długoterminowego na finansowanie projektu „Rozbudowy podziemnego magazynu gazu Husów – Horyzont XII” w kwocie 99.915,5 tys. zł. Kredyt podlega spłacie w 84 ratach miesięcznych. Ostateczny termin spłaty kredytu przypada na 25 października 2007 r. Zadłużenie PGNiG na podstawie tej umowy na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 28.439,7 tys. zł. Oprocentowanie kredytu jest zmienne i stanowi sumę stawki referencyjnej WIBOR z 25. dnia poprzedniego miesiąca dla terminów miesięcznych przyjętej w banku powiększonej o marżę, której wysokość objęta została wnioskiem o niepublikowanie. Wierzytelność banku została zabezpieczona: (i) siedmioma weksłami własnymi in blanco wraz z deklaracją wekslową, (ii) hipotekami kaucyjnymi na nieruchomościach położonych w Husowie, Markowie oraz Albigowie, (iii) przewłaszczeniem na zabezpieczenie nabywanych ze środków kredytowych ruchomych środków trwałych o wartości nie mniejszej niż 52.692,1 tys. zł na podstawie umów z dnia 25 września 2000 r. oraz 16 listopada 2000 r.

Spółka złożyła oświadczenie o poddaniu się egzekucji w trybie art. 97 ust. 1 i 2 Prawa Bankowego. Bank zastrzegł sobie prawo pokrywania w okresach obrachunkowych swych należności z tytułu odsetek od kredytów ze środków pieniężnych na rachunku bieżącym Spółki, a także pokrywania zadłużenia niespłaconego w umownym terminie z wpływów na rachunek bieżący Spółki, bez jej dyspozycji i przed wszystkimi innymi płatnościami, z wyjątkiem tytułów wykonawczych i dokumentów mających moc takich tytułów. Umowa może zostać wypowiedziana przez bank z zachowaniem 30. dniowego terminu wypowiedzenia w wypadkach przewidzianych w umowie.

Zgodnie z postanowieniami umowy restrukturyzacja Spółki zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. nie stanowi naruszenia umowy i nie może być przyczyną wypowiedzenia przez bank umowy, żądania przyspieszenia spłaty kredytu lub nieudostępnienia środków ani innych roszczeń ze strony banku.

Zmiana oraz rozwiązanie Umowy Leasingu, Umowy Przesyłowej czy umowy inwestycyjnej zdefiniowanej w umowie, jak również zmiana działań podejmowanych w ramach restrukturyzacji, z wyłączeniem przypadków określonych w umowie, wymaga zgody banku.

Umowa nr 680/KID/0569 konsorcjalnego kredytu inwestycyjnego z dnia 20 lutego 1997 r. zawarta pomiędzy PGNiG oraz Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. jako zleceniobiorcą i uczestnikiem konsorcjum oraz Bankiem Polska Kasa Opieki S.A. jako uczestnikiem konsorcjum wraz z aneksem

Przedmiotem umowy jest udzielenie przez banki uczestniczące w konsorcjum kredytu w łącznej wysokości 137.500 tys. USD, z przeznaczeniem na spłatę kredytu pomostowego i sfinansowanie budowy kompleksu kopalni Dębno. Zadłużenie PGNiG na podstawie tej umowy na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 47.604,1 tys. USD. Kredyt podlega spłacie w 34 kwartalnych ratach. Ostateczny termin spłaty kredytu przypada na 30 grudnia 2007 r. Oprocentowanie kredytu zostało objęte wnioskiem o niepublikowanie.

Wierzytelność banku została zabezpieczona: (i) cesją na rzecz banków wierzytelności Spółki wynikających z umowy sprzedaży gazu ziemnego z dnia 5 lipca 1996 r. zawartej z Elektrociepłownią Gorzów S.A. oraz wszystkich wierzytelności z umów dotyczących sprzedaży ropy naftowej i kondensatów produkowanych w wyniku eksploatacji kompleksu kopalni Dębno, (ii) cesją wierzytelności przyszłych z umów sprzedaży gazu handlowego wydobywanego i uzdatnianego do postaci handlowej w kompleksie kopalni Dębno, (iii) przewłaszczeniem rzeczy oznaczonych co do tożsamości należących do majątku kompleksu kopalni Dębno, (iv) siedmioma weksłami in blanco, (v) cesją praw z polis ubezpieczających rzeczowy majątek trwały wchodzący w skład kompleksu kopalni Dębno, (vi) oświadczeniem Spółki o dobrowolnym poddaniu się egzekucji w trybie art. 97 Prawa Bankowego oraz art. 777 §1 pkt. 5 i §2 KPC

Bank może wypowiedzieć umowę kredytu w przypadkach określonych w umowie, m. in. w przypadku zwłoki z płatnością kwot należnych w terminie 7 dni roboczych od ich wymagalności, wykorzystania kwoty kredytu niezgodnie z jego przeznaczeniem, podjęcia przez Spółkę działań związanych z podziałem, reorganizacją lub zmianami własnościowymi, które w opinii banków zagrożić mogą prawidłowej realizacji przez Spółkę postanowień umowy, podjęcia działań prawnych zmierzających do przekształcenia, likwidacji, upadłości lub zawarcia układu z wierzycielami lub w sytuacji wystąpienia zdarzenia, które w istotny sposób mogłoby zagrożić realizacją jej zobowiązań.

Zgodnie z postanowieniami umowy restrukturyzacja Spółki zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. nie stanowi naruszenia umowy i nie może być przyczyną wypowiedzenia przez bank umowy, żądania przyspieszenia spłaty kredytu lub nieudostępnienia środków ani innych roszczeń ze strony banku.

Zmiana oraz rozwiązanie Umowy Leasingu, Umowy Przesyłowej czy umowy inwestycyjnej zdefiniowanej w umowie, jak również zmiana działań podejmowanych w ramach restrukturyzacji, z wyłączeniem przypadków określonych w umowie, wymaga zgody banków.

Ponoszenie przez Spółkę wydatków na rzecz PGNiG Przesył oraz zaciąganie zadłużenia finansowego przez PGNiG oraz podmioty zależne na jakiejkolwiek składniki majątku ruchomego, nieruchomego lub infrastruktury do przesyłania gazu oraz zgoda na włączenie jakichkolwiek składników majątkowych służących do przesyłu gazu do Umowy Leasingu, uzależnione zostało od spełnienia określonych warunków m. in. od posiadania koncesji przez PGNiG Przesył na przesyłanie gazu w Polsce, zatwierdzenia planu rozwoju PGNiG Przesył przez Prezesa URE. Podejmowanie działań przewidzianych przez Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. uzależnione zostało od dostarczenia bankom w kwietniu 2005 roku ostatecznego raportu wyceny, nieróżniącego się istotnie od projektu raportu wyceny i określającego wartość składników majątkowych Spółki, które zostaną oddane w leasing PGNiG Przesył na podstawie Umowy Leasingu na kwotę, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Ostateczny raport wyceny został przekazany przez PGNiG 29 kwietnia 2005 r. Bankowi Handlowemu w Warszawie S.A., który w imieniu PGNiG jako doradca Spółki przekazał raport bankom.

Umowa nr 103 o kredyt inwestycyjny długoterminowy w złotych z dnia 10 września 1999 r. zawarta pomiędzy PGNiG Oddział w Sanoku a Bankiem Polska Kasa Opieki S.A. Oddział w Sanoku

Przedmiotem umowy jest udzielenie kredytu przez bank na kwotę 41.475,7 tys. zł na finansowanie zagospodarowania złoża gazu ziemnego Szczepanów (koszt inwestycji 45.685 tys. zł.). Zadłużenie PGNiG na podstawie tej umowy na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 5.655,8 tys. zł. Termin spłaty kredytu przypada na 25 grudnia 2005 r. Oprocentowanie kredytu jest zmienne i stanowi sumę referencyjnej stawki WIBOR dla depozytów jednomiesięcznych oraz marży banku, której wartość objęta została wnioskiem o niepublikowanie. Wierzytelność banku została zabezpieczona: (i) wekslem własnym in blanco wystawionym przez PGNiG wraz z deklaracją wekslową do kwoty kredytu wraz z odsetkami, prowizjami i innymi należnościami banku, (ii) pełnomocnictwem do potrącania kwoty niespłaconego kredytu z bankowego rachunku bieżącego banku, (iii) oświadczeniem Spółki o poddaniu się egzekucji.

Umowa przewiduje możliwość przeprowadzenia restrukturyzacji Spółki w ramach Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., która to okoliczność nie stanowi naruszenia umowy i nie może być przyczyną wypowiedzenia przez bank umowy, żądania przyspieszenia spłaty kredytu lub nieudostępnienia środków ani innych roszczeń ze strony banku.

Umowa kredytowa z dnia 12 grudnia 2003 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Bankiem Austria Creditanstalt AG, Bankiem Przemysłowo-Handlowym PBK S.A., Bankiem Tokyo-Mitsubishi LTD, BNP Paribas, Bankiem Handlowym w Warszawie S.A., Credit Agricole Indosuez, Deutsche Bank AG, KBC Bank, Kredyt Bankiem S.A., Mizuho Corporate Bank LTD, Powszechną Kasą Oszczędności Bank Polski S.A., Bankiem Polska Kasa Opieki S.A., Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited, Westlb AG, London Branch, a Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited jako agentem

Przedmiotem umowy jest kredyt do łącznej wysokości 600.000 tys. EUR, który może zostać udzielony w okresie 23 lub 35 miesięcy po dniu podpisania umowy z przeznaczeniem na finansowanie zobowiązań Spółki powstałych w czasie realizacji przez obligatariuszy opcji „put”, z uwagi na utratę przez Spółkę ratingu inwestycyjnego lub wcześniejszy wykup lub umorzenie obligacji. Umowa określa procedury związane z uruchomieniem i uzyskaniem kwot kredytu w razie zaistnienia okoliczności uzasadniających jego otrzymanie. Termin spłaty kredytu przypada po upływie 24 miesięcy po dniu podpisania umowy. Powyższy termin może zostać przedłużony na pisemne żądanie Spółki o kolejne 12 miesięcy. Zadłużenie PGNiG na podstawie tej umowy na dzień 30 kwietnia 2005 r. wyniosło 600.000 tys. EUR. Spółka ma prawo do wcześniejszej spłaty kredytu w całości lub w części, nie mniejszej jednak niż 25.000 tys. EUR lub wielokrotności 5.000 tys. EUR.

Oprocentowanie kredytu jest zmienne w okresie odsetkowym wynoszącym jeden lub trzy miesiące (albo inny okres uzgodniony z agentem, na który banki wyraziły zgodę). Oprocentowanie ustalane jest dla każdego kredytu w danym okresie odsetkowym jako łączna suma marży, której wartość objęta została wnioskiem o niepublikowanie i referencyjnej stopy EURIBOR. Bank może zażądać wcześniejszej spłaty kredytu w części lub całości, w przypadku (i) utraty przez Skarb Państwa posiadania lub kontroli (bezpośredniej albo pośredniej) nad co najmniej 51% kapitału zakładowego Spółki lub (ii) utraty przez Spółkę posiadania lub kontroli (bezpośredniej albo pośredniej) nad co najmniej 51% kapitału zakładowego Spółek Gazownictwa, (iii) emisji akcji przez Spółkę lub Spółki Gazownictwa po dniu podpisania umowy, gdy środki pozyskane z takiej emisji będą wykorzystane do spłaty równorzędnych zobowiązań Grupy Kapitałowej PGNiG, (iv) rozporządzenia przez Spółkę udziałami Spółek Gazownictwa będących gwarantami niniejszej umowy. Umowa nakłada na Spółkę oraz Spółki Gazownictwa liczne restrykcje związane z obciążaniem majątku, generowaniem zadłużenia, dysponowania majątkiem, udzielaniem gwarancji, dokonywaniem zmian w zakresie przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności, zmian struktury, a także zobowiązania dotyczące ubezpieczenia przedsiębiorstw, utrzymania statusu i prowadzenia działalności gospodarczej, uzyskania koniecznych pozwoleń w zakresie ochrony środowiska i przestrzegania przepisów w zakresie ochrony środowiska oraz utrzymywania warunków finansowych na poziomie określonym w umowie.

Umowa przewiduje możliwość przeprowadzenia przez Spółkę restrukturyzacji, zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., zgodnie z którym ma nastąpić m. in. oddanie PGNiG Przesył przez PGNiG w leasing sieci przesyłowej z opcją sprzedaży PGNiG Przesył składników majątkowych tworzących sieci przesyłowe w trakcie trwania Umowy Leasingu po ich wartości rynkowej, a także nieodpłatne przeniesienie przez PGNiG na rzecz Skarbu Państwa wszystkich udziałów w PGNiG Przesył.

Ponoszenie przez Spółkę wydatków na rzecz PGNiG Przesył oraz zaciąganie zadłużenia finansowego przez PGNiG oraz podmioty zależne na jakiegokolwiek składniki majątku ruchomego, nieruchomego lub infrastrukturę do przesyłania gazu oraz zgoda na włączenie jakiegokolwiek składników majątkowych służących do przesyłu gazu do Umowy Leasingu, uzależnione zostały od spełnienia określonych warunków m. in. od posiadania koncesji przez PGNiG Przesył na przesyłanie gazu w Polsce, zatwierdzenia planu rozwoju PGNiG Przesył przez Prezesa URE. Podejmowanie działań przewidzianych przez Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. uzależnione zostało od dostarczenia bankom w kwietniu 2005 roku ostatecznego raportu wyceny nieróżniącego się istotnie od projektu raportu wyceny i określającego wartość składników majątkowych Spółki, które zostaną oddane w leasing PGNiG Przesył na podstawie Umowy Leasingu na kwotę, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Ostateczny raport wyceny został przekazany przez PGNiG 29 kwietnia 2005 r. Bankowi Handlowemu w Warszawie S.A., który w imieniu PGNiG jako doradca Spółki przekazał raport bankom.

Umowa podlega prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie.

Umowa została zabezpieczona gwarancją z dnia 6 kwietnia 2005 r. udzieloną przez DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o. Umowa została opisana w pkt. 18.2.1 niniejszego Rozdziału.

Spółka w dniu 31 marca 2005 r. złożyła oświadczenie w formie aktu notarialnego w trybie art. 777 § 1 pkt. 5 KPC w stosunku do banków zagranicznych – uczestników konsorcjum, a w dniu 30 marca 2005 r., w trybie art. 97 Prawa Bankowego, w stosunku do banków krajowych – uczestników konsorcjum o poddaniu się egzekucji, do kwoty stanowiącej 150% zaangażowania kredytowego danego banku.

Umowa z dnia 14 sierpnia 2000 r. zawarta pomiędzy PGNiG a ABN Amro Bank N.V. jako organizatorem oraz Bank Tokyo – Mitsubishi LTD. i Fuji Bank Limited, Banca Nazionale del Lavoro International, Bankiem Śląskim S.A., Fortis Bankiem Polska S.A., Kredyt Bankiem S.A., Norddeutsche Landesbank Luxemburg S.A.

Przedmiotem umowy jest udzielenie Spółce kredytów do łącznej wysokości stanowiącej równowartość 200.000 tys. EUR w okresie 12 miesięcy od dnia podpisania umowy, z przeznaczeniem na ogólne cele związane z prowadzeniem działalności. Spółka zaciągnęła na podstawie umowy kredyt w wysokości 180.000 tys. EUR. Zadłużenie PGNiG na podstawie tej umowy na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 36.000 tys. EUR. Spółka zobowiązana jest do spłaty kwoty kredytu w całości w 5 równych ratach płatnych co pół roku, przy czym pierwsza rata spłaty powinna nastąpić 36 miesięcy po dniu podpisania umowy, a kolejne raty powinny zostać spłacone z zachowaniem sześciomiesięcznych odstępów. Termin spłaty ostatniej raty kredytu przypada 14 sierpnia 2005 r. Bank może zażądać wcześniejszej spłaty pożyczki w przypadku: (i) utraty przez Skarb Państwa posiadania lub kontroli (bezpośredniej albo pośredniej) nad co najmniej 51% kapitału zakładowego Spółki lub (ii) decyzji polskiego Rządu lub Spółki w kwestii reorganizacji, innej niż dopuszczalna reorganizacja zdefiniowana w umowie. Oprocentowanie kredytu jest zmienne w okresie odsetkowym wynoszącym jeden lub trzy miesiące (albo innym okresie uzgodnionym z agentem, na który banki wyraziły zgodę). Oprocentowanie

ustalane jest przez agenta dla każdego kredytu w danym okresie odsetkowym jako łączna suma marży, której wartość objęta została wnioskiem o niepublikowanie oraz referencyjnej stawki EURIBOR lub LIBOR. Odsetki narosłe na kwocie każdego kredytu płatne są w ostatnim dniu każdego okresu odsetkowego dla danego kredytu. Umowa nakłada na Spółkę oraz spółki zależne liczne restrykcje związane z obciążaniem majątku, udzielaniem gwarancji, dysponowaniem znaczącą częścią majątku, dokonywaniem zmian przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności, z wyłączeniem zmian wynikających z restrukturyzacji w ramach Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., zmian struktury, a także zobowiązania dotyczące ubezpieczenia przedsiębiorstw, utrzymania statusu i prowadzenia działalności gospodarczej, uzyskania koniecznych pozwoleń w zakresie ochrony środowiska i przestrzegania przepisów z zakresu ochrony środowiska oraz utrzymywania warunków finansowych na poziomie określonym w umowie.

Banki wyraziły zgodę na przeprowadzenie przez Spółkę restrukturyzacji, zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., zgodnie z którym ma nastąpić m. in. oddanie PGNiG Przesył przez PGNiG w leasing sieci przesyłowej z opcją sprzedaży PGNiG Przesył składników majątkowych tworzących sieci przesyłowe w trakcie trwania Umowy Leasingu po ich wartości rynkowej, a także nieodpłatne przeniesienie przez PGNiG na rzecz Skarbu Państwa wszystkich udziałów w PGNiG Przesył.

Poroszenie przez Spółkę wydatków na rzecz PGNiG Przesył oraz zaciąganie zadłużenia finansowego przez PGNiG oraz podmioty zależne na jakiegokolwiek składniki majątku ruchomego, nieruchomego lub infrastrukturę do przesyłania gazu oraz zgoda na włączenie jakiegokolwiek składników majątkowych służących do przesyłu gazu do Umowy Leasingu, uzależnione zostało od spełnienia określonych warunków m. in. od posiadania koncesji przez PGNiG Przesył na przesyłanie gazu w Polsce, zatwierdzenia planu rozwoju PGNiG Przesył przez Prezesa URE.

Podejmowanie działań przewidzianych przez Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. uzależnione zostało od dostarczenia bankom w kwietniu 2005 roku ostatecznego raportu wyceny, nieróżniącego się istotnie od projektu raportu wyceny i określającego wartość składników majątkowych Spółki, które zostaną oddane w leasing PGNiG Przesył na podstawie Umowy Leasingu na kwotę, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Ostateczny raport wyceny został przekazany przez PGNiG 29 kwietnia 2005 r. Bankowi Handlowemu w Warszawie S.A., który w imieniu PGNiG jako doradca Spółki przekazał raport bankom.

Banki zrzekły się praw i roszczeń w związku z naruszeniami umowy kredytowej wynikającymi z zawarcia lub wykonywania czynności lub transakcji stanowiących przedmiot restrukturyzacji w ramach Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. i kredytu udzielonego na podstawie umowy z 12 grudnia 2003 r., zabezpieczonego poddaniem się przez PGNiG egzekucji zgodnie z art. 777 § 1 pkt 5 KPC oraz związanymi z gwarancjami Spółek Gazownictwa z 6 kwietnia 2005 r. zabezpieczonych poddaniem się przez Spółkę egzekucji, w celu sfinansowania przedterminowej spłaty Euroobligacji.

Umowa podlega prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy z podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie, a na żądanie banków spory rozstrzygane będą przez Londyński Sąd Arbitrażu Międzynarodowego. Umowa została zabezpieczona gwarancją udzieloną 24 grudnia 2002 r. przez DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o., WSG Sp. o.o. Umowa została opisana w pkt. 18.2.1 niniejszego Rozdziału.

Umowa z dnia 15 stycznia 2003 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Bankiem Handlowym w Warszawie S.A., Bankiem Polska Kasa Opieki S.A., Kredyt Bankiem S.A., ING Bankiem Śląskim S.A., Bankiem Gospodarki Żywnościowej S.A., Nardea Bank Polska S.A., Credit Lyonnais Bank Polska S.A., Danske Bank Polska S.A., Nord.LB Bank Polska Norddeutsche Landesbank S.A., Bankiem Ochrony Środowiska S.A., Bankiem Zachodnim WBK S.A. jako bankami oraz Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. jako agentem, wraz z umową zmieniającą z dnia 5 maja 2004 r. oraz aneksami

Przedmiotem umowy jest udzielenie Spółce linii kredytowej na kwotę stanowiącą ekwiwalent 150.000 tys. USD na okres do 15 sierpnia 2005 r. z przeznaczeniem na finansowanie linii kredytowej uruchomionej na podstawie umowy z dnia 19 lipca 2001 r. Bank Tokyo – Mitsubishi LTD, Credit Agricole Idosuez, ING Bank N.V. Oddział w Warszawie, Mizuho Bank Nederland N.V., San Paolo SpA i Societe Generale Oddział w Warszawie w kwocie 150.000 tys. USD. Zadłużenie PGNiG na podstawie tej umowy na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 570.355 tys. zł. Termin spłaty kredytu przypada w dniu 15 sierpnia 2005 r. Spółka może dokonać wcześniejszej spłaty kredytu w całości lub w części nie mniejszej jednak niż 5.000 tys. zł lub wielokrotności tej kwoty. W przypadku utraty przez Skarb Państwa posiadania lub kontroli (bezpośredniej albo pośredniej) nad co najmniej 51% kapitału zakładowego Spółki lub decyzji polskiego Rządu lub Spółki w kwestii reorganizacji, innej niż zdefiniowana w umowie dopuszczalna reorganizacja, bank może bezzwłocznie unieważnić linię kredytową i zażądać spłaty całości lub części kwoty udzielonego kredytu. Umowa przewiduje, iż w razie emisji akcji i przeznaczenia środków z tego tytułu na spłatę równorzędnych zobowiązań Spółki, kwoty kredytu podlegają spłacie proporcjonalnie do zobowiązań spłaconych ze środków pochodzących z emisji. Oprocentowanie kredytu

jest zmienne w okresie odsetkowym wynoszącym trzy miesiące. Oprocentowanie ustalane jest przez agenta i stanowi sumę marży, której wartość objęta jest wnioskiem o niepublikowanie, referencyjnej stawki WIBOR oraz kosztów obowiązkowych. Umowa nakłada na Spółkę oraz spółki zależne liczne restrykcje związane z obciążaniem majątku, udzielaniem gwarancji, dysponowaniem znaczącą częścią majątku, dokonywaniem zmian przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności, zmianami struktury, a także zobowiązania dotyczące ubezpieczenia przedsiębiorstw, utrzymania statusu i prowadzenia działalności gospodarczej, uzyskania koniecznych pozwoleń w zakresie ochrony środowiska i przestrzegania przepisów z zakresu ochrony środowiska oraz utrzymywania warunków finansowych na poziomie określonym w umowie.

Banki wyraziły zgodę na przeprowadzenie przez Spółkę restrukturyzacji, zgodnej z Programem Prywatyzacji i Restrukturyzacji PGNiG z 2004 r., zgodnie z którym ma nastąpić m. in. oddanie PGNiG Przesył przez PGNiG w leasing sieci przesyłowej z opcją sprzedaży składników majątkowych tworzących sieci przesyłowe w trakcie trwania Umowy Leasingu po ich wartości rynkowej, a także nieodpłatne przeniesienie przez PGNiG na rzecz Skarbu Państwa wszystkich udziałów w PGNiG Przesył.

Ponoszenie przez Spółkę wydatków na rzecz PGNiG Przesył oraz zaciąganie zadłużenia finansowego przez PGNiG oraz podmioty zależne na jakiegokolwiek składniku majątku ruchomego, nieruchomego lub infrastruktury do przesyłania gazu oraz zgoda na włączenie jakiegokolwiek składników majątkowych służących do przesyłu gazu do Umowy Leasingu, uzależnione zostało od spełnienia określonych warunków m. in. od posiadania koncesji przez PGNiG Przesył na przesyłanie gazu w Polsce, zatwierdzenia planu rozwoju PGNiG Przesył przez Prezesa URE.

Podejmowanie działań przewidzianych przez Program Prywatyzacji i Restrukturyzacji PGNiG z 2004 r. uzależnione zostało od dostarczenia bankom w kwietniu 2005 roku ostatecznego raportu wyceny nieróżniącego się istotnie od projektu raportu wyceny, określającego wartość składników majątkowych Spółki, które zostaną oddane w leasing PGNiG Przesył na podstawie Umowy Leasingu na kwotę, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Ostateczny raport wyceny został przekazany przez PGNiG 29 kwietnia 2005 r. Bankowi Handlowemu w Warszawie S.A., który w imieniu PGNiG jako doradca Spółki przekazał raport bankom.

Umowa podlega prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie.

Umowa została zabezpieczona gwarancją z dnia 15 stycznia 2003 r. udzieloną przez DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG SP. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o. Umowa została opisana w pkt. 18.2.1 niniejszego Rozdziału.

Umowa finansowa z dnia 30 lipca 1990 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Europejskim Bankiem Inwestycyjnym wraz z aneksem

Przedmiotem umowy jest kredyt w wysokości równej równowartości 50.000 tys. ECU (63.428,5 tys. USD według średniego kursu ważonego na dzień ciążenia poszczególnych transzy kredytu - 1.2686) z przeznaczeniem na projekt rozwoju polskiego systemu gazu, szczegółowo opisany w załączniku do umowy, obejmujący m. in. rozwój złóż gazu, finansowanie skomputeryzowanego systemu nadzoru i gromadzenia danych SCADA, a także rozbudowy infrastruktury przesyłowej i sprężania gazu oraz szkolenia i seminaria. Średnie oprocentowanie kredytu zostało objęte wnioskiem o niepublikowanie. Zadłużenie PGNiG na podstawie tej umowy na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 13.214,3 tys. USD. Termin spłaty kredytu przypada na dzień 20 kwietnia 2007 r. Stopa odsetek, według której oprocentowane są pozostające do spłaty kwoty kredytu ustalana jest przez bank według powszechnie stosowanych w danym okresie zasad dotyczących udzielania kredytów na podobnych warunkach oraz walucie innym pożyczkobiorcom. Odsetki od rat kredytu są płatne dwa razy w roku z dołu. Umowa może być rozwiązana w przypadku nieterminowej spłaty kwoty należności, dostarczenia dokumentów zawierających nieprawdziwe informacje, zaprzestania prowadzenia działalności przez Spółkę, niewypłacalności, naruszenia postanowień umowy.

Umowa została zabezpieczona gwarancją udzieloną przez Skarb Państwa umową z dnia 3 lipca 1990 r. Umowa podlega prawu luksemburskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez Trybunał Sprawiedliwości Wspólnot Europejskich.

Bank wyraził zgodę na restrukturyzację PGNiG zgodnie z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. i zrzekł się dochodzenia praw w związku z naruszeniami postanowień umowy wynikającymi m. in. z umowy kredytu z dnia 12 grudnia 2003 r., zabezpieczonego poddaniem się egzekucji przez PGNiG zgodnie z art. 777 § 1 pkt 5 KPC oraz związanymi z gwarancjami Spółek Gazownictwa z dnia 6 kwietnia 2005 r. zabezpieczonych poddaniem się egzekucji przez Spółkę na sfinansowanie wykupu Euroobligacji.

Umowa kredytowa z dnia 19 czerwca 2001 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Credit Suisse First Boston International wraz z aneksem

Przedmiotem umowy jest linia kredytowa w wysokości 100.000 tys. USD z przeznaczeniem na zakup gazu na warunkach rynkowych. Kwota kredytu może zostać zwiększona, jednakże łączna kwota kredytu nie może przekroczyć kwoty 200.000 tys. USD. Dodatkowa kwota kredytu może zostać przeznaczona na finansowanie zakupu gazu lub infrastruktury zaakceptowanej przez udzielającego kredytu. Kwota kredytu powinna zostać spłacona w 12 równych ratach. Spółka może dokonać wcześniejszej spłaty kredytu w całości lub w części nie mniejszej niż 10.000 tys. USD lub wielokrotność tej kwoty za pisemną zgodą wyrażoną przez bank. Zadłużenie Spółki z tytułu umowy na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 91.666,7 tys. USD. Termin spłaty pierwszej transzy kredytu przypada 22 czerwca 2006 r., a drugiej transzy kredytu 6 września 2006 r. Kredyt podlega oprocentowaniu według rocznej stopy oprocentowania, na którą składa się suma marży, której wartość objęta jest wnioskiem o niepublikowanie, kosztów oraz stawki referencyjnej LIBOR. Umowa nakłada na Spółkę oraz spółki zależne liczne restrykcje związane z obciążaniem majątku, udzielaniem pożyczek gwarancji, dysponowaniem majątkiem, dokonywaniem zmian przedmiotu prowadzonej działalności, a także zobowiązania dotyczące działania zgodnego z obowiązującym prawem, wykonywania postanowień zawartych w umowach dostawy gazu, utrzymywaniem warunków finansowych na poziomie określonym w umowie.

Bank wyraził zgodę na przeprowadzenie przez Spółkę restrukturyzacji, zgodnej z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., zgodnie z którym ma nastąpić m. in. oddanie PGNiG Przesył przez PGNiG w leasing sieci przesyłowej z opcją sprzedaży składników majątkowych tworzących sieci przesyłowe w trakcie trwania Umowy Leasingu po ich wartości rynkowej, a także nieodpłatne przeniesienie przez PGNiG na rzecz Skarbu Państwa wszystkich udziałów w PGNiG Przesył.

Ponoszenie przez Spółkę wydatków na rzecz PGNiG Przesył oraz zaciąganie zadłużenia finansowego przez PGNiG oraz podmioty zależne na jakiegokolwiek składniki majątku ruchomego, nieruchomego lub infrastrukturę do przesyłania gazu oraz zgoda na włączenie jakiegokolwiek składników majątkowych służących do przesyłu gazu do Umowy Leasingu, uzależnione zostało od spełnienia określonych warunków m. in. od posiadania koncesji przez PGNiG Przesył na przesyłanie gazu w Polsce, zatwierdzenia planu rozwoju PGNiG Przesył przez Prezesa URE.

Podejmowanie działań przewidzianych przez Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. uzależnione zostało od dostarczenia bankowi w kwietniu 2005 roku ostatecznego raportu wyceny, nieróżniącego się od projektu raportu wyceny, określającego wartość składników majątkowych Spółki, które zostaną oddane w leasing PGNiG Przesył na podstawie Umowy Leasingu na kwotę, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie. Ostateczny raport wyceny został przekazany przez PGNiG 29 kwietnia 2005 r. Bankowi Handlowemu w Warszawie S.A., który w imieniu PGNiG jako doradca Spółki przekazał raport bankowi.

Bank zrzekł się praw związanych z naruszeniami umowy kredytowej spowodowanymi zawarciem lub wykonywaniem czynności lub transakcji stanowiących przedmiot restrukturyzacji w ramach Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. kredytu udzielonego na podstawie umowy z 12 grudnia 2003 r., zabezpieczonego poddaniem się egzekucji przez Spółkę zgodnie z art. 777 § 1 pkt 5 KPC oraz gwarancjami Spółek Gazownictwa z dnia 6 kwietnia 2005 r., zabezpieczonych poddaniem się egzekucji przez Spółkę w celu sfinansowania przedterminowej spłaty Euroobligacji.

Umowa podlega prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie.

Umowa została zabezpieczona gwarancją z dnia 24 grudnia 2002 r. udzieloną przez DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o. Umowa została opisana w pkt. 18.2.1 niniejszego Rozdziału.

18.2 Gwarancje na zabezpieczenie zobowiązań PGNiG

18.2.1 Gwarancje udzielone przez Spółki Gazownictwa

Umowa w sprawie udzielenia gwarancji z dnia 24 grudnia 2002 r. zawarta pomiędzy PGNiG a DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o. wraz z aneksem

Przedmiotem umowy jest zobowiązanie Spółek Gazownictwa do udzielenia solidarnie nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji terminowej spłaty całkowitych zobowiązań wynikających z emisji Euroobligacji przez PGNiG Finance B.V. o łącznej wartości nominalnej na dzień zawarcia umowy gwarancji 700.000 tys. EUR oraz nieodwołalnych i bezwarunkowych gwarancji terminowej spłaty zobowiązań wynikających z następujących umów kredytowych PGNiG:

- umowy z dnia 14 sierpnia 2000 r. dwuwalutowego kredytu terminowego w wysokości 200.000 tys. EUR z ABN Amro Bank N.V. oraz konsorcjum banków;
- umowy kredytowej z dnia 19 czerwca 2001 r. w wysokości 200.000 tys. USD z Credit Suisse First Boston International;
- umowy z dnia 19 lipca 2001 r. kredytu terminowego w wysokości 150.000 tys. USD z Societe Generale, Oddział w Warszawie oraz konsorcjum banków. Umowa ta została spłacona 17 stycznia 2003 r.;
- umowy kredytu dwuwalutowego w wysokości 200.000 tys. USD, która miała zastąpić umowę z 19 lipca 2001 r. zawartą z Societe Generale Oddział w Warszawie. Umowa została zawarta 15 stycznia 2003 r. z Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. i została opisana w pkt. 18.1 niniejszego Rozdziału.

Maksymalna kwota zobowiązań z tytułu gwarancji wynosi 2.469.000 tys. EUR. Każda ze Spółek Gazownictwa zobowiązana jest w przypadku niezapłacenia przez PGNiG lub PGNiG Finance B.V. jakiegokolwiek kwoty przypadającej do zapłaty, zapłacić taką kwotę na żądanie wierzyciela oraz pokryć na żądanie wierzyciela wszelkie straty i zobowiązania poniesione lub zaciągnięte przez wierzyciela w przypadku gdyby którekolwiek ze zobowiązań PGNiG lub PGNiG Finance B.V. objętych gwarancją udzieloną przez Spółkę Gazownictwa przestało być skuteczne. PGNiG zobowiązany jest do zapłaty kwartalnego wynagrodzenia w kwocie stanowiącej 0,1875% kwoty zadłużenia PGNiG objętego gwarancją według stanu i wyceny tego zadłużenia w ewidencji księgowej PGNiG na koniec poprzedniego kwartału. Płatność wynagrodzenia następuje kwartalnie na rzecz każdej ze Spółek Gazownictwa w wysokości 1/6 wartości wynagrodzenia. Celem zabezpieczenia ewentualnych roszczeń Spółek Gazownictwa, PGNiG zobowiązany był do złożenia w stosunku do Spółek Gazownictwa oświadczenia o dobrowolnym poddaniu się egzekucji w formie aktu notarialnego do kwoty 2.469.000 tys. EUR, które nie zostało złożone.

Umowa gwarancji z dnia 24 grudnia 2002 r. zawarta pomiędzy DSG Sp. z o.o., GSG. Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o. PSG Sp. z o.o., WSG Sp. z o.o. a ABN Amro Bank N.V.

Przedmiotem umowy jest gwarancja wykonania przez PGNiG zobowiązań wynikających z umowy kredytowej z dnia 14 sierpnia 2000 r. dotyczącej kredytu w wysokości 200.000 tys. EUR. Spółki Gazownictwa udzieliły nieodwołalnej, bezwarunkowej i solidarnej gwarancji terminowego wykonania przez PGNiG wszystkich zobowiązań wynikających z umowy kredytowej, a w przypadku niezapłacenia przez PGNiG jakiegokolwiek kwoty przypadającej do zapłaty, uiszczenia kwoty zobowiązania oraz pokrycia na żądanie agenta wszelkich strat i zobowiązań poniesionych lub zaciągniętych przez strony finansujące, w przypadku gdyby którekolwiek ze zobowiązań PGNiG objętych gwarancją przestało być skuteczne, ważne czy zgodne z prawem. Łączna kwota zobowiązania każdego z gwarantów wynosi 300.000 tys. USD. Gwarancja została udzielona do dnia spłaty zobowiązań PGNiG lub do dnia 30 października 2006 r. w zależności od tego, które ze zdarzeń nastąpi wcześniej. Wszelkie roszczenia związane z gwarancją powinny zostać zgłoszone przez strony finansujące najpóźniej do 30 października 2007 r. Spółki Gazownictwa zobowiązały się do podejmowania działań mających na celu zachowanie swojej osobowości prawnej, zapewnienia kwalifikacji do prowadzenia działalności oraz zapewnienia by zobowiązania wynikające z gwarancji były co najmniej równoważne wszystkim innym niezabezpieczonym zobowiązaniom. Gwaranci nie mają prawa dokonać cesji, przeniesienia, nowacji praw i obowiązków wynikających z umowy na inną osobę. Umowa podlega prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie i na żądanie banków mogą zostać przekazane do rozstrzygnięcia Londyńskiemu Sądowi Arbitrażu Międzynarodowego.

Umowa gwarancji z dnia 24 grudnia 2002 r. zawarta pomiędzy dodatkowymi gwarantami DSG Sp. z o.o., GSG. sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o., WSG Sp. z o.o. a Citicorp Trustee Company Limited

Gwarancja została udzielona w związku z emisją obligacji przez PGNiG Finance B.V., gwarancji której udzieliło PGNiG. Spółki Gazownictwa jako dodatkowi gwaranci udzieliły nieodwołalnej bezwarunkowej i solidarnej gwarancji terminowego wykonania przez PGNiG Finance B.V. zobowiązań wynikających z umowy powierniczej z dnia 30 października 2001 r., zapłaty jakiegokolwiek części kwoty głównej, premii emisyjnej, nieuiszczonych odsetek, pokrycia na żądanie powiernika wszelkich strat i zobowiązań poniesionych lub zaciągniętych przez powiernika, w przypadku gdyby którekolwiek ze zobowiązań PGNiG Finance B.V. objętych gwarancją przestało być skuteczne, ważne lub zgodne z prawem. Łączna kwota zobowiązań Spółek Gazownictwa nie może przekroczyć 1.374.000 tys. EUR. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie i na żądanie banków mogą zostać przekazane do rozstrzygnięcia Londyńskiemu Sądowi Arbitrażu Międzynarodowego.

Umowa gwarancji z dnia 24 grudnia 2002 r. zawarta pomiędzy DSG Sp. z o.o., GSG. sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o., WSG Sp. z o.o. a Credit Suisse First Boston International

Przedmiotem umowy jest gwarancja wykonania przez PGNiG zobowiązań wynikających z umowy kredytowej z dnia 19 czerwca 2001 r. dotyczącej kredytu w wysokości 200.000 tys. USD. Spółki Gazownictwa udzieliły nieodwołalnej, bezwarunkowej i solidarnej gwarancji terminowego wykonania przez PGNiG wszystkich zobowiązań wynikających z umowy kredytowej, a w przypadku niezapłacenia przez PGNiG jakiegokolwiek kwoty przypadającej do zapłaty, kwoty zobowiązania oraz pokrycia na żądanie agenta wszelkich strat i zobowiązań poniesionych lub zaciągniętych przez strony finansujące, w przypadku gdyby którekolwiek ze zobowiązań PGNiG objętych gwarancją przestało być skuteczne, ważne czy zgodne z prawem. Łączna kwota zobowiązania każdego z gwarantów wynosi 225.000 tys. USD. Gwarancja została udzielona do dnia spłaty zobowiązań PGNiG lub do dnia 30 października 2006 r., w zależności od tego, które ze zdarzeń nastąpi wcześniej. Wszelkie roszczenia związane z gwarancją powinny zostać zgłoszone przez strony finansujące najpóźniej do 30 października 2007 r. Spółki Gazownictwa zobowiązały się do podejmowania działań mających na celu zachowanie swojej osobowości prawnej, zapewnienia kwalifikacji do prowadzenia działalności oraz zapewnienia, by zobowiązania wynikające z gwarancji były co najmniej równoważne wszystkim innym niezabezpieczonym zobowiązaniom. Spółki Gazownictwa nie mają prawa dokonać cesji, przeniesienia, nowacji praw i obowiązków wynikających z umowy na inną osobę. Umowa podlega prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie.

Umowa gwarancji z dnia 15 stycznia 2003 r. zawarta pomiędzy DSG Sp. z o.o., GSG sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o., WSG Sp. z o.o. a Bankiem Handlowym w Warszawie S.A.

Przedmiotem umowy jest udzielenie gwarancji do umowy kredytowej z dnia 15 stycznia 2003 r. dotyczącej kredytu w wysokości 150.000 tys. USD. Spółki Gazownictwa udzieliły nieodwołalnej, bezwarunkowej i solidarnej gwarancji terminowego wykonania przez PGNiG wszystkich zobowiązań wynikających z umowy kredytowej, a w przypadku niezapłacenia przez PGNiG jakiegokolwiek kwoty przypadającej do zapłaty, kwoty zobowiązania oraz pokrycia na żądanie agenta wszelkich strat i zobowiązań poniesionych lub zaciągniętych przez strony finansujące, w przypadku gdyby którekolwiek ze zobowiązań PGNiG objętych gwarancją przestało być skuteczne, ważne czy zgodne z prawem. Łączna kwota zobowiązania każdego z gwarantów została ograniczona do 225.000 tys. USD. Gwarancja została udzielona do dnia spłaty zobowiązań PGNiG lub do dnia 15 lutego 2006 r. w zależności od tego, które ze zdarzeń nastąpi wcześniej. Wszelkie roszczenia związane z gwarancją powinny zostać zgłoszone przez strony finansujące najpóźniej do 15 lutego 2006 r. Umowa podlega prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie i na żądanie banków mogą zostać przekazane do rozstrzygnięcia Londyńskiemu Sądowi Arbitrażu Międzynarodowego.

Umowa w sprawie udzielenia gwarancji z dnia 23 marca 2005 r. zawarta pomiędzy PGNiG a DSG Sp. z o.o., GSG. SP. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o. oraz WSG Sp. z o.o.

Przedmiotem umowy jest zobowiązanie Spółek Gazownictwa do udzielenia solidarnie Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited, nieodwołalnych i bezwarunkowych gwarancji terminowej spłaty zobowiązań PGNiG z umowy kredytowej zawartej przez PGNiG w dniu 12 grudnia 2003 r. z konsorcjum banków, w tym Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited jako agentem.

Na podstawie gwarancji każda ze Spółek Gazownictwa zobowiązana będzie (i) w przypadku niezapłacenia przez PGNiG jakiegokolwiek kwoty przypadającej do zapłaty, zapłacić taką kwotę na żądanie wierzyciela, (ii) naprawić poniesioną szkodę lub zwolnić wierzyciela z odpowiedzialności w przypadku gdyby którekolwiek ze zobowiązań PGNiG objętych gwarancją przestało być wykonalne, ważne lub zgodne z prawem. Gwarancje udzielone zostaną do kwoty 900.000 tys. EUR na okres do 12 czerwca 2007 r. Udzielenie gwarancji wymaga zgody ministra właściwego ds. finansów. PGNiG zobowiązany jest do zapłaty kwartalnego wynagrodzenia w łącznej wysokości 0,1875% w PLN kwoty zadłużenia PGNiG objętego gwarancją według stanu tego zadłużenia w ewidencji księgowej PGNiG na ostatni dzień poprzedniego kwartału kalendarzowego, a w przypadku kwartału, w którym gwarancje zostaną udzielone – na dzień następujący po dacie zaciągnięcia kredytu oraz kursu średniego NBP z tego dnia. Płatność wynagrodzenia następuje kwartalnie na rzecz każdej ze Spółek Gazownictwa w wysokości 1/6 wartości wynagrodzenia z dołu w terminie dwóch tygodni od ostatniego dnia roboczego danego kwartału. W przypadku wykonania przez którąkolwiek ze Spółek Gazownictwa zobowiązań jako gwaranta, Spółce Gazownictwa będzie przysługiwało prawo regresu w stosunku do PGNiG w wysokości odpowiadającej wysokości świadczenia przez nią spełnionego, z zachowaniem wszelkich ograniczeń w zakresie dopuszczalności egzekwowania roszczeń regresowych wynikających z gwarancji. W celu zabezpieczenia ewentualnych roszczeń Spółek Gazownictwa w stosunku do PGNiG, PGNiG zobowiązany został do złożenia oświadczenia o dobrowolnym poddaniu się egzekucji w formie aktu notarialnego do kwoty 900.000 tys. EUR.

PGNiG dnia 31 marca 2005 r. złożył w formie aktu notarialnego oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji w trybie art. 777 § 1 pkt 5 KPC do maksymalnej kwoty 900.000 tys. EUR.

Umowa gwarancji zawarta pomiędzy DSG Sp. z o.o., GSG Sp. z o.o., KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o. PSG Sp. z o.o., WSG Sp. z o.o. a Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited jako agentem z dnia 6 kwietnia 2005 r.

Przedmiotem umowy jest gwarancja terminowego wykonania przez PGNiG zobowiązań wynikających z umowy kredytowej z dnia 12 grudnia 2003 r. dotyczącej kredytu w wysokości 600.000 tys. EUR. Spółki Gazownictwa udzieliły nieodwołalnej, bezwarunkowej i solidarnej gwarancji terminowego wykonania przez PGNiG wszystkich zobowiązań wynikających z umowy kredytowej, a w przypadku niezapłacenia przez PGNiG jakiegokolwiek kwoty przypadającej do zapłaty, na żądanie agenta zapłaty takiej kwoty, naprawienia szkody lub zwolnienia agenta ze zobowiązań poniesionych lub zaciągniętych przez agenta w przypadku, gdyby którekolwiek ze zobowiązań PGNiG objętych gwarancją przestało być wykonalne, ważne czy zgodne z prawem. Gwarancja oraz inne zobowiązania określone umową obejmują wszystkie świadczenia pieniężne PGNiG wynikające z umowy kredytowej z dnia 12 grudnia 2003 r., z tym że łączna kwota, której można dochodzić od każdego z gwarantów wynosi maksymalnie 900.000 tys. EUR. Gwarancja pozostaje skuteczna od dnia jej zawarcia i wygaśnie w terminie, który nadejdzie wcześniej: (i) dzień, w którym wszystkie kwoty należne od PGNiG na podstawie umowy kredytowej z dnia 12 grudnia 2003 r. zostały spłacone w sposób nieodwołalny i bezwarunkowy albo (ii) 42 miesiące od daty umowy kredytowej z dnia 12 grudnia 2003 r. o północy czasu środkowoeuropejskiego. Wygaśnięcie gwarancji nie będzie miało wpływu na zobowiązania wynikające z umów, które są niewykonane lub zostały zaciągnięte w chwili wygaśnięcia gwarancji. Gwarancja pozostanie w pełni ważna i skuteczna w zakresie takich zobowiązań do czasu ostatecznego i nieodwołalnego wykonania wszystkich świadczeń pieniężnych z tytułu takich zobowiązań. Wszelkie roszczenia związane z gwarancją powinny zostać zgłoszone przez strony finansujące w terminie 42 miesięcy od daty umowy kredytowej z dnia 12 grudnia 2003 r. Spółki Gazownictwa zrzekły się prawa żądania od strony finansującej, powiernika lub agenta zaspokajania swych roszczeń w pierwszej kolejności z innych praw lub zabezpieczeń, żądania spłaty, wnoszenia roszczeń w ramach postępowania związanego z niewypłacalnością, ustanowieniem zarządu przymusowego, rozwiązaniem lub likwidacją PGNiG lub innej osoby zanim zażąda płatności od Spółki Gazownictwa z tytułu gwarancji. Spółki Gazownictwa zobowiązały się do podejmowania działań mających na celu zachowanie swojej osobowości prawnej, zapewnienia sobie prawa i kwalifikacji do prowadzenia działalności oraz zapewnienia, by zobowiązania wynikające z gwarancji były co najmniej równoważne wszystkim innym niezabezpieczonym zobowiązaniom. Gwaranci nie mają prawa dokonać cesji, przeniesienia, nowacji praw i obowiązków wynikających z umowy na inną osobę. Umowa podlega prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie i na żądanie banków mogą zostać przekazane do rozstrzygnięcia Londyńskiemu Sądowi Arbitrażu Międzynarodowego.

18.2.2 Inne gwarancje

Gwarancja z dnia 20 listopada 2000 r. udzielona Republice Pakistanu przez Societe Generale Oddział w Polsce

Societe Generale Oddział w Polsce udzielił gwarancji Rządowi Republiki Pakistanu na prowadzenie poszukiwań złóż węglowodorów prowadzonych przez PGNiG, Oddział w Pakistanie, na bloku Mekhtar w Pakistanie. Gwarancja udzielona została na kwotę 2.316 tys. USD do dnia 31 grudnia 2005 r.

Gwarancja z dnia 8 lipca 2004 r. udzielona Sądowi Najwyższemu w Pakistanie przez Societe Generale S.A. Oddział w Polsce

W związku z gwarancją wystawioną przez Meezan Bank Limited na rzecz i na żądanie Sądu Najwyższego w Pakistanie, Societe Generale Oddział w Polsce na zlecenie PGNiG udzielił regwarancji. Gwarancja stanowi zabezpieczenie ewentualnych roszczeń Tullow Pakistan Ltd. w związku z postępowaniem z powództwa Tullow Pakistan Ltd. przeciwko PGNiG o likwidację Oddziału w Pakistanie toczącym się przed Sądem Najwyższym w Pakistanie. Gwarancja została udzielona w kwocie nie przekraczającej 1.122,5 tys. USD do dnia 30 stycznia 2008 r.

Gwarancje udzielone za zobowiązania Spółki na rzecz Gazexport Ltd:

- Gwarancja z dnia 17 grudnia 2004 r. udzielona Gazexport Ltd. przez Bank Handlowy w Warszawie S.A.
- Gwarancja z dnia 17 grudnia 2004 r. udzielona Gazexport Ltd. przez BNP Paribas (Suisse) S.A.

Gwarancje wystawione zostały przez Bank Handlowy w Warszawie S.A. oraz BNP Paribas (Suisse) S.A. i zabezpieczają łącznie płatność z tytułu dostaw gazu w roku 2005 na podstawie Kontraktu Jamalskiego. Gwarancje zostały udzielone na okres od 1 stycznia 2005 r. do 8 lutego 2006 r. na łączną kwotę, która została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

18.3 Pożyczki udzielone przez Emitenta

Umowa DF/33/95 w sprawie pożyczki i gwarancji na sfinansowanie budowy systemu gazociągów tranzytowych z dnia 25 września 1995 r. zawarta pomiędzy PGNiG a EuRoPol GAZ wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest udzielenie spółce EuRoPol GAZ pożyczki oraz gwarancji dla kredytów zaciągniętych w celu sfinansowania wydatków związanych z budową systemu gazociągów tranzytowych na terytorium RP. Spółka udzieliła dodatkowo pożyczki oraz gwarancji na kredyt w kwocie równoważnej 38.000 tys. USD na sfinansowanie wydatków związanych z budową gazociągu. Łączna kwota pożyczki oraz gwarancji na podstawie umowy nie może przekroczyć równowartości 138.000 tys. USD. Pożyczka podlega spłacie w ciągu 4 lat począwszy od 1 marca 2001 r., w 8 równych półrocznych ratach płatnych 1 marca i 1 września. Każda transza pożyczki podlega oprocentowaniu w skali rocznej, którego wysokość objęta została wnioskiem o niepublikowanie. PGNiG nie pobiera opłat związanych z udzieleniem gwarancji, jednakże w przypadku wystąpienia kosztów związanych z udzieleniem gwarancji, EuRoPol GAZ zobowiązany jest do ich pokrycia. Tytułem zabezpieczenia udzielonej pożyczki EuRoPol GAZ zobowiązał się do przekazania cesji należności z kontraktów na usługę transportu gazu. PGNiG zobowiązał się do udzielenia do czasu uzyskania przez EuRoPol GAZ ulg celnych i odroczeń płatności VAT od towarów importowanych, poręczeń lub innych zabezpieczeń w formie umożliwiających składowanie importowanych materiałów w składach celnych.

Zadłużenie EuRoPol GAZ zostało zrestrukturyzowane w kwocie nie przekraczającej 80.000 tys. USD, na którą składa się kwota kapitału pożyczki i odsetek. Stan zadłużenia EuRoPol GAZ na dzień 31 marca 2005 r. wynosił 85.427 tys. USD z tytułu kapitału oraz 9.360,1 tys. USD z tytułu odsetek (w tym odsetek spornych). Ostateczna wartość zadłużenia zostanie określona po rozstrzygnięciu przez sąd sprawy naliczania odsetek od kapitału oraz odsetek karnych, które są przedmiotem sporu pomiędzy PGNiG a EuRoPol GAZ. Przyczyną sporu sądowego w kwestii naliczania odsetek jest rozbieżność interpretacji postanowień umowy pożyczki przez jej strony. Spłata pożyczki została rozłożona na 96 równych miesięcznych rat płatnych ostatniego dnia roboczego każdego miesiąca począwszy od 31 stycznia 2005 r. Kwota odsetek płatnych przez EuRoPol GAZ do momentu prawomocnego rozstrzygnięcia sądu została objęta wnioskiem o niepublikowanie.

Umowa pożyczki z dnia 14 września 1998 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Poszukiwaniami Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.

Przedmiotem umowy jest pożyczka w wysokości 9.099 tys. zł z przeznaczeniem na dokończenie budowy stanu surowego Bazy Noclegowej Centrum Szkolenia i Doskonalenia Zawodowego Górnictwa Naftowego w Krakowie. Pożyczka jest oprocentowana według stawki, której wartość objęta jest wnioskiem o niepublikowanie. Umowa nie przewiduje zabezpieczenia spłaty pożyczki. Termin spłaty pożyczki przypada 31 marca 2006 r. Stan zadłużenia spółki Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. z tytułu niezapłaconych rat powiększonych o naliczone odsetki na dzień 31 marca 2005 r. wyniósł 14.925,2 tys. zł.

Umowa pożyczki z dnia 5 listopada 2003 r. zawarta pomiędzy PGNiG a DSG Sp. z o.o. wraz z aneksem

Przedmiotem umowy jest pożyczka w wysokości 17.200 tys. zł na finansowanie bieżącej działalności operacyjnej DSG Sp. z o.o. Pożyczka jest oprocentowana według stawki zmiennej w stosunku rocznym w oparciu o stawkę WIBOR 3M plus stała marża w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie. Umowa nie przewiduje zabezpieczenia spłaty pożyczki. Termin spłaty pożyczki przypada 30 czerwca 2005 r. Zadłużenie DSG Sp. z o.o. na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 17.318,9 tys. zł, w tym z tytułu niespłaconych odsetek 118,9 tys. zł.

Umowa pożyczki z dnia 20 stycznia 2003 r. zawarta pomiędzy PGNiG a DSG Sp. z o.o. wraz z aneksami

Przedmiotem umowy jest pożyczka w wysokości 40.000 tys. zł na finansowanie bieżącej działalności DSG Sp. z o.o. Pożyczka jest oprocentowana według stawki zmiennej ustalonej w stosunku rocznym w oparciu o stawkę WIBOR 3M plus stała marża w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie. Umowa nie przewiduje zabezpieczenia spłaty pożyczki. Termin spłaty pożyczki przypada 31 grudnia 2005 r. Zadłużenie DSG Sp. z o.o. na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 22.957,6 tys. zł, w tym 157,6 tys. zł z tytułu niespłaconych odsetek.

Umowa pożyczki z dnia 17 grudnia 2003 r. zawarta pomiędzy PGNiG a WSG Sp. z o.o. wraz z aneksem

Przedmiotem umowy jest pożyczka w wysokości 15.000 tys. zł na finansowanie bieżącej działalności WSG Sp. z o.o. Pożyczka jest oprocentowana według stawki zmiennej ustalonej w stosunku rocznym w oparciu o stawkę WIBOR 3M plus stała marża w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie. Umowa nie przewiduje zabezpieczenia spłaty pożyczki. Termin spłaty pożyczki przypadał 30 kwietnia 2005 r. Pożyczka została spłacona w dniu 29 kwietnia 2005 r. WSG Sp. z o.o. zobowiązana jest do zapłaty PGNiG kwoty niespłaconych odsetek, które na dzień 10 maja 2005 r. wynoszą 531,6 tys. zł.

Umowa pożyczki z dnia 20 stycznia 2003 r. zawarta pomiędzy PGNiG a WSG Sp. z o.o. wraz z aneksem

Przedmiotem umowy jest pożyczka w wysokości 25.000 tys. zł na finansowanie bieżącej działalności WSG Sp. z o.o. Pożyczka jest oprocentowana według stawki zmiennej ustalonej w stosunku rocznym w oparciu o stawkę WIBOR 3M plus stała marża w wysokości objętej wnioskiem o niepublikowanie. Umowa nie przewiduje zabezpieczenia spłaty pożyczki. Termin spłaty pożyczki przypada 30 czerwca 2005 r. Zadłużenie WSG Sp. z o.o. na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 26.186,8 tys. zł, w tym 1.186,9 tys. zł z tytułu niespłaconych odsetek.

Umowa pożyczki na sfinansowanie prac poszukiwawczych na złożu „Sachalinskoje” w Obwodzie Charkowskim na Ukrainie z dnia 25 kwietnia 2001 r. zawarta pomiędzy PGNiG a Spółką Akcyjną Zamkniętego Typu „Dewon” z siedzibą na Ukrainie, wraz z aneksem

Przedmiotem umowy jest udzielenie pożyczki spółce Dewon, której akcjonariuszem jest PGNiG, w wysokości 3.096,6 tys. USD z przeznaczeniem na sfinansowanie prac pierwszego etapu zagospodarowania złoża na złożu Sachalińskim w Obwodzie Charkowskim. Pożyczka podlega oprocentowaniu, którego wysokość objęta jest wnioskiem o niepublikowanie. Pożyczka podlega spłacie do końca września 2005 roku. W przypadku opóźnienia w spłacie Spółka ma prawo żądać oprócz zapłaty odsetek umownych, dodatkowych odsetek, których wysokość objęta została wnioskiem o niepublikowanie. Zabezpieczenie pożyczki mają stanowić weksle bez protestu wystawiane każdorazowo przed przekazaniem części pożyczki. Spółka Dewon zobowiązała się, iż w przypadku braku spłaty pożyczki lub jej części w terminie, przeniesie prawo własności i dostarczy gaz do miejsca wskazanego przez PGNiG w ilości równej kwocie zadłużenia. Zadłużenie Spółki Akcyjnej Zamkniętego Typu „Dewon” na dzień 31 marca 2005 r. wyniosło 4.151,6 tys. USD.

18.4 Poręczenia i gwarancje udzielone przez Spółkę

Poręczenie z dnia 11 października 1996 r. udzielone przez PGNiG Bankowi Gdańskiemu S.A., Bankowi Inicjatyw Gospodarczych S.A. oraz Pomorskiemu Bankowi Kredytowemu S.A.

Spółka udzieliła poręczenia spłaty przez EuRoPol GAZ kredytu udzielonego 8 października 1996 r. przez konsorcjum bankowe (Bank Gdański S.A. w Gdańsku, Bank Inicjatyw Gospodarczych S.A. w Warszawie, Pomorski Bank Kredytowy S.A. w Szczecinie) w kwocie 56.000 tys. zł. Poręczenie obowiązuje do 30 września 2009 r. i zostało udzielone na kwotę 56.000 tys. zł.

Poręczenie wekslowe z dnia 10 stycznia 2004 r. udzielone Budownictwu Naftowemu „Naftomontaż” Sp. z o.o. na rzecz ING Bank Śląski S.A.

PGNiG udzielił poręczenia za zobowiązania Budownictwa Naftowego „Naftomontaż” Sp. z o.o. w formie złożenia podpisów na wekslu in blanco oraz na deklaracji wekslowej Budownictwa Naftowego „Naftomontaż” Sp. z o.o. jako solidarny poręczyciel spłaty kredytu udzielonego Budownictwu Naftowemu „Naftomontaż” Sp. z o.o. w dniu 10 stycznia 2004 r. w kwocie 7.000 tys. zł. Oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji do kwoty 10.500 tys. zł stanowi, iż bankowy tytuł egzekucyjny może zostać wystawiony najpóźniej do 7 października 2010 r.

Umowa powiernicza z dnia 30 października 2001 r. zawarta pomiędzy PGNiG Finance B.V., PGNiG oraz Citicorp Trustee Company Ltd.

Przedmiotem umowy jest emisja obligacji gwarantowanych o wartości 800.000 tys. EUR o oprocentowaniu w wysokości 6,75%. Spółka udzieliła nieodwołalnej, bezwarunkowej gwarancji spłaty zobowiązań PGNiG Finance B.V. wynikających z emisji obligacji. W przypadku niezapłacenia przez PGNiG Finance B.V. jakiegokolwiek kwoty przypadającej do zapłaty, PGNiG gwarantuje kwotę główną obligacji, zapłacenie premii oprocentowania oraz pokrycie wszelkich należności, do uiszczenia których zobowiązane jest PGNiG Finance B.V. Łączna kwota zobowiązania Spółki wynosi 1.374.000 tys. EUR. Gwarancja została udzielona do dnia 30 października 2016 r. Umowa nakłada na Spółkę oraz PGNiG Finance B.V. obowiązki związane z przekazywaniem powiernikowi obligacji, czyli Citicorp Trustee Company Ltd., bieżących informacji finansowych. Umowa podlega prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez sądy angielskie, a na żądanie Citicorp Trustee Company Ltd., posiadaczy obligacji lub kuponów mogą być rozstrzygane przez Sąd Arbitrażu w Londynie zgodnie z zasadami UNCITRAL.

18.5 Umowy dotyczące praw pochodnych oraz innych instrumentów finansowych

18.5.1 Umowy dotyczące praw pochodnych oraz innych instrumentów finansowych zawierane z polskimi bankami

Spółka jest stroną umów zawartych z polskimi bankami dotyczących transakcji instrumentami rynku finansowego. Na dzień sporządzenia Prospektu Spółka była stroną umów zawartych z następującymi bankami polskimi:

- z Bankiem Pekao S.A. - z dnia 19 grudnia 2002 r. oraz z dnia 14 czerwca 2004 r., z aneksem z 6 stycznia 2005 r.;
- z BNP Paribas Bank Polska S.A. - z dnia 30 maja 2003 r.;
- z Bankiem BPH S.A. - z dnia 22 listopada 2004 r., z aneksem z 15 marca 2005 r.;
- z Calyon Bank Polska S.A. - z dnia 15 września 2004 r.;
- z WestLB Bank Polska S.A. – z dnia 29 września 2004 r.;
- z Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. - z dnia 17 października 2002 r. oraz 29 października 2002 r., jak również aneksem z dnia 15 lipca 2004 r.;
- z Deutsche Bank Polska S.A. – z dnia 30 września 2002 r.

Transakcje realizowane są na podstawie umów ramowych zawieranych z bankami oraz umów dodatkowych. Przedmiotem umów ramowych zawieranych przez Spółkę jest uregulowanie zasad zawierania i rozliczania transakcji. Szczegółowe kwestie związane z transakcjami określają umowy dodatkowe. Spółka dokonuje m. in. następujących rodzajów transakcji: (i) swap odsetkowy, (ii) forward, (iii) swap walutowy. Część umów zawiera postanowienie, zgodnie z którym okoliczność utraty przez Skarb Państwa 50 lub 51% udziału w kapitale zakładowym Spółki stanowi przypadek uzasadniający rozwiązanie umowy.

Spółka zawarła 23 marca 2005 r. z BNP Paribas Bank Polska S.A., Bankiem BPH S.A., West LB Bank Polska S.A., Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. oraz Deutsche Bank Polska S.A. (24 marca 2005 r. z Bankiem Pekao S.A.) aneksy do umów ramowych z ww. bankami, zgodnie z którymi Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. nie stanowi przypadku naruszenia umów ramowych lub umów dodatkowych i nie może być przyczyną wypowiedzenia, przyspieszenia spłaty lub nieudostępnienia środków ani podstawą innych roszczeń ze strony banków.

18.5.2 Umowy dotyczące praw pochodnych oraz innych instrumentów finansowych zawierane z bankami zagranicznymi

Spółka jest stroną umów dotyczących transakcji prawami pochodnymi oraz innymi instrumentami finansowymi zawartymi z bankami zagranicznymi. Na dzień sporządzenia Prospektu Spółka była stroną umów zawartych z następującymi bankami zagranicznymi;

- z Deutsche Bank AG - z dnia 25 marca 2003 r., z aneksem z dnia 14 października 2004 r.;
- z Goldman Sachs International - z dnia 3 czerwca 2003 r.;
- z SMBC Capital Markets, INC - z dnia 15 marca 2004 r., z aneksem z dnia 20 września 2004 r.;
- z Morgan Stanley Capital Services Inc. - z dnia 6 maja 2003 r.;
- z ABN Amro Bank N.V. - z dnia 21 sierpnia 2000 r.;
- z Societe Generale - z dnia 5 lutego 2003 r.;
- z Calyon - z dnia 15 czerwca 2004 r.;
- z Dresdner Bank AG - z dnia 3 sierpnia 2004 r.;
- z Credit Suisse First Boston International - z dnia 3 lipca 2001 r., z aneksem z dnia 25 marca 2003 r.

Transakcje realizowane są na podstawie umów ramowych ISDA Master Agreement zawieranych z bankami oraz uzupełniających umów dodatkowych. W przypadku niezgodności umów ramowych z towarzyszącymi im umowami dodatkowymi, pierwszeństwo mają umowy dodatkowe. Wśród transakcji finansowych, do dokonywania których strony są uprawnione, znajdują się m. in. następujące rodzaje transakcji: (i) opcje na walutę, (ii) transakcje swapa walutowego, (iii) transakcje typu forward na stopę procentową, (iv) transakcje typu forward na kurs walutowy. Umowy podlegają prawu angielskiemu. Spory wynikające z umowy podlegają rozstrzygnięciu przez Sąd Arbitrażowy w Londynie.

Umowy wskazują okoliczności uprawniające drugą stronę do rozwiązania umowy. Część umów zawiera postanowienia, zgodnie z którymi okolicznością uprawniającą do rozwiązania umowy jest tzw. *Additional Termination Event*, zgodnie z którym druga strona może rozwiązać umowę w przypadku utraty posiadania przez Skarb Państwa 51% udziałów w kapitale zakładowym Spółki lub głosów.

Dodatkowo Spółka zawarła umowy zabezpieczające – Credit Support Annex: 6 maja 2003 r. do umowy z Morgan Stanley Capital Services Inc., 3 sierpnia 2004 r. do umowy z Dresdner Bank AG, 15 czerwca 2004 r. do umowy z Calyon, 25 marca 2003 r. do umowy z Deutsche Bank AG, Margin Annex z dnia 3 czerwca 2003 r. z Goldman Sachs Int., Collateral Appendix z dnia 3 lipca 2001 r. do umowy z Credit Suisse First Boston International.

23 marca 2005 r. Spółka zawarła z Credit Suisse First Boston International aneks do umowy głównej ISDA, zgodnie z którym Credit Suisse First Boston International wyraził zgodę na przeprowadzenie przez Spółkę działań określonych Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. i zrzekł się praw w odniesieniu do jakichkolwiek naruszeń umowy głównej lub innych umów zawartych na jej podstawie związanych lub wynikających z Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r. lub poprzez wypłaty kwot kredytu na podstawie umowy z dnia 12 grudnia 2003 r., poddanie się przez PGNiG egzekucji zgodnie z art. 777 § 1 pkt 5 KPC oraz udzielenie przez Spółki Gazownictwa gwarancji w celu sfinansowania wykupu Euroobligacji.

Część ww. umów zawartych przez PGNiG dotyczących praw pochodnych i instrumentów finansowych może być bezskuteczna z powodu braku prawidłowej reprezentacji PGNiG przy ich zawieraniu. Brak prawidłowej reprezentacji wynika z faktu wygaśnięcia mandatu jednego z podpisujących ww. umowy członków Zarządu przed ich podpisaniem. Kwestie związane z wygaśnięciem mandatów członków Zarządu zostały opisane w Rozdziale VII Prospektu.

18.6 Emisja papierów wartościowych

W dniu 30 października 2001 r. PGNiG Finance B.V., spółka, w której 100% udziałów posiada PGNiG, dokonała emisji Euroobligacji o nominalach 1 tys. EUR, 10 tys. EUR, 100 tys. EUR w nominalnej wartości 800.000 tys. EUR. Termin wykupu wszystkich serii Euroobligacji był określony na 30 października 2006 r., natomiast w roku 2002 Spółka umorzyła Euroobligacje o łącznej wartości nominalnej 100.000 tys. EUR i w roku 2003 kolejne 22.300 tys. EUR. W efekcie tych działań kwota pozostała do wykupu wynosiła 678.700 tys. EUR. Obligacje były oprocentowane w wysokości 6,75% rocznie.

Środki uzyskane z emisji Euroobligacji zostały przekazane przez PGNiG Finance B.V. Spółce na podstawie umowy pożyczki. Oprocentowanie pożyczki wynosiło 6,75% + 0,125%. Termin spłaty pożyczki został ustalony w dacie wykupu obligacji, tj. 30 października 2006 r. Zgodnie z postanowieniami umowy pożyczki PGNiG zobowiązany był do spłaty pożyczki udzielonej przez PGNiG Finance B.V. również w przypadku konieczności wcześniejszego wykupu obligacji zgodnie z warunkami tych obligacji. Prawem właściwym dla umowy pożyczki było prawo angielskie. Wszelkie spory wynikające z postanowień umowy pożyczki poddane były rozstrzygnięciu przez sąd polubowny w Londynie zgodnie z zasadami sądownictwa polubownego UNCITRAL.

W związku z Programem Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2004 r., Spółka zobowiązana była do przeniesienia części swojego majątku na PGNiG Przesył oraz wprowadzenia określonych rozwiązań restrukturyzacyjnych. Mając na uwadze warunki obligacji wyemitowanych przez PGNiG Finance B.V., gwarantem których był PGNiG, Spółka przedsięwzięła działania zmierzające do sfinansowania nabycia i umorzenia Euroobligacji. W celu spłaty Euroobligacji Spółka musiała spełnić szereg warunków. W dniu 29 marca 2005 r. obligatariusze wyrazili zgodę na wcześniejsze umorzenie Euroobligacji o łącznej wartości nominalnej 678.700 tys. EUR. Konieczne było również uzyskanie zgody banków na wykorzystanie kredytu udzielonego Spółce przez konsorcjum banków 12 grudnia 2003 r. w kwocie 600.000 tys. EUR z przeznaczeniem na wykup obligacji. Spółka zawarła stosowne aneksy do umów kredytowych. Euroobligacje zostały umorzone 6 kwietnia 2005 r., a do sfinansowania tej transakcji został wykorzystany ww. kredyt oraz środki własne Spółki. W związku z przeprowadzonym umorzeniem Euroobligacji, poza ceną umorzenia i należnymi odsetkami, Spółka poniosła dodatkowe koszty tzn. koszty premii dla obligatariuszy za wyrażenie zgody na wcześniejsze umorzenie Euroobligacji w wysokości 5 EUR za 1.000 EUR nominalu obligacji – łącznie 2.783.635 EUR oraz pozostałe koszty, w tym koszty wynagrodzenia doradcy finansowego, doradców prawnych oraz agenta do spraw płatności, a także koszty ogłoszeń prasowych w wysokości około 1.120.000 EUR.

19 OPIS NIERUCHOMOŚCI POSIADANYCH PRZEZ GRUPĘ PGNiG

W niniejszym punkcie przedstawione zostały informacje, aktualne na dzień 31 marca 2005 r., dotyczące nieruchomości posiadanych przez Spółkę oraz przez spółki z Grupy PGNiG: (i) DSG Sp. z o.o., (ii) GSG Sp. z o.o., (iii) KSG Sp. z o.o., (iv) MSG Sp. z o.o., (v) PSG Sp. z o.o., (vi) WSG Sp. z o.o. oraz (vii) EuRoPol GAZ. Zestawienie nieruchomości Spółki uwzględnia zbiorczo nieruchomości, które znajdują się w posiadaniu jednostek organizacyjnych Spółki: (i) Centrali, (ii) Oddziału w Sanoku, (iii) Oddziału Zakład Robót Górniczych w Krosnie, (iv) Oddziału w Zielonej Górze, (v) Oddziału w Odolanowie, (vi) Regionalnego Oddziału Przesyłu

we Wrocławiu, (vii) Regionalnego Oddziału Przesyłu w Świerklanach, (viii) Regionalnego Oddziału Przesyłu w Tarnowie, (ix) Regionalnego Oddziału Przesyłu w Warszawie, (x) Regionalnego Oddziału Przesyłu w Gdańsku oraz (xi) Regionalnego Oddziału Przesyłu w Poznaniu. Poza siedzibami spółek Grupy PGNiG, na nieruchomościach Grupy PGNiG położone są w szczególności stacje redukcyjno-pomiarowe, tłocznie gazu, układy zasuw, rozdzielnie gazu, węzły systemowe, mieszalnie gazu, punkty zdawczo-odbiorcze, magazyny, kopalnie oraz ośrodki kopalń.

19.1 Informacje ogólne

Poniższa tabela przedstawia ogólne dane dotyczące liczby oraz łącznej powierzchni nieruchomości, którymi Spółka oraz spółki: (i) DSG Sp. z o.o., (ii) GSG Sp. z o.o., (iii) KSG Sp. z o.o., (iv) MSG Sp. z o.o., (v) PSG Sp. z o.o., (vi) WSG Sp. z o.o. oraz (vii) EuRoPol GAZ dysponują w charakterze właściciela, wieczystego użytkownika, na podstawie ograniczonych praw rzeczowych, względnie w charakterze dzierżawcy bądź najemcy.

Podmiot	Liczba nieruchomości	Łączna powierzchnia nieruchomości
Spółka	8.457	14.082.728 m ²
DSG Sp. z o.o.	381	550.361 m ²
GSG Sp. z o.o.	422	699.147 m ²
KSG Sp. z o.o.	750	840.844 m ²
MSG Sp. z o.o.	358	597.878 m ²
PSG Sp. z o.o.	564	799.505 m ²
WSG Sp. z o.o.	835	888.986 m ²
EuRoPol GAZ	106	1.881.331 m ²

19.1.1 Nieruchomości posiadane w oparciu o prawa rzeczowe

Poniższa tabela przedstawia ogólne dane dotyczące liczby oraz łącznej powierzchni nieruchomości, którymi Spółka oraz spółki: (i) DSG Sp. z o.o., (ii) GSG Sp. z o.o., (iii) KSG Sp. z o.o., (iv) MSG Sp. z o.o., (v) PSG Sp. z o.o., (vi) WSG Sp. z o.o., (vii) EuRoPol GAZ dysponują w charakterze właściciela lub wieczystego użytkownika.

Podmiot	Liczba nieruchomości posiadanych na podstawie tytułu własności	Łączna powierzchnia nieruchomości posiadanych na podstawie tytułu własności	Liczba nieruchomości posiadanych na podstawie tytułu użytkowania wieczystego	Łączna powierzchnia nieruchomości posiadanych na podstawie tytułu użytkowania wieczystego
Spółka	1.674	2.996.655 m ²	1.872	7.697.608 m ²
DSG Sp. z o.o.	42	24.526 m ²	125	171.388 m ²
GSG Sp. z o.o.	30	36.715 m ²	180	339.983 m ²
KSG Sp. z o.o.	142	146.392 m ²	297	435.673 m ²
MSG Sp. z o.o.	48	65.137 m ²	117	385.008 m ²
PSG Sp. z o.o.	77	57.095 m ²	269	535.310 m ²
WSG Sp. z o.o.	52	51.968 m ²	228	515.559 m ²
EuRoPol GAZ	58	1.325.274 m ²	2	20.215 m ²

19.1.2 Nieruchomości posiadane w oparciu o tytuły obligacyjne

Poniższa tabela przedstawia ogólne dane dotyczące liczby oraz łącznej powierzchni nieruchomości, którymi Spółka oraz spółki: (i) DSG Sp. z o.o., (ii) GSG Sp. z o.o., (iii) KSG Sp. z o.o., (iv) MSG Sp. z o.o., (v) PSG Sp. z o.o., (vi) WSG Sp. z o.o. oraz (vii) EuRoPol GAZ dysponują w oparciu o tytuły obligacyjne, tj. umowy najmu, dzierżawy lub użyczenia.

Podmiot	Liczba nieruchomości	Łączna powierzchnia nieruchomości
Spółka	3.407	2.470.328 m ²
DSG Sp. z o.o.	166	345.732 m ²
GSG Sp. z o.o.	184	297.448 m ²
KSG Sp. z o.o.	261	225.144 m ²

MSG Sp. z o.o.	154	137.986 m ²
PSG Sp. z o.o.	117	101.243 m ²
WSG Sp. z o.o.	89	254.288 m ²
EuRoPol GAZ	46	535.842 m ²

19.1.3 Pozostałe nieruchomości

Poniższa tabela przedstawia ogólne dane dotyczące liczby oraz łącznej powierzchni nieruchomości, którymi Spółka oraz spółki: (i) DSG Sp. z o.o., (ii) GSG Sp. z o.o., (iii) KSG Sp. z o.o., (iv) MSG Sp. z o.o., (v) PSG Sp. z o.o., (vi) WSG Sp. z o.o., (vii) EuRoPol GAZ dysponują w charakterze posiadacza samoistnego pomimo faktu, iż stan prawny tych nieruchomości nie jest uregulowany.

Brak uregulowanego stanu prawnego w przypadku nieruchomości posiadanych przez spółki Grupy PGNiG wynika przede wszystkim z faktu posadowienia przez spółki obiektów technologicznych na gruntach stanowiących własność osób trzecich. Jako nieruchomości o nieuregulowanym stanie prawnym traktowane są także nieruchomości, których wieczyste użytkowanie spółki nabyły z mocy prawa na podstawie Ustawy o Zmianie Ustawy o Gospodarce Gruntami i Wywłaszczaniu Nieruchomości, jednakże nie uzyskały do dnia 31 grudnia 2004 r. decyzji właściwego organu, stwierdzającej ten fakt, w związku z czym nie mogą zostać ujawnione jako wieczyści użytkownicy w księdze wieczystej, a tym samym nie mogą zbyć tego prawa.

Podmiot	Liczba nieruchomości	Łączna powierzchnia nieruchomości
Spółka	1.483*	903.233 ⁽¹⁾
DSG Sp. z o.o.	48	8.715 m ²
GSG Sp. z o.o.	28	25.001 m ²
KSG Sp. z o.o.	50	33.635 m ²
MSG Sp. z o.o.	39	9.747 m ²
PSG Sp. z o.o.	101	105.857 m ²
WSG Sp. z o.o.	466	67.171 m ²
EuRoPol GAZ	-	-

* Dane dotyczące liczby oraz łącznej powierzchni nieruchomości Spółki, posiadających nieuregulowany stan prawny, są jedynie szacunkowe. W przypadku ROP w Świerklanach określenie powierzchni 116 nieruchomości jest niemożliwe ze względu na brak podziałów geodezyjnych. Natomiast w przypadku ROP w Tarnowie istnieje ok. 800 nieruchomości o łącznej powierzchni 17 tys. m², na których położone są obiekty technologiczne, a których regulacja prawna następuje sukcesywnie.

Oprócz powyższych nieruchomości istotną rolę dla działalności Spółki odgrywają nieruchomości, na których ustanowione zostało prawo użytkowania górniczego na rzecz Spółki. Nieruchomości, na których zostało ustanowione prawo użytkowania górniczego podzielić można na cztery następujące grupy: (i) nieruchomości, na których ustanowiono prawo użytkowania górniczego na poszukiwanie złóż, (ii) nieruchomości, na których ustanowiono prawo użytkowania górniczego na eksploatację złóż, (iii) nieruchomości, na których ustanowiono prawo użytkowania górniczego na podziemne magazynowanie gazu, oraz (iv) nieruchomości, na których ustanowiono prawo użytkowania górniczego na składowanie odpadów. Poniższa tabela przedstawia zestawienie powierzchni nieruchomości, na których zostało ustanowione prawo użytkowania wieczystego w podziale na cztery powyższe grupy nieruchomości.

Powierzchnia użytkowania górniczego (koncesji) na poszukiwanie złóż	Powierzchnia użytkowania górniczego (koncesji) na eksploatację złóż	Powierzchnia użytkowania górniczego (koncesji) na podziemne magazynowanie gazu	Powierzchnia użytkowania górniczego (koncesji) na składowanie odpadów
51410,5 km ²	1458,5 km ²	64,5 km ²	22,7 km ²

19.2 Nieruchomości istotne dla działalności Grupy PGNiG

Opisane poniżej nieruchomości wskazane zostały przez Spółkę jako istotne dla działalności Grupy PGNiG przede wszystkim ze względu na fakt, iż wykorzystywane są na potrzeby głównych ośrodków decyzyjnych dla spółek Grupy PGNiG jako rejestrowe siedziby Spółki oraz istotnych dla jej działalności spółek zależnych: (i) DSG Sp. z o.o., (ii) GSG Sp. z o.o., (iii) KSG Sp. z o.o., (iv) MSG Sp. z o.o., (v) PSG Sp. z o.o., (vi) WSG Sp. z o.o., (vii) EuRoPol GAZ.

19.2.1 Warszawa, ul. Kasprzaka 25

Nieruchomość położona w Warszawie przy ul. Kasprzaka 25 jest istotna dla Grupy PGNiG przede wszystkim ze względu na fakt, iż znajdują się na niej budynki, w których mieszczą się biura Centrali Spółki, jak i jej spółki zależnej MSG Sp. z o.o.

własność budynków, użytkowanie wieczyste gruntów – nieuregulowany stan prawny

własność gruntów – Miasto Stołeczne Warszawa

nieruchomość zabudowana

pow. gruntu – działki nr 7 oraz 8 – 150.817 m²

pow. budynków mieszkalnych - 3.219,79 m²

pow. budynków biurowych i magazynów - 31.385,51 m²

obciążenia – bez obciążeń

KW 227834 - prowadzona przez Sąd Rejonowy dla Warszawy-Mokotowa, VI Wydział Ksiąg Wieczystych

Wojewoda Mazowiecki decyzją nr 102/02 z dnia 29 maja 2002 r. stwierdził nabycie przez Spółkę z mocy prawa z dniem 5 grudnia 1990 r. prawa użytkowania wieczystego nieruchomości. Od decyzji tej odwołanie złożył Zarząd Gminy Warszawa Centrum wskazując na komunalizację nieruchomości z mocy prawa. Prezes Urzędu Mieszkalnictwa i Rozwoju Miast, z urzędu, w dniu 16 października 2002 r. zawiesił postępowanie do czasu rozstrzygnięcia sprawy komunalizacji nieruchomości. W postępowaniu dotyczącym komunalizacji wyjaśniono, że na mocy decyzji Wojewody Mazowieckiego nr 63192 z dnia 10 października 2003 r., utrzymanej w mocy przez decyzję Krajowej Komisji Uwłaszczeniowej nr KKU-236/03 z dnia 6 stycznia 2004 r., nieruchomość stała się z mocy prawa, tj. z dniem 27 maja 1990 r., własnością Dzielnicy – Gminy Warszawa-Wola. Skutkiem takiego rozstrzygnięcia było uchylenie przez Ministra Infrastruktury, decyzją z dnia 7 września 2004 r., decyzji nr 102/02 Wojewody Mazowieckiego, ponieważ, biorąc pod uwagę fakt, że od dnia 27 maja 1990 r. nieruchomość stanowiła własność gminy, to organ wojewódzki był niewłaściwy do wydania decyzji uwłaszczeniowej.

W chwili obecnej toczy się postępowanie w sprawie uregulowania stanu prawnego nieruchomości. W dniu 3 marca 2004 r. Spółka złożyła do Prezydenta m. st. Warszawy wnioski o przyznanie prawa użytkowania wieczystego nieruchomości i nieodpłatnego przyznania prawa własności budynków i budowli znajdujących się na nieruchomości.

19.2.2 Warszawa, ul. Krucza 6/14

Nieruchomość położona w Warszawie przy ul. Kruczej 6/14 jest istotna dla Grupy PGNiG przede wszystkim ze względu na fakt, iż znajduje się tam siedziba rejestrowa Spółki oraz część biur Centrali Spółki.

własność budynków - Spółka w 1/2 części i Biuro Studiów i Projektów Energetycznych „Energoprojekt” w 1/2 części

współużytkowanie gruntów – Spółka w 1/2 części oraz Biuro Studiów i Projektów Energetycznych „Energoprojekt” w 1/2 części do dnia 5 grudnia 2089 r.

własność gruntów – Skarb Państwa

nieruchomość zabudowana

pow. gruntu – działki nr 145 – 3.138 m²

pow. budynków biurowych - 3.605,50 m²

pow. garażu - 463,60 m²

obciążenia – bez obciążeń

KW 162879 - prowadzona przez Sąd Rejonowy dla Warszawy-Mokotowa, X Wydział Ksiąg Wieczystych

19.2.3 Wrocław, ul. Ziębicka 44

Nieruchomość położona we Wrocławiu przy ul. Ziębickiej 44 jest istotna dla Grupy PGNiG przede wszystkim ze względu na fakt, iż pełni ona rolę rejestrowej siedziby DSG Sp. z o.o.

własność budynków, użytkowanie wieczyste gruntu do dnia 5 grudnia 2089 r. – DSG Sp. z o.o.

własność gruntów – Skarb Państwa

nieruchomość zabudowana

pow. gruntu – działki nr 3/3 oraz 3/4 – 4.871 m²

pow. biurowe - 2.868 m²

pow. budynkowe inne – 1.070 m²

obciążenia – bez obciążeń

KW 53177 - prowadzona przez Sąd Rejonowy dla Wrocławia-Krzyki, IV Wydział Ksiąg Wieczystych

19.2.4 Zabrze, ul. Szczęść Boże 11

Nieruchomość położona w Zabrzu przy ul. Szczęść Boże 11 jest istotna dla Grupy PGNiG przede wszystkim ze względu na fakt, iż pełni ona rolę rejestrowej siedziby GSG Sp. z o.o.

własność budynków – GSG Sp. z o.o.

użytkowanie wieczyste gruntu - działki nr 565/50, 567/54 oraz 910/6 – GSG Sp. z o.o. do dnia 4 grudnia 2089 r.; działki nr 655/6 oraz 809/6 – GSG Sp. z o.o. do dnia 2 sierpnia 2092 r.; działki nr 577/45, 775/45, 909/6, 777/50, 787/47, 789/45 oraz 579/47 – GSG Sp. z o.o. do dnia 18 lutego 2096 r.

własność gruntów – działki nr 655/6, 809/6, 565/50, 567/54 oraz 910/6 - Skarb Państwa; działki nr 577/45, 775/45, 909/6, 777/50, 787/47, 789/45 oraz 579/47 – Gmina Zabrze

nieruchomość zabudowana

pow. gruntu – działka nr 655/6 – 989 m²; działka nr 809/6 – 509 m²; działka nr 577/45 – 399 m²; działka nr 775/45 – 34 m²; działka nr 909/6 – 42 m²; działka nr 777/50 – 213 m²; działka nr 787/47 – 229 m²; działka nr 789/45 – 212 m²; działka nr 579/47 – 476 m²; działka nr 565/50 – 480 m²; działka nr 567/54 – 482 m²; działka nr 910/6 – 59 m²

pow. budynku -3.222 m²

obciążenia – bez obciążeń

KW 14915 (działki nr 655/6 oraz 809/6); KW 7890 (działki nr 577/45, 775/45, 909/6, 777/50, 787/47, 789/45 oraz 579/47); KW 11660 (działki nr 565/50, 567/54 oraz 910/6) - prowadzone przez Sąd Rejonowy w Zabrzu, Wydział Ksiąg Wieczystych

19.2.5 Tarnów, ul. Wita Stwosza 7

Nieruchomość położona w Tarnowie przy ul. Wita Stwosza 7 jest istotna dla Grupy PGNiG przede wszystkim ze względu na fakt, iż pełni ona rolę rejestrowej siedziby KSG Sp. z o.o.

własność budynków – KSG Sp. z o.o.

użytkowanie wieczyste gruntu - działki nr 14/5, 15/22 oraz 15/25 - KSG Sp. z o.o. do dnia 4 grudnia 2089 r.

własność gruntów – działki nr 19/2 oraz 19/3 - KSG Sp. z o.o.; działki nr 14/5, 15/22 oraz 15/25 – Skarb Państwa

nieruchomość zabudowana

pow. gruntu – działki nr 19/2 oraz 19/3 - 577 m²; działki nr 14/5, 15/22 oraz 15/25 – 2.474 m²

pow. budynków położonych na działkach nr 19/2, 19/3, nr 14/5, 15/22 oraz 15/25 - budynek administracyjny – 1.977,20 m²; budynek warsztatowo-socjalny – 971 m²; budynek akumulatorowni – 8,20 m²

obciążenia – bez obciążeń

KW 30626 prowadzona przez Sąd Rejonowy w Tarnowie, Wydział Ksiąg Wieczystych – dla działek nr 19/2 oraz 19/3 oraz KW 107735 prowadzona przez Sąd Rejonowy w Tarnowie, Wydział Ksiąg Wieczystych – dla działek nr 14/5, 15/22 oraz 15/25

19.2.6 Gdańsk, ul. Wałowa

Nieruchomość położona w Gdańsku przy ul. Wałowej jest istotna dla Grupy PGNiG przede wszystkim ze względu na fakt, iż pełni ona rolę rejestrowej siedziby PSG Sp. z o.o.

własność budynków, użytkowanie wieczyste gruntu do dnia 5 grudnia 2030 r. - PSG Sp. z o.o

własność gruntów – Skarb Państwa

nieruchomość zabudowana

pow. gruntu – działka nr 209 – 4.383 m², działka nr 210/1 – 28.256 m², działka nr 214/1 – 65.804 m²

pow. budynków – 6.664,5 m²

obciążenia – bez obciążeń

KW 62298 - prowadzona przez Sąd Rejonowy w Gdańsku, X Wydział Ksiąg Wieczystych

19.2.7 Poznań, ul. Grobla 10-16

Nieruchomość położona w Poznaniu przy ul. Grobla 10-16 jest istotna dla Grupy PGNiG przede wszystkim ze względu na fakt, iż pełni ona rolę rejestrowej siedziby WSG Sp. z o.o.

Nieruchomość jest wykorzystywana przez WSG Sp. z o.o. na podstawie umowy dzierżawy z dnia 1 stycznia 2003 r. zawartej ze Spółką na czas oznaczony do dnia 31 maja 2005 r.

własność budynków - Spółka

użytkowanie wieczyste gruntu – Spółka

własność gruntów – Skarb Państwa

nieruchomość zabudowana

pow. gruntu – działki nr 48/3, 46/5, 38/2, 34/5, 44/8, 33/4, 32/1, 44/9, 34/3, 35, 36, 37, 44/6, 41, 42/3, 44/5, 45, 46/3, 47/2, 48/1, 49, 50/3, 51, 52, 53, 54 oraz 55 - 46.367 m²

pow. budynków – 15.004,37 m²

obciążenia – bez obciążeń

KW 110034 prowadzona przez Sąd Rejonowy w Poznaniu, Wydział Ksiąg Wieczystych

19.2.8 Warszawa, ul. Literacka 11

Nieruchomość położona w Warszawie przy ul. Literackiej 11 jest istotna dla Grupy PGNiG przede wszystkim ze względu na fakt, iż w bliskiej przyszłości pełnić będzie rolę rejestrowej siedziby EuRoPol GAZ. Nieruchomości budynkowe mające być miejscem siedziby rejestrowej EuRoPol GAZ są aktualnie w budowie. Budowę nowej siedziby EuRoPol GAZ rozpoczęto w 1999 roku na podstawie decyzji nr 86/99 Urzędu Gminy Bielany z dnia 22 września 1999 r. o pozwoleniu na budowę.

własność budowanych nieruchomości budynkowych – Spółka

własność gruntów – działki 47, 48/1 – 2.493 m² – Spółka; działki 49/1, 50 – 20.215 m² Gmina Warszawa-Bielany

użytkowanie wieczyste gruntów o powierzchni 20.215 m² – Spółka do dnia 30 września 2097 r.

nieruchomość zabudowana

pow. budowanych nieruchomości budynkowych – ok. 32 tys. m²

pow. łączna gruntów: działki 47, 48/1, 49/1, 50 – 22.708 m²

KW 218705 i KW 338444 prowadzone przez Sąd Rejonowy dla Warszawy Mokotowa, VI Wydział Ksiąg Wieczystych

obciążenia – bez obciążeń

Na dzień 24 maja 2005 r. siedziba rejestrowa EuRoPol GAZ mieści się w Warszawie przy Al. Stanów Zjednoczonych 61. Nieruchomość ta jest użytkowana przez EuRoPol GAZ na podstawie porozumienia z dnia 11 grudnia 2003 r. w sprawie najmu pomieszczeń biurowych i magazynowych zawartego ze spółką BEL Leasing Sp. z o.o., będącej właścicielem budynku. Przedmiotem najmu jest 2.083,50 m² powierzchni biurowej oraz 216 m² powierzchni magazynowej. Wynajmowana powierzchnia mieści się w budynku biurowym o powierzchni całkowitej 6.098,14 m², położonym na działce nr 43/1 o powierzchni całkowitej 3.371 m², będącej w użytkowaniu wieczystym. Właścicielem gruntu jest Skarb Państwa. Księga wieczysta KW 139077 prowadzona jest przez Sąd Rejonowy dla Warszawy Mokotowa.

19.2.9 Gazociąg Jamał – Europa Zachodnia

Budowa Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia o całkowitej długości ok. 4 tys. km ma na celu połączenie Europy Zachodniej ze złożami gazu ziemnego na półwyspie Jamał. Gazociąg tranzytowy posiada istotne znaczenie dla Spółki ze względu na fakt, iż polski odcinek gazociągu budowany jest przez spółkę EuRoPol GAZ, w której Spółka posiada 48% akcji w kapitale zakładowym.

Realizowany przez EuRoPol GAZ projekt zakłada, że polski odcinek gazociągu tranzytowego będzie składał się z dwóch równoległych nitek o długości ok. 684,8 km każda i pięciu tłoczni gazu. Jego trasa przebiega przez 67 gmin pięciu województw: lubuskiego, wielkopolskiego, kujawsko-pomorskiego, mazowieckiego i podlaskiego.

Grunty na czas budowy gazociągu tranzytowego pozyskiwane były na podstawie standardowych umów cywilnoprawnych zawieranych przez EuRoPol GAZ z ich właścicielami lub posiadaczami. Umowy zawierane były w latach 1996-1999. Łącznie zawarto ok. 4.200 tego typu umów.

Dostęp do 31 nieruchomości, w związku z brakiem możliwości zawarcia umowy cywilnoprawnej, EuRoPol GAZ uzyskał na podstawie decyzji administracyjnych, wydanych na podstawie art. 70 uchylonej Ustawy o Gospodarce Gruntami i Wywłaszczaniu Nieruchomości oraz art. 124 Ustawy o Gospodarce Nieruchomościami. W powyższych przypadkach należne odszkodowanie ustalane było w postępowaniu administracyjnym przez organ, który te decyzje wydał. W związku z brakiem akceptacji przez część właścicieli gruntów wysokości odszkodowań toczy się wciąż 10 postępowań administracyjnych w tych sprawach. Łączna wysokość należnych odszkodowań, według wycen rzeczoznawców, wynosi ok. 150 tys. zł.

Po zakończeniu budowy Gazociągu Jamał-Europa Zachodnia grunty rolne, po wykonaniu na nich rekultywacji, zwrócone zostały właścicielom do dalszego rolniczego użytkowania, zaś grunty leśne w części podlegającej czasowemu wyłączeniu z produkcji leśnej do ponownego zalesienia. Grunty leśne będące własnością Skarbu Państwa położone nad Gazociągiem Jamał-Europa Zachodnia, trwale wyłączone z produkcji leśnej, pozostają niezalesione i są dzierżawione przez EuRoPol GAZ na podstawie zawartych z poszczególnymi nadleśnictwami umów. Jednocześnie EuRoPol GAZ ma zagwarantowane prawo wchodzenia na teren nieruchomości, w obrębie której przebiega Gazociąg Jamał-Europa Zachodnia, w celu wykonywania prac remontowo-konserwacyjnych. Obciążenie to jest skuteczne również w stosunku do następców prawnych właścicieli lub posiadaczy nieruchomości.

20 OPIS WSZCZĘTYCH POSTĘPOWAŃ

20.1 Dochodzenie należności

PGNiG dochodzi należności na podstawie przepisów prawa i umów zawartych z odbiorcami gazu, nie korzystając w tym zakresie z usług zewnętrznych firm windykacyjnych. Procedura windykacji należności prowadzona jest w oparciu o wewnętrzne regulacje PGNiG.

PGNiG przekazał Spółkom Gazownictwa procedurę windykacyjną stanowiącą wytyczne kierunkowe dla zbudowania wewnętrznych procedur w tym zakresie. Na podstawie przekazanych wytycznych poszczególne Spółki Gazownictwa uchwaliły własne regulaminy odzyskiwania należności z uwzględnieniem lokalnej specyfiki odbiorców i stosowanymi w spółkach aplikacjami informatycznymi i bilingowymi. Spółki Gazownictwa podobnie jak PGNiG nie korzystają z usług zewnętrznych firm windykacyjnych prowadzących obrót wierzytelnościami.

Część należności PGNiG została przekazana Spółkom Gazownictwa do windykacji na mocy zawartych w dniu 2 stycznia 2003 r. umów o świadczenie usług w zakresie windykacji należności. Spółki Gazownictwa realizują bieżącą współpracę z dotychczasowymi odbiorcami PGNiG i windykują dług powstały przed dniem 1 stycznia 2003 r. w imieniu i na rzecz PGNiG. Przekazane Spółkom Gazownictwa wierzytelności były monitorowane przez PGNiG w szczególności na podstawie raportów otrzymywanych od Spółek Gazownictwa. PGNiG kontroluje bieżące należności z tytułu sprzedaży gazu do Spółek Gazownictwa oraz monitoruje sprzedaż wierzytelności.

Stan należności PGNiG na dzień 31 marca 2005 r. przedstawia poniższa tabela.

Ogólna kwota należności na dzień 31.03.2005 r.	
1.334.164,8 tys. zł	
W tym należności przeterminowane niebędące przedmiotem postępowań sądowych	W tym należności przeterminowane będące przedmiotem postępowań sądowych
317.819 tys. zł	324.035,7 tys. zł

Dodatkowo PGNiG posiada należności, których windykacja w imieniu i na rzecz PGNiG została powierzona Spółkom Gazownictwa. Stan przedmiotowych należności prezentuje poniższa tabela.

Należności dochodzone przez Spółki Gazownictwa w imieniu i na rzecz PGNiG	
155.506,9 tys. zł	
W tym należności będące przedmiotem postępowań windykacyjnych	W tym należności będące przedmiotem postępowań egzekucyjnych
77.884,4 tys. zł	77.622, 4 tys. zł

Zgodnie z Ustawą o Rachunkowości PGNiG aktualizuje wartość należności dokonując odpisów aktualizujących uwzględniających stopień prawdopodobieństwa zapłaty należności. Jako spółka dominująca PGNiG tworzy odpisy aktualizujące na należności przeterminowane powyżej 90 dni od wszystkich odbiorców. Na należności od kontrahentów przemysłowych odbierających znaczne ilości dobowe gazu, których kondycja finansowa jest zła PGNiG ustala wysokość odpisów aktualizacyjnych indywidualnie dla każdego odbiorcy. W Spółkach Gazownictwa odpisy aktualizujące należności z tytułu dostaw gazu dla odbiorców drobnych, o małym zużyciu gazu, rozliczanych według grup taryfowych 1-4 kalkulowane są statystycznie. Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności w okresie roku. Na bazie analizy wyliczane są wskaźniki opłacalności, które służą ustaleniu odpisów według struktury wiekowej należności.

Na dzień 31 grudnia 2004 r. wysokość odpisów aktualizacyjnych według danych przed zbadaniem wynosi 860.657 tys. PLN w przypadku PGNiG, a 1.006.619 tys. PLN w przypadku Grupy Kapitałowej PGNiG.

20.2 Postępowania sądowe PGNiG

W okresie ostatnich 5 lat obrotowych do dnia sporządzenia Prospektu nie toczyły się, ani też nie zostały wszczęte wobec PGNiG postępowania upadłościowe, układowe, ugodowe, egzekucyjne lub likwidacyjne (z wyjątkiem postępowania o likwidację Oddziału w Pakistanie), których wynik mógłby mieć istotne znaczenie dla działalności PGNiG.

Poniżej został przedstawiony wykaz postępowań, których stroną jest PGNiG a które mogą mieć istotne znaczenie dla działalności Grupy PGNiG z uwagi na wysoką wartość przedmiotu sporu, bądź względy ekonomiczne – strategiczne.

20.2.1 Postępowania, w których PGNiG występuje jako powód

Poniżej został przedstawiony opis postępowań istotnych z punktu widzenia działalności Grupy PGNiG, w których PGNiG występuje jako powód.

1. Sprawa z powództwa PGNiG przeciwko EuRoPol GAZ o zapłatę odsetek należnych z tytułu zawartej między stronami umowy z dnia 25 września 1995 r. nr DF/33/95 w sprawie pożyczki i gwarancji na sfinansowanie budowy systemu gazociągów tranzytowych (szczegółowe informacje dotyczące ww. umowy zostały zawarte w pkt. 18.3 niniejszego Rozdziału). Pożyczka stanowiła część finansowania inwestycji realizowanej przez EuRoPol GAZ, polegającej na budowie Gazociągu Jamał–Europa Zachodnia. Wartość przedmiotu sporu wynosi 8.317.675,16 USD. Powód dochodzi zapłaty odsetek za zwłokę w spłacie sześciu rat kapitału pożyczki za okres od 2 marca 2001 r. do 27 lutego 2004 r. W odpowiedzi na pozew z dnia 16 czerwca 2004 r. pozwany wniósł o oddalenie powództwa z uwagi na błędną metodę obliczenia przez PGNiG odsetek. Rozprawa mająca odbyć się przed Sądem Okręgowym w Warszawie w dniu 8 kwietnia 2005 r. została zdjęta z wokandy z uwagi na odbywający się w tym dniu pogrzeb Papieża Jana Pawła II. Do dnia 24 maja 2005 r. nowy termin rozprawy nie został wyznaczony.
2. Sprawa z powództwa PGNiG przeciwko Przedsiębiorstwu Inwestycyjnemu „GAZOTECH” Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie przy ul. Pogranicznej 8 o stwierdzenie nieważności dwóch uchwał zwyczajnego zgromadzenia wspólników pozwanego podjętych w dniu 23 kwietnia 2004 r. Wartość przedmiotu sporu wynosi 52.000 tys. PLN. Zaskarżone uchwały zostały, zdaniem PGNiG, podjęte z naruszeniem postanowień umowy spółki „GAZOTECH” Sp. z o.o. oraz przepisów KSH. Pierwszą uchwałą zgromadzenie wspólników nieodpłatnie umorzyło, z ogólnej ilości 926 udziałów, 854 udziały należące do Agnieszki Brzostowskiej-Waloch nabyte przez pozwaną spółkę w dniu 22 kwietnia 2004 r. W wyniku ww. umorzenia PGNiG, które posiadało w spółce 50 udziałów, stanowiących 5,4% kapitału zakładowego stało się największym udziałowcem w spółce „GAZOTECH” Sp. z o.o. Pozostali wspólnicy posiadali: (i) 18 udziałów - Fundusz Kapitałowy ABIT-INVEST S.A., (ii) 2 udziały - Veris Invest Sp. z o.o. oraz (iii) 2 udziały - Stanisław Jakubowski. Z uwagi na uprzywilejowanie Funduszu Kapitałowego ABIT-INVEST S.A. co do głosu (3 głosy na udział) PGNiG w wyniku podjętej uchwały posiada 69,4% udziałów i tylko 46,2% głosów. Druga z zaskarżonych uchwał zobowiązała PGNiG do dokonania dopłat na rzecz pozwanej spółki

w łącznej kwocie 52.000 tys. PLN do końca 2004 roku. Sąd Apelacyjny w Warszawie postanowieniem z dnia 28 października 2004 r. zabezpieczył powództwo o stwierdzenie nieważności uchwały o dopłatach poprzez wstrzymanie w całości wykonania tej uchwały. W uzasadnieniu wyżej wymienionego postanowienia Sąd Apelacyjny uznał, że uchwała zobowiązująca powoda do dokonania dopłat została podjęta z naruszeniem art. 238 KSH, gdyż porządek obrad winien zawierać informację o wysokości i terminach dopłat. Zdaniem Spółki do czasu zakończenia przedmiotowego postępowania o stwierdzenie nieważności uchwały o dopłatach pozwany nie podejmie działań przeciwko PGNiG w celu wyegzekwowania kwot dopłat. Pierwsza rozprawa przed Sądem Okręgowym odbyła się w dniu 18 kwietnia 2005 r. Do dnia 24 maja 2005 r. termin kolejnej rozprawy nie został wyznaczony.

3. Sprawa z powództwa PGNiG przeciwko Przedsiębiorstwu Inwestycyjnemu „GAZOTECH” Sp. z o.o. o stwierdzenie nieważności uchwały nr 1 nadzwyczajnego zgromadzenia wspólników pozwanej spółki dotyczącej zobowiązania wspólników do wniesienia dopłat podjętej w dniu 19 stycznia 2005 r. Wartość przedmiotu sporu wynosi 26.000 tys. PLN i stanowi ona równowartość dopłaty do jakiej PGNiG został zobowiązany na mocy zaskarżonej uchwały. Wysokość nałożonych na PGNiG dopłat jest skutkiem zmiany struktury kapitałowej wynikającej z uchwały o umorzeniu udziałów podjętej przez walne zgromadzenie wspólników w dniu 23 kwietnia 2004 r. Przedmiotowe postępowanie pozostaje w związku ze sprawą o stwierdzenie nieważności uchwał pozwanego podjętych w dniu 23 kwietnia 2004 r. bowiem ewentualne uwzględnienie tegoż powództwa będzie miało ten skutek, że siła głosów PGNiG na zgromadzeniach wspólników ulegnie redukcji przez co podjęcie zaskarżonej przedmiotowym pozwem uchwały będzie naruszało umowę pozwanej spółki. W pozwie PGNiG złożył wniosek o wydanie zarządzenia tymczasowego nakazującego wstrzymanie wykonania zaskarżonej uchwały w całości. Do dnia 24 maja 2005 r. Spółka nie otrzymała żadnej informacji w przedmiocie rozpoznania ww. wniosku.

20.2.2 Postępowania, w których PGNiG występuje jako pozwany

Poniżej został przedstawiony opis postępowań istotnych z punktu widzenia działalności Grupy PGNiG, w których PGNiG występuje jako pozwany.

1. Sprawa z powództwa EuRoPol GAZ o zapłatę części kwot opłat za przesył gazu należnych za okres od dnia 1 września 2002 r. do dnia 31 grudnia 2003 r. Wartość przedmiotu sporu wynosi 40.506,3 tys. zł. Dochodzone przez powoda roszczenie wynika z zawartej między stronami w dniu 31 grudnia 1999 r. umowy na wykonanie usługi przesyłu gazu ziemnego, na mocy której powód przesyłał gaz ziemny administrowanymi przez siebie systemami gazociągów tranzytowych na terytorium RP od granicy Republiki Białorusi i RP do punktu odbioru gazu we Włocławku, a począwszy od 30 września 2002 r. także do punktu odbioru gazu we Lwówku. Kwestią sporną pomiędzy stronami niniejszego postępowania jest stawka, według której powinny być naliczane opłaty za gaz w okresie objętym pozwem. Zdaniem powoda od dnia 1 września 2002 r. do dnia 31 grudnia 2003 r. opłaty za przesył gazu winny być naliczane w oparciu o stawki określone w taryfie zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 14 sierpnia 2002 r., a nie jak poprzednio – w oparciu o stawkę określoną w umowie. PGNiG wniósł o oddalenie powództwa w całości podnosząc m. in., iż EuRoPol GAZ nie doprowadził do zmiany zasad rozliczeń przewidzianych w umowie i bezpodstawnie przyjął, iż samo zatwierdzenie taryfy przez Prezesa URE oznaczało automatyczną zmianę rozliczeń pomiędzy stronami. Na wniosek EuRoPol GAZ, motywowany zamiarem podjęcia próby ugodowego rozwiązania przedmiotowego sporu, Sąd Arbitrażowy przy KIG w Warszawie zniósł pierwszy termin rozprawy wyznaczony na dzień 26 kwietnia 2005 r. PGNiG wyraził zgodę na zniesienie terminu rozprawy i oczekuje na przedstawienie przez EuRoPol GAZ propozycji ugodowych.
2. Sprawa z powództwa PHZ Bartimpex S.A. przeciwko Skarbowi Państwa i podsekretarzowi stanu w Ministerstwie Gospodarki Janowi Szlęzakowi o zapłatę odszkodowania za niewywiązanie się pozwanych ze zobowiązań ujętych w zawartym pomiędzy PGNiG, spółką IRB Sp. z o.o. oraz spółką Ruhrgas AG liście intencyjnym z dnia 28 stycznia 1999 r. dotyczącym inwestycji budowy gazociągu biegnącego z Bernau do Szczecina. Wartość przedmiotu sporu wynosi 6.404 tys. zł. Powód podnosi, iż wskutek bezprawnych działań funkcjonariusza administracji publicznej, PGNiG został zmuszony do zerwania negocjacji dotyczących wspólnej inwestycji budowy gazociągu, a nakłady poniesione przez powoda w związku z negocjacjami i otwartym procesem inwestycyjnym zostały stracone. Pozwani wnieśli o oddalenie powództwa w całości. Sąd Okręgowy w Warszawie postanowieniem z dnia 15 stycznia 2003 r. wezwał PGNiG do udziału w niniejszej sprawie w charakterze pozwanego. W odpowiedzi na pozew z dnia 23 kwietnia 2003 r. PGNiG wniósł o oddalenie powództwa w całości stwierdzając m. in., iż list intencyjny obowiązywał jedynie w okresie jednego roku i nie stanowił wiążącej umowy, a wszelkie wydatki poniesione przez powoda były przedwczesne. Ponadto PGNiG podniósł, iż przy ocenie niniejszej sprawy należy wziąć pod uwagę specyfikę jego działalności, obowiązek zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, jego uwarunkowania właścicielskie oraz „Założenia polityki energetycznej Polski do

2020 r.” przyjęte przez Rząd w dniu 22 lutego 2000 r. PGNiG jako jednoosobowa spółka Skarbu Państwa zobowiązany jest bowiem wykonywać zalecenia odpowiednich organów państwowych, które w niniejszym przypadku nakazywały wstrzymanie ewentualnego podpisania umowy z firmą Ruhrgas AG na przesył gazu norweskiego do Polski do czasu wyrażenia zgody przez ministra właściwego ds. gospodarki. Sąd Okręgowy wyznaczył kolejny termin rozprawy na dzień 9 czerwca 2005 r.

3. Sprawa z powództwa Romana Reinish i Zbigniewa Lorenc o zapłatę wynagrodzenia za korzystanie przez pozwanego z patentu PL 181633 udzielonego powodom na wynalazek pt. „Sposób i układ do wykorzystania wyeksploatowanych złóż gazu zaazotowanego dla magazynowania różnych gazów”. Wartość przedmiotu sporu wynosi 1.994 tys. zł. Powodowie domagają się wynagrodzenia za korzystanie przez PGNiG w podziemnym magazynie gazu Wierzchowice z wynalazku, na który powodowie uzyskali patent w dniu 14 lutego 2001 r. Postanowieniem z dnia 8 października 2004 r. Sąd Okręgowy w Warszawie zawiesił niniejsze postępowanie do czasu rozstrzygnięcia przez Urząd Patentowy wniosku PGNiG z dnia 15 lipca 2003 r. o unieważnienie przedmiotowego wynalazku z uwagi na fakt, iż rozwiązanie przedstawione w opisie patentowym nr 181633 nie spełniało w dacie zgłoszenia do Urzędu Patentowego (tj. 25 listopada 1996 r.) ustawowych warunków określonych w art. 10 ustawy z dnia 19 października 1972 r. o wynalazczości (tekst jednolity: Dz. U Nr 26, poz. 117, z późn. zm.), tj.: (i) nowości sposobu, (ii) nieoczywistości sposobu, (iii) nieoczywistości układu, oraz (iv) zastosowalności sposobu. W dniu 15 listopada 2004 r. powodowie złożyli zażalenie na powyższe postanowienie. Sąd Apelacyjny w Warszawie postanowieniem z dnia 17 grudnia 2004 r. oddalił zażalenie powodów jako nieuzasadnione, potwierdzając tym samym postanowienie Sądu Okręgowego o zawieszeniu postępowania.

Dnia 29 grudnia 2004 r. siedem z pozostałych osób formalnie uprawnionych z patentu 181633 złożyło pozew do Sądu Okręgowego w Warszawie z analogicznymi roszczeniami jak Roman Reinish i Zbigniew Lorenc, określając łączną wartość przedmiotu sporu na 6.979 tys. zł. W dniu 21 lutego 2005 r. PGNiG złożył odpowiedź na pozew, w której wniósł o oddalenie powództwa w całości, a w przypadku nieuwzględnienia powyższego wniosku o połączenie niniejszej sprawy ze sprawą z powództwa Romana Reinish i Zbigniewa Lorenc i zawieszenie postępowania.

Postanowieniem z dnia 16 marca 2005 r. Urząd Patentowy RP uznał za uzasadnione wszystkie podniesione przez PGNiG zarzuty i unieważnił patent. Na dzień 24 maja 2005 r. postanowienie nie jest prawomocne.

4. Sprawa z powództwa Tullow Pakistan (Developments) Ltd. przeciwko PGNiG (Oddział w Pakistanie) o likwidację ww. Oddziału. Wartość przedmiotu sporu wynosi 1.122,5 tys. USD. W latach 2000-2001 PGNiG był partnerem powoda przy realizacji koncesji Nawabshah w Pakistanie dotyczącej poszukiwania złóż. W trakcie ww. współpracy powstał spór dotyczący wzajemnych rozliczeń pomiędzy stronami. Zdaniem PGNiG, Tullow Pakistan (Developments) Ltd. domaga się od PGNiG zapłaty kwot w nieuzasadnionej wysokości, co w opinii PGNiG było wynikiem nieprzestrzegania przez Tullow Pakistan (Developments) Ltd. zapisów umowy koncesyjnej z rządem Pakistanu, której sygnatariuszem jest również PGNiG. Przeprowadzony w 2004 roku audyt nieoperatorski ksiąg rachunkowych Tullow Pakistan (Developments) Ltd. za lata 2000-2001 potwierdził, iż żądania Tullow Pakistan (Developments) Ltd. są wygórowane. Wyrokiem z dnia 11 marca 2004 r. Sąd Wyższej Instancji w Lahore w Pakistanie pod rygorem ustanowienia likwidatora dla Oddziału w Pakistanie nakazał pozwanemu zapłacenie żądanej przez powoda kwoty do dnia 30 kwietnia 2004 r. Powyższy wyrok został przez PGNiG zaskarżony do Sądu Najwyższego Pakistanu w dniu 13 kwietnia 2004 r. Spółka wystawiła na rzecz Sekretarza Sądu Najwyższego gwarancję bankową zabezpieczającą roszczenia powoda. Po wystawieniu gwarancji Sąd Najwyższy postanowieniem z dnia 15 lipca 2004 r. przyjął apelację PGNiG do rozpoznania wstrzymując jednocześnie wykonanie postanowień Sądu I Instancji do czasu wydania przez Sąd Najwyższy ostatecznego wyroku w sprawie. Na dzień 24 maja 2005 r. komisja powołana przez Zarząd prowadzi negocjacje z Tullow Pakistan (Developments) Ltd. celem zawarcia ugody, która doprowadziłaby do zapłaty pewnej uzgodnionej przez strony kwoty na rzecz Tullow Pakistan (Developments) Ltd. oraz cofnięcia przez Tullow Pakistan (Developments) Ltd. powództwa o likwidację Oddziału w Pakistanie.

20.2.3 Postępowania upadłościowe, w których PGNiG występuje jako wierzyciel

Poniżej zostało przedstawione zestawienie najistotniejszych postępowań upadłościowych, w których PGNiG występuje jako wierzyciel.

1. Postępowanie upadłościowe Huty Batory S.A. Kwota dochodzonej przez PGNiG wierzytelności wynosi 62.098 tys. zł. Postanowieniem Sądu Rejonowego w Katowicach z dnia 4 czerwca 2003 r. została ogłoszona upadłość Huty Batory S.A.;

2. Postępowanie upadłościowe Huty Ostrowiec S.A. Kwota dochodzonej przez PGNiG wierzytelności wynosi 50.012,2 tys. zł. Postanowieniem Sądu Rejonowego w Kielcach z dnia 5 lipca 2002 r. została ogłoszona upadłość Huty Ostrowiec S.A.;
3. Postępowanie upadłościowe z opcją likwidacyjną Huty Jedność S.A. Kwota dochodzonej przez PGNiG wierzytelności wynosi 44.991,2 tys. zł. Postanowieniem Sądu Rejonowego w Katowicach z dnia 30 października 2003 r. została ogłoszona upadłość Huty Jedność S.A.;
4. Postępowanie upadłościowe Huty Szkła „Szczakowa” S.A. Kwota dochodzonej przez PGNiG wierzytelności wynosi 39.044,8 tys. zł. Postanowieniem Sądu Rejonowego w Katowicach z dnia 21 maja 2002 r. została ogłoszona upadłość Huty Szkła „Szczakowa” S.A.
5. Postępowanie upadłościowe Obszaru Przemysłowego Zakłady Ostrowieckie S.A. Kwota dochodzonej przez PGNiG wierzytelności wynosi 11.382,2 tys. zł. Postanowieniem Sądu Rejonowego w Kielcach z dnia 18 września 2003 r. została ogłoszona upadłość Obszaru Przemysłowego Zakłady Ostrowieckie S.A.
6. Postępowanie w przedmiocie ogłoszenia upadłości Budownictwa Naftowego Naftomontaż Sp. z o.o. spółki zależnej od PGNiG. Łączna kwota wierzytelności PGNiG wynosi 33.018,9 tys. zł. Wierzytelności pozostałych wierzycieli wynoszą łącznie 21.160,9 tys. zł. W dniu 14 grudnia 2004 r. Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o. złożyło do Sądu Rejonowego w Krośnie wniosek o ogłoszenie upadłości obejmującej likwidację majątku. Postanowieniem z dnia 17 stycznia 2005 r. Sąd Rejonowy zabezpieczył majątek dłużnika przez ustanowienie tymczasowego nadzorca sądowego. W dniu 8 marca 2005 r. Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o. złożyło do Sądu Rejonowego propozycję układową obejmującą sposób restrukturyzacji zobowiązań. Postanowieniem z dnia 15 marca 2005 r. Sąd Rejonowy zwołał wstępne zgromadzenie wierzycieli dłużnika na dzień 18 kwietnia 2005 r. w przedmiocie podjęcia uchwał co do: (i) prowadzenia dalszego postępowania upadłościowego z możliwością zawarcia układu albo likwidacji majątku, (ii) wyboru rady wierzycieli, (iii) zawarcia układu według propozycji układowych przedłożonych przez dłużnika. Dnia 5 maja 2005 r. Sąd Rejonowy wydał postanowienie o zatwierdzeniu układu zawartego przez Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o. z wierzycielami w dniu 18 kwietnia 2005 r. Postanowienie jest prawomocne. Układ przewiduje restrukturyzację wierzytelności poprzez: (i) konwersję na udziały Budownictwa Naftowego Naftomontaż Sp. z o.o. kwoty 19.000 tys. zł (w tym kwota wierzytelności PGNiG objętych konwersją wynosi 14.000 tys. zł), (ii) spłatę przez PGNiG na rzecz pozostałych wierzycieli wierzytelności, za które odpowiada jako dłużnik solidarny w kwocie 16.160,9 tys. zł, (iii) spłatę wierzytelności PGNiG nie objętych konwersją w kwocie 1.477,3 tys. zł do dnia 31 grudnia 2005 r., (iv) spłatę wierzytelności PGNiG w kwocie 17.541,6 tys. zł (w tym ww. wierzytelności powstałej z tytułu spłat) w 32 ratach kwartalnych począwszy od dnia 31 marca 2007 r.

20.2.4 Postępowania układowe oraz zawarte z dłużnikami PGNiG układy

Łączna kwota 15 najistotniejszych wierzytelności objętych układami/postępowaniami układowymi, w których PGNiG występuje jako wierzyciel wynosi 154.268,6 tys. zł z czego na dzień 31 marca 2005 r. do spłaty pozostało 86.883,6 tys. zł. Poniżej zostało przedstawione zestawienie najistotniejszych postępowań układowych, w których PGNiG występuje jako wierzyciel oraz układów zawartych pomiędzy PGNiG a jego dłużnikami.

1. Postępowanie układowe Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A. Kwota zgłoszonej przez Spółkę wierzytelności wynosi 54.442,5 tys. zł. Postanowieniem Sądu Rejonowego w Tarnowie z dnia 10 lipca 2003 r. zatwierdzony został układ zawarty z wierzycielami w dniu 11 czerwca 2003 r. Jeden z wierzycieli zaskarżył ww. postanowienie Sądu Rejonowego. Na dzień 31 marca 2005 r. sprawa jest poddana pod rozstrzygnięcie Sądu Najwyższego.
2. Układ pomiędzy wierzycielami (m. in. PGNiG) a Zakładami Azotowymi Kędzierzyn S.A. zatwierdzony postanowieniem Sądu Rejonowego w Opolu z dnia 15 października 1999 r. Wierzytelność PGNiG objęta układem wynosi 27.315,7 tys. zł. Kwota ta została zredukowana o 15%, a spłata pozostałej części rozłożona na okres 6 lat. Na dzień 31 marca 2005 r. do odzyskania pozostało 4.646,5 tys. PLN. Całkowita spłata wierzytelności objętych układem nastąpi do końca 2005 roku.
3. Układ pomiędzy wierzycielami (m.in. PGNiG) a Hutą im. Tadeusza Sendzimira zatwierdzony postanowieniem Sądu Rejonowego dla Krakowa-Śródmieścia w Krakowie z dnia 29 lipca 2002 r. Wierzytelność PGNiG objęta układem wynosi 48.903,9 tys. zł, z czego umorzone zostało 19.561,5 tys. zł. Spłatę pozostałej części rozłożono na okres 5 lat. Na dzień 31 marca 2005 r. do odzyskania pozostało 13.204 tys. zł.

4. Układ pomiędzy wierzycielami (m. in. PGNiG) a Huta Częstochowa S.A. zatwierdzony postanowieniem Sądu Rejonowego w Częstochowie z dnia 28 grudnia 2001 r. Wierzytelność PGNiG objęta układem wynosi 9.495 tys. zł, a jej spłata została rozłożona na okres 9 lat. Dłużnik nie dokonał żadnej wpłaty, w związku z czym w dniu 13 października 2003 r. na podstawie ustawy z dnia 30 października 2002 r. o pomocy publicznej dla przedsiębiorców o szczególnym znaczeniu dla rynku pracy (Dz. U. z 2002 r., Nr 213, poz. 1800, z późn. zm.) została zawarta „Ugoda restrukturyzacyjna w zakresie zobowiązań cywilnoprawnych”, której jedną ze stron był PGNiG. Dnia 25 listopada 2004 r. dziewięciu największych wierzycieli Huty Częstochowa S.A. podpisało porozumienie dotyczące współpracy w procesie sprzedaży udziałów spółek, które mają oni objąć za wierzytelności w drodze konwersji. Na podstawie ww. porozumienia wierzyciele mają głos doradczy dla prowadzących procedurę wyboru oferenta (inwestora dla Huty Częstochowa S.A.) - Towarzystwa Finansowego Silesia Sp. z o.o. oraz samej Huty Częstochowa S.A.

20.2.5 Największe wierzytelności PGNiG

Największy udział w wartości należności PGNiG stanowią zakłady azotowe, w stosunku do których PGNiG posiada wierzytelności w łącznej wysokości wynoszącej na dzień 31 marca 2005 r. 435.213 tys. zł. (w tym 283.245,3 tys. zł należności przeterminowanych). Największy udział w wartości należności PGNiG wśród zakładów azotowych stanowią jednoosobowe spółki Skarbu Państwa wchodzące w skład sektora tzw. Wielkiej Syntezy Chemicznej, tj. Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A., Zakłady Chemiczne Police S.A., Zakłady Azotowe Puławy S.A. oraz Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach S.A. Są one również najtrudniejszą grupą dłużników, którzy z racji wielu uwarunkowań nie mogą zostać poddani standardowej ścieżce windykacyjnej. Łączna wysokość należności w stosunku do wyżej wymienionych podmiotów wynosi 406.389,4 tys. zł (w tym 283.215,3 tys. zł należności z przekroczonym terminem płatności). Powyższe kwoty nie uwzględniają dokonanych po dniu 31 grudnia 2004 r. spłat (m. in. z tytułu zrealizowanych porozumień z Zakładami Azotowymi Puławy S.A. i Zakładami Chemicznymi Police S.A.). Poniżej został przedstawiony opis poszczególnych wierzytelności PGNiG wobec Zakładów Azotowych.

1. Wierzytelność PGNiG wobec Zakładów Azotowych Kędzierzyn S.A. Na dzień 31 marca 2005 r. wysokość wierzytelności wynosi 213.478,0 tys. zł. (w tym 188.004,3 tys. zł to kwota należności przeterminowanych). We współpracy z Naftą Polska prowadzona jest restrukturyzacja długu. Wykonywany jest również, zawarty między dłużnikiem a wierzycielami, układ sądowy z dnia 15 października 1999 r.
2. Wierzytelność PGNiG wobec Zakładów Azotowych Puławy S.A. Na dzień 31 grudnia 2004 r. wysokość wierzytelności wynosiła 122.466,4 tys. zł. Na mocy porozumienia z dnia 12 maja 2004 r. w sprawie warunków i terminów spłaty zadłużenia za odbiór gazu z tytułu umowy nr 4/S/99 z dnia 14 stycznia 1999 r., zmienionego aneksem nr 1 z dnia 29 grudnia 2004 r., spłata zadłużenia w kwocie 140.916,2 tys. zł (łącznie z odsetkami) została rozłożona na raty, a odsetki częściowo umorzone. W dniu 14 lutego 2005 r. porozumienie zostało zrealizowane w zakresie należności za gaz. Na dzień 31 marca 2005 r. do spłaty pozostała jedynie należność z tytułu odsetek, która na dzień sporządzenia Prospektu wynosi 9.880,7 tys. zł i ma zostać uregulowana w dwóch ratach – na koniec kwietnia i maja 2005 roku.
3. Wierzytelność PGNiG wobec Zakładów Chemicznych Police S.A. Na dzień 31 marca 2005 r. wysokość wierzytelności wynosi 35.105.851,83 tys. zł. i jest to należność bieżąca.
4. Wierzytelność PGNiG wobec Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach S.A. Na dzień 31 marca 2005 r. wysokość wierzytelności wynosi 95.894,3 tys. zł. (w tym 85.330,3 tys. zł. to kwota należności przeterminowanych). We współpracy z Naftą Polska prowadzona jest restrukturyzacja długu. Zawarty między dłużnikiem a wierzycielami układ sądowy nie jest prawomocny.

Spółka rozważa możliwość odzyskania swoich należności poprzez konwersję wierzytelności na akcje spółek wchodzących w skład sektora tzw. Wielkiej Syntezy Chemicznej lub poprzez sprzedaż tych wierzytelności.

Drugą grupę dłużników stanowią huty żelaza i stali (w szczególności: Huta Częstochowa S.A., Huta Stalowa Wola S.A., Huta Batory S.A., Huta Ostrowiec S.A., Huta Jedność S.A., Huta Zgmunt S.A. oraz Mittal Steel Poland S.A. - dawniej: „Polskie Huty Stali” - Huta im. Tadeusza Sendzimira S.A.), wobec których Spółka posiada wierzytelności w łącznej kwocie wynoszącej na dzień 31 marca 2005 r. 227.310,4 tys. zł (w tym 223.139 tys. zł należności przeterminowanych). Huty: Częstochowa, Stalowa Wola, Ostrowiec oraz Zygmunta nie są już odbiorcami gazu. Wierzytelności PGNiG w stosunku do Huty Batory S.A. oraz Huty Jedność S.A. zostały przekazane do windykacji Spółkom Gazownictwa, które realizują bieżącą współpracę z dotychczasowymi odbiorcami PGNiG i windykują dług powstałe przed 1 stycznia 2003 r. w imieniu i na rzecz PGNiG.

Kolejną grupę stanowią huty szkła (Huta Szkła Kryształowego Violetta S.A., Huta Szkła Wymiarki S.A., Huta Szkła Okiennego Kara S.A., Huta Szkła Szczakowa S.A., Huta Szkła Orzesze), w stosunku do których PGNiG

posiada wierzytelności w łącznej kwocie wynoszącej na dzień 31 marca 2005 r. 57.270,3 tys. zł (w tym 56.660,4 tys. zł należności z przekroczonym terminem płatności). Wierzytelności PGNiG w stosunku do Huty Szkła Szczakowa S.A. oraz Huty Szkła Orzesze S.A. zostały przekazane do windykacji Spółkom Gazownictwa, które realizują bieżącą współpracę z dotychczasowymi odbiorcami PGNiG i windykują długie powstałe przed dniem 1 stycznia 2003 r. w imieniu i na rzecz PGNiG.

Ponadto po stronie PGNiG istnieje roszczenie w stosunku do Sinclair Technologies Company LLC z siedzibą w USA z tytułu niewywiązania się przez ww. przedsiębiorstwo z warunków umowy na dostawę gazu ziemnego nr PL/012216736/03-0026/DZ/ZG zawartej pomiędzy Sinclair Technologies Company LLC a PGNiG w dniu 1 sierpnia 2003 r. Przedmiotem umowy był zakup przez PGNiG gazu ziemnego pochodzącego z Kraju Azji Środkowej w ilości do 2 mld m³. Dostawy miały być realizowane w okresie od sierpnia 2003 roku do 30 czerwca 2004 r. włącznie. Sinclair zobowiązany był do złożenia gwarancji bankowej tytułem zabezpieczenia kwoty za gaz niedostarczony. Umowa nie została wykonana, w związku z czym, po stronie PGNiG zaistniała konieczność zakupu gazu od innego przedsiębiorstwa. Szkoda powstała z tego tytułu wynosi w ocenie PGNiG 23.155,5 tys. USD (kwota nie uwzględnia gwarancji bankowej złożonej przez Sinclair, która została zrealizowana na rzecz PGNiG w wysokości 463,5 tys. USD). Na dzień 24 maja 2005 r. przedmiotowe roszczenie nie jest dochodzone w żadnym postępowaniu sądowym, jednak PGNiG podejmuje działania prawne i administracyjne, które będą podstawą do wystąpienia o zapłatę roszczenia.

20.3 Spółki Gazownictwa

20.3.1 DSG Sp. z o.o.

DSG Sp. z o.o. nie prowadzi postępowań sądowych, których wynik mógłby mieć istotne znaczenie dla działalności Grupy PGNiG. W stosunku do DSG Sp. z o.o. nie toczą się również postępowania likwidacyjne, upadłościowe, układowe, ugodowe, ani też postępowania egzekucyjne. Wobec DSG Sp. z o.o., ani też w stosunku do członków jej organów lub kadry kierowniczej nie zostały wydane żadne istotne orzeczenia sądowe lub decyzje administracyjne.

Na dzień 31 grudnia 2004 r. ogólna kwota wymagalnych roszczeń DSG Sp. z o.o. wynosi 35.282,1 tys. zł (w tym 22.378,8 tys. zł stanowią należności dochodzone w postępowaniach windykacyjnych, a 4.555,6 tys. zł to należności dochodzone w postępowaniach egzekucyjnych).

20.3.2 GSG Sp. z o.o.

GSG Sp. z o.o. nie prowadzi postępowań sądowych, których wynik mógłby mieć istotne znaczenie dla działalności Grupy PGNiG. W stosunku do GSG Sp. z o.o. nie toczą się również postępowania likwidacyjne, upadłościowe, układowe, ugodowe, ani też postępowania egzekucyjne. Wobec GSG Sp. z o.o., ani też w stosunku do członków jej organów lub kadry kierowniczej nie zostały wydane żadne istotne orzeczenia sądowe lub decyzje administracyjne.

Na dzień 31 grudnia 2004 r. ogólna kwota wymagalnych roszczeń GSG Sp. z o.o. wynosi 64.935 tys. zł (w tym kwota roszczeń będących przedmiotem postępowań sądowych wynosi 11.689,9 tys. zł).

20.3.3 KSG Sp. z o.o.

KSG Sp. z o.o. nie prowadzi postępowań sądowych, których wynik mógłby mieć istotne znaczenie dla działalności Grupy PGNiG. W stosunku do KSG Sp. z o.o. nie toczą się również postępowania likwidacyjne, upadłościowe, układowe, ugodowe, ani też postępowania egzekucyjne. Wobec KSG Sp. z o.o., ani też w stosunku do członków jej organów lub kadry kierowniczej nie zostały wydane żadne istotne orzeczenia sądowe lub decyzje administracyjne.

Na dzień 31 grudnia 2004 r. ogólna kwota wymagalnych roszczeń KSG Sp. z o.o. wynosi 54.518,9 tys. zł (w tym kwota roszczeń będących przedmiotem postępowań windykacyjnych wynosi 51.051,6 tys. zł, a kwota roszczeń będących przedmiotem postępowań egzekucyjnych wynosi 3.467,3 tys. zł).

20.3.4 MSG Sp. z o.o.

MSG Sp. z o.o. nie prowadzi postępowań sądowych, których wynik mógłby mieć istotne znaczenie dla działalności Grupy PGNiG. Wobec członków organów MSG Sp. z o.o. nie zostały wydane żadne istotne orzeczenia sądowe lub decyzje administracyjne.

Na dzień 31 grudnia 2004 r. ogólna kwota wymagalnych roszczeń MSG Sp. z o.o. wynosi 59.354,8 tys. zł (w tym kwota roszczeń będących przedmiotem windykacji przedsądowej wynosi 10.149 tys. zł, kwota roszczeń

objętych postępowaniami sądowymi wynosi 38.213,9 tys. zł, natomiast kwota 10.991,8 tys. zł stanowi roszczenia dochodzone na drodze postępowań egzekucyjnych).

20.3.5 PSG Sp. z o.o.

W stosunku do PSG Sp. z o.o. nie toczą się postępowania likwidacyjne, upadłościowe, układowe, ugodowe, ani też postępowania egzekucyjne. Wobec PSG Sp. z o.o., ani też w stosunku do członków jej organów lub kadry kierowniczej nie zostały wydane żadne istotne orzeczenia sądowe lub decyzje administracyjne.

Na dzień 31 grudnia 2004 r. ogólna kwota wymagalnych roszczeń PSG Sp. z o.o. wynosi 41.803,4 tys. zł (w tym kwota roszczeń będących przedmiotem postępowań windykacyjnych wynosi 32.490,9 tys. zł, kwota roszczeń będących przedmiotem postępowań egzekucyjnych wynosi 3.468,8 tys. zł, a kwota roszczeń nie objętych postępowaniem z uwagi na krótki termin płatności wynosi 5.843,7 tys. zł).

20.3.6 WSG Sp. z o.o.

WSG Sp. z o.o. nie prowadzi postępowań sądowych, których wynik mógłby mieć istotne znaczenie dla jej działalności. W stosunku do WSG Sp. z o.o. nie toczą się również postępowania likwidacyjne, upadłościowe, układowe, ugodowe, ani też postępowania egzekucyjne. Wobec WSG Sp. z o.o., ani też w stosunku do członków jej organów lub kadry kierowniczej nie zostały wydane żadne istotne orzeczenia sądowe lub decyzje administracyjne.

Na dzień 31 grudnia 2004 r. ogólna kwota wymagalnych roszczeń WSG Sp. z o.o. wynosi 50.810,2 tys. zł (w tym 9.957,9 tys. zł to kwota roszczeń będących przedmiotem postępowań windykacyjnych i egzekucyjnych).

20.4 EuRoPol GAZ

W stosunku do spółki EuRoPol GAZ nie toczą się postępowania likwidacyjne, upadłościowe, układowe, ugodowe, ani też postępowania egzekucyjne. Wobec EuRoPol GAZ, ani też w stosunku do członków jej organów lub kadry kierowniczej nie zostały wydane żadne istotne orzeczenia sądowe lub decyzje administracyjne.

Poniżej została przedstawiona lista najistotniejszych postępowań sądowych, których stroną/uczestnikiem jest EuRoPol GAZ. Informacje zawarte w niniejszym punkcie zostały przygotowane w oparciu o wykazy dostarczone PGNiG przez EuRoPol GAZ w związku z czym PGNiG nie miał dostępu do wszystkich dokumentów źródłowych dotyczących poniższych spraw.

1. Postępowanie w sprawie skargi EuRoPol GAZ o uchylenie i wstrzymanie wykonania wyroku Sądu Arbitrażowego przy KIG z dnia 27 sierpnia 2004 r., na mocy którego Sąd Arbitrażowy uwzględnił powództwo wniesione przez Naftowo-Gazowe Przedsiębiorstwo Budowlano-Montażowe Karpaty S.A. z siedzibą w Warszawie przeciwko EuRoPol GAZ o zapłatę za roboty dodatkowe wykonane na odcinku gazociągu tranzytowego o długości 181,76 km w związku z realizacją kontraktu nr P-010325645/98-0041 z dnia 26 maja 1998 r. na wykonanie Gazociągu Jamał – Europa Zachodnia na terytorium RP i zasądził na rzecz powoda kwotę 31.916,1 tys. zł wraz z ustawowymi odsetkami od dnia 12 czerwca 2002 r. Do dnia 24 maja 2005 r. Sąd Okręgowy w Warszawie nie rozpoznał przedmiotowej skargi. Postanowieniem Sądu Okręgowego w Warszawie została natomiast stwierdzona wykonalność zaskarżonego wyroku Sądu Arbitrażowego. EuRoPol GAZ wniósł zażalenie na powyższe postanowienie. Do dnia 24 maja 2005 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie nie rozpoznał zażalenia.
2. Postępowanie z powództwa Przedsiębiorstwa Innowacyjno-Wdrożeniowego „Bauwit” Sp. z o.o. z siedzibą w Kielcach przeciwko PHZ Bartimpex S.A. z siedzibą w Mariewie o zapłatę z tytułu strat i nieuzasadnionych kosztów poniesionych przez powoda oraz utraconych korzyści powstałych w wyniku zatrzymania realizacji kontraktu podwykonawczego na budowę dyspozytorni i budynku biurowo-administracyjnego EuRoPol GAZ przy ul. Literackiej w Warszawie. Przedsiębiorstwo Innowacyjno-Wdrożeniowego „Bauwit” Sp. z o.o. było podwykonawcą PHZ Bartimpex S.A. (głównego wykonawcy) przy budowie obiektu na ul. Literackiej. Wartość przedmiotu sporu wynosi 28.385,8 tys. zł. EuRoPol GAZ nie jest stroną pozwaną w niniejszym postępowaniu, jednakże przystąpił do sprawy w charakterze uczestnika, bowiem w przypadku zasądzenia od pozwanego na rzecz powoda dochodzonej pozewem zapłaty, PHZ Bartimpex S.A. będzie mógł wystąpić przeciwko EuRoPol GAZ z roszczeniem regresowym (kontrakt, którego przedmiotem była budowa dyspozytorni i budynku biurowo-administracyjnego EuRoPol GAZ przy ul. Literackiej w Warszawie zawarty pomiędzy PHZ Bartimpex S.A. a EuRoPol GAZ w dniu 24 grudnia 1998 r., został rozwiązany wyrokiem Sądu Arbitrażowego przy KIG w Warszawie z dnia 5 lutego 2004 r.). Postępowanie toczy się przed Sądem Arbitrażowym przy KIG, który na wniosek powoda, mimo opozycji pozwanego i EuRoPol GAZ, wydał w dniu 20 lipca 2004 r. wyrok wstępny przyznający co do

zasady roszczenie powoda z tytułu utraconych korzyści w wyniku zatrzymania realizacji kontraktu podwykonawczego na budowę obiektu przy ul. Literackiej. Powyższy wyrok wstępny został przez PHZ Bartimpex S.A. zaskarżony do Sądu Okręgowego w Warszawie. W uzasadnieniu skargi pozwany wskazał, iż wyrok Sądu Arbitrażowego narusza praworządność, jest niezrozumiały i wewnętrznie sprzeczny oraz pozbawia strony przeciwne prawa do obrony. EuRoPol GAZ przyłączył się do skargi o uchylenie wyroku. Do dnia 24 maja 2005 r. Sąd Okręgowy nie rozpoznał przedmiotowej skargi. Kontynuując postępowanie Sąd Arbitrażowy przy KIG powołał biegłego rzeczoznawcę dla określenia wysokości kosztów poniesionych przez Przedsiębiorstwo Innowacyjno-Wdrożeniowe "Bauwit" Sp. z o.o. w wyniku zatrzymania robót. Do dnia 24 maja 2004 r. opinia biegłego nie została wydana.

Ponadto EuRoPol GAZ jest stroną w postępowaniach administracyjnych i sądowo-administracyjnych związanych z roszczeniami właścicieli nieruchomości, na których EuRoPol GAZ wybudował gazociąg. Roszczenia właścicieli wynikają z odmowy przyjęcia kwot odszkodowań proponowanych przez EuRoPol GAZ zgodnie z szacunkami rzeczoznawców. Właściciele ci odwołali się od decyzji administracyjnych w tych sprawach, na ogół nie precyzując wysokości roszczeń. Globalną kwotę niewypłaconych odszkodowań w wyniku powstałych sporów należy szacować na ok. 100 tys. zł.

W stosunku do członków organów spółki EuRoPol GAZ oraz jej kadry kierowniczej nie były wydane istotne orzeczenia administracyjne, karne i karno-skarbowe. W stosunku do EuRoPol GAZ zostało wydanych pięć istotnych orzeczeń, których wykaz został przedstawiony poniżej. Informacje zawarte w pkt. 1-3 zostały przygotowane w oparciu o wykazy dostarczone PGNiG przez EuRoPol GAZ w związku z czym PGNiG nie miał dostępu do dokumentów źródłowych dotyczących przedmiotowych spraw.

1. Wyrok Sądu Arbitrażowego w Moskwie z dnia 17 stycznia 2005 r. oddalający roszczenia EuRoPol GAZ wobec Gazexport wynikające z kontraktu nr 2102-15/7/DF/95 na przesył rosyjskiego gazu ziemnego przez terytorium RP do krajów Europy Zachodniej. W pozwie z dnia 27 lutego 2004 r. EuRoPol GAZ dochodził zapłaty od Gazexport kwoty 91.590,1 tys. USD. Wysokość dochodzonego przez EuRoPol GAZ roszczenia wynikała: (i) z różnic między kwotami wpłacanymi przez Gazexport i obliczanymi według umownej stawki za przesył gazu oraz stawkami określonymi w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE, (ii) z odmiennego (niż EuRoPol GAZ) definiowania umownego pojęcia mocy przesyłowej gazociągu. Roszczenie obejmowało również odsetki z tytułu niezapłacenia w terminie należnych EuRoPol GAZ kwot. EuRoPol Gaz dokonał odpisu aktualizującego ww. należność na kwotę 67.230 tys. zł.
2. Wyrok Sądu Arbitrażowego przy KIG z dnia 10 lipca 2001 r. zasądający od EuRoPol GAZ na rzecz Habau Polska Sp. z o.o. kwotę 24.958,4 tys. zł tytułem wynagrodzenia za wykonanie robót dodatkowych (w trudniejszych od założonych w projekcie warunkach gruntowych dna rzeki) i awaryjnych przy budowie dwóch nitek gazociągu przez rzekę Wisłę pod Włocławkiem. Niniejszy wyrok został przez EuRoPol GAZ wykonany w lipcu 2001 roku. EuRoPol GAZ złożył do Sądu Okręgowego w Warszawie skargę o wznowienie postępowania z powództwa Habau Polska Sp. z o.o., która wyrokiem z dnia 25 stycznia 2005 r. została oddalona.
3. Wyrok Sądu Arbitrażowego przy KIG z dnia 5 lutego 2004 r., na mocy którego kontrakt nr P-010325645/98 zawarty pomiędzy PHZ Bartimpex S.A. a EuRoPol GAZ został rozwiązany, a EuRoPol GAZ został zobowiązany do zapłacenia na rzecz PHZ Bartimpex S.A. kwoty 20.533,4 tys. zł. Przedmiotowy kontrakt dotyczył prac budowlanych przy ul. Literackiej w Warszawie. EuRoPol GAZ nie składał skargi o uchylenie przedmiotowego wyroku.
4. Decyzja Prezesa URE z dnia 30 października 2001 r. nakładająca na EuRoPol GAZ grzywnę w wysokości 450 tys. PLN za to, że prowadząc działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych na podstawie koncesji z dnia 26 kwietnia 1999 r. w okresie od dnia 1 lutego do dnia 3 sierpnia 2000 r. stosował stawki opłat za usługę przesyłową nie przestrzegając wynikającego z art. 47 Prawa Energetycznego obowiązku przedstawienia Prezesowi URE taryfy do zatwierdzenia. Na skutek kolejno wnoszonych środków zaskarżenia ostateczne orzeczenie w niniejszej sprawie wydał w dniu 9 marca 2004 r. Sąd Najwyższy, który oddalił wniesioną przez EuRoPol GAZ kasację.
5. Decyzja Prezesa URE z dnia 27 października 2000 r. odmawiająca zatwierdzenia taryfy dla gazu ziemnego wysokometanowego ustalonej przez EuRoPol GAZ z uwagi na fakt, iż ustalona w taryfie stawka opłaty stałej za usługi przesyłowe wykonywane przez EuRoPol GAZ jest sprzeczna z Prawem Energetycznym. Na skutek kolejno wnoszonych środków zaskarżenia ostateczne orzeczenie w tej sprawie wydał w dniu 12 września 2003 r. Sąd Najwyższy, który oddalił kasację EuRoPol GAZ. W związku z ww. rozstrzygnięciem Sądu Najwyższego EuRoPol GAZ złożył w dniu 12 lutego 2004 r. skargę konstytucyjną do Trybunału Konstytucyjnego RP, w której wniósł o stwierdzenie, iż art. 45 ust. 5 Prawa Energetycznego jest niezgodny z art. 2 i 22 Konstytucji RP. Do dnia 24 maja 2005 r. skarga nie została rozpoznana.

Ogólna kwota roszczeń EuRoPol GAZ, dochodzonych w postępowaniach windykacyjnych i egzekucyjnych wynosi 40.578,7 tys. zł oraz 91.590,1 tys. USD (kwota roszczenia EuRoPol GAZ oddalonego przez Sąd Arbitrażowy w Moskwie wspomnianego powyżej).

20.5 Istotne postępowania przed Prezesem UOKiK w związku z działalnością prowadzoną przez spółki z Grupy PGNiG

20.5.1 Istotne postępowania w toku

20.5.1.1 Toczące się postępowania w sprawie stosowania praktyk ograniczających konkurencję

(a) Postępowanie w sprawie odmowy świadczenia na rzecz PHZ Bartimpex S.A. usług przesyłu gazu ziemnego dostarczanego do Polski planowanym gazociągiem Bernau-Szczecin

Obecnie przed Prezesem UOKiK toczy się jedno istotne postępowanie antymonopolowe w sprawie stosowania przez PGNiG praktyk ograniczających konkurencję. Postępowanie to zostało wszczęte w dniu 13 grudnia 2004 r. na wniosek PHZ Bartimpex S.A. z siedzibą w Mariowie i dotyczy nadużywania przez PGNiG pozycji dominującej na krajowym rynku przesyłu gazu ziemnego poprzez odmowę świadczenia na rzecz PHZ Bartimpex S.A. usług przesyłu gazu ziemnego. W powyższej sprawie została już raz wydana decyzja, w której Prezes UOKiK uznał, że odmowa świadczenia przez PGNiG usług przesyłowych gazu ziemnego wydobywanego poza granicami Polski, nie poprzedzona analizą pozwalającą na określenie możliwości technicznych świadczenia tej usługi, stanowi przejaw praktyk ograniczających konkurencję polegających na ograniczeniu zbytu ze szkodą dla kontrahentów oraz przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania i rozwoju konkurencji, i nakazał ich zaniechanie. Decyzja ta została jednak uchylona przez Sąd Okręgowy w Warszawie Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów w dniu 7 stycznia 2004 r. z przyczyn formalnych.

(b) Postępowanie w sprawie zwlekania z wydaniem warunków technicznych przyłączenia istniejącej kotłowni należącej do Gminy Miejskiej w Wysokiem Mazowieckiem

Ponadto przed Sądem Okręgowym w Warszawie Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów toczy się postępowanie z odwołania PGNiG od decyzji wydanej przez Prezesa UOKiK w dniu 29 września 2004 r. Decyzja dotyczy uznania, że PGNiG w okresie od 21 listopada 2001 r. do 7 czerwca 2002 r. nadużył pozycji dominującej zwlekając z wydaniem warunków technicznych przyłączenia istniejącej kotłowni należącej do Gminy Miejskiej w Wysokiem Mazowieckiem do istniejącej stacji pomiarowej, wbrew obowiązкови wydania tych warunków w terminie 60 dni. Za nadużycie pozycji dominującej Prezes UOKiK nałożył na PGNiG karę pieniężną w wysokości 41.362 tys. zł. W dniu 14 października 2004 r. Spółka złożyła odwołanie od decyzji Prezesa UOKiK do Sądu Okręgowego w Warszawie-Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, zarzucając decyzji naruszenie przepisów prawa materialnego i proceduralnych, a także błędną ocenę dowodów, żądając jej uchylecia lub zmiany. Między stronami postępowania trwa wymiana pism procesowych, a wg stanu na dzień 24 maja 2005 r. termin rozprawy nie został wyznaczony.

(c) Postępowanie w sprawie narzucania w umowach sprzedaży paliwa gazowego dla odbiorców indywidualnych uciążliwych postanowień

Przed Sądem Okręgowym w Warszawie - Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów toczy się także postępowanie z odwołania MSG Sp. z o.o. od decyzji wydanej przez Prezesa UOKiK w dniu 29 listopada 2004 r. Decyzja dotyczy uznania, że MSG Sp. z o.o. nadużywa pozycji dominującej narzucając w umowach sprzedaży paliwa gazowego dla odbiorców indywidualnych uciążliwe dla nich postanowienia, zgodnie z którymi obowiązki i prawa strony umowy są określone m. in. w taryfie dla paliw gazowych. Zgodnie z uzasadnieniem decyzji, odsyłanie do postanowień taryfy, która nie jest konsumentowi doręczona przy zawarciu umowy lub z której wyciąg doręczany konsumentowi jest nieczytelny, utrudnia ustalenie treści umowy, stwarzając konsumentom uciążliwe warunki dochodzenia ich praw. Wydając decyzję, Prezes UOKiK nakazał zaniechanie stosowania powyższej praktyki i nałożył na MSG Sp. z o.o. karę pieniężną w wysokości 364,5 tys. zł. MSG Sp. z o.o. wnosząc w dniu 15 grudnia 2004 r. odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów zarzuciło nieprawidłowości w postępowaniu przy wydawaniu decyzji oraz niezgodność decyzji z przepisami Ustawy o Ochronie Konkurencji. Dnia 8 marca 2005 r. Prezes UOKiK wniósł do Sądu Okręgowego w Warszawie - Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów odpowiedź na odwołanie MSG Sp. z o.o., w którym wniósł o oddalenie odwołania od decyzji Prezesa UOKiK z dnia 29 listopada 2004 r. Według stanu na dzień 24 maja 2005 r. termin rozprawy nie został wyznaczony.

20.5.1.2 Toczące się postępowania w sprawie stosowania praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów

(a) Postępowanie wyjaśniające w sprawie zmian w sposobie dokonywania płatności za zużyte paliwo gazowe

Przed Prezesem UOKiK toczy się postępowanie wyjaśniające mające na celu ustalenie czy nastąpiło naruszenie uzasadniające wszczęcie postępowania w sprawie zakazu stosowania praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów, w związku z działaniem MSG Sp. z o.o. polegającym na wprowadzeniu zmian w sposobie dokonywania płatności za zużyte paliwo gazowe. MSG Sp. z o.o. została wezwana do przekazania Prezesowi UOKiK informacji i dokumentów związanych z wprowadzoną zmianą w systemie rozliczeń z odbiorcami paliwa gazowego, a także do ustosunkowania się do zarzutów sformułowanych w indywidualnych skargach konsumentów dotyczących nowego systemu dokonywania płatności za paliwo gazowe, tj. likwidacji przez MSG Sp. z o.o. możliwości dokonywania bezpośrednich wpłat u inkasenta oraz redukcji punktów kasowych MSG Sp. z o.o.

20.5.1.3 Inne istotne postępowania w toku

Obecnie UOKiK prowadzi jedno istotne postępowanie wyjaśniające, dotyczące działalności spółek z Grupy PGNiG. Postępowanie dotyczy MSG Sp. z o.o., a jego celem jest wstępne ustalenie, czy MSG Sp. z o.o. nie narusza zbiorowych interesów konsumentów - właścicieli lokali, którzy wynajęli lokal osobom trzecim. Analizowana przez UOKiK praktyka polega na zawieraniu przez MSG Sp. z o.o. w takich sytuacjach umów z właścicielami, zgodnie z którymi w przypadku, gdy najemca nie dokona w terminie zapłaty należności za gaz, Przedsiębiorstwo Energetyczne może dochodzić zapłaty tej należności od właściciela.

Uprawnienia przysługujące Prezesowi UOKiK w przypadku stwierdzenia przez niego, że przedsiębiorca stosuje praktyki ograniczające konkurencję lub praktyki ograniczające zbiorowe interesy konsumentów, a także uprawnienie do wytaczania powództw o uznanie za niedozwolone postanowień wzorców umów stosowanych przez przedsiębiorcę zostały opisane w pkt. 3.15 niniejszego Rozdziału.

20.6 Istotne decyzje wydane przez Prezesa UOKiK w stosunku do spółek z Grupy PGNiG

20.6.1 Decyzje dotyczące stosowania praktyk ograniczających konkurencję

Spółki z Grupy PGNiG są adresatami decyzji, w których Prezes UOKiK stwierdził stosowanie przez nie praktyk ograniczających konkurencję. Za niedozwolone praktyki spółek z Grupy PGNiG Prezes UOKiK uznał między innymi stosowanie preferencji wobec dostawców urządzeń przeznaczonych do dostarczania gazu, będących spółkami stowarzyszonymi albo zależnymi od PGNiG lub podmiotami realizującymi zamówienia w przeważającej części w oparciu o surowce i produkty pochodzące z Polski. Ponadto PGNiG jest adresatem decyzji, w której Prezes UOKiK uznał za praktykę ograniczającą konkurencję narzucanie odbiorcom przyłączonym do sieci po 1 lipca 2000 r. uciążliwych warunków umów poprzez ustalenie i pobieranie opłat za przyłączenie w wysokości wyższej niż opłaty wynikające z obowiązujących przepisów Prawa Energetycznego. KSG Sp. z o.o. jest adresatem decyzji uznającej za ograniczające konkurencję praktyki polegające na nadużywaniu pozycji dominującej na rynku lokalnym dostaw gazu ziemnego poprzez narzucanie konsumentom uczestnikom akcji promocyjnej "Czas na zmianę" uciążliwych warunków umów polegających na zobowiązaniu do przestrzegania regulaminu, który nie został dostarczony uczestnikom i nie informowaniu o treści regulaminu w postanowieniach wzorca umowy promocyjnej oraz niewprowadzenie obowiązku zmiany postanowień zawartych umów promocyjnych lub informowania uczestnika w przypadku zmiany treści regulaminu, stwarzaniu konsumentom w regulaminie akcji promocyjnej uciążliwych warunków dochodzenia ich praw, poprzez ograniczenia możliwości zgłoszenia reklamacji związanych z akcją promocyjną do formy pisemnej oraz ograniczenie czasu zgłaszania reklamacji – bez względu na czas zawarcia umowy promocyjnej. Decyzja stwierdza jednocześnie zaniechanie stosowania praktyk przez spółkę.

20.6.2 Decyzje dotyczące naruszania zbiorowych interesów konsumentów

Spółki z Grupy PGNiG są adresatami szeregu decyzji, w których Prezes UOKiK stwierdził stosowanie przez nie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów. Za naruszające zbiorowe interesy konsumentów Prezes UOKiK uznał między innymi praktyki spółek z Grupy PGNiG polegające na: (i) stosowaniu w umowach sprzedaży gazu zawieranych z konsumentami niedozwolonego postanowienia, zgodnie z którym spory wynikłe z umowy rozstrzyga sąd właściwy dla siedziby danej spółki, (ii) niezamieszczaniu w umowach sprzedaży gazu postanowień wymaganych przez przepisy, oraz (iii) stosowaniu w umowach sprzedaży gazu postanowień dotyczących warunków wstrzymania dostaw gazu, sprzecznych z Prawem Energetycznym. KSG Sp. z o.o. jest

adresatem decyzji uznającej za naruszające zbiorowe interesy konsumentów praktyki polegające na stosowaniu w obrocie konsumenckim umów, cenników oraz ulotek reklamowych akcji promocyjnej podających wyłącznie ceny netto towarów sprzedawanych w ramach promocji "Czas na zmianę". Decyzja ta stwierdza zaniechanie stosowania przez spółkę niedozwolonych praktyk.

20.6.3 Inne decyzje

Decyzja Urzędu Antymonopolowego nr PA4-410-9/IP/93 z dnia 12 marca 1993 r. w sprawie podziału PP PGNiG (zmieniona decyzją Urzędu Antymonopolowego z dnia 23 stycznia 1996 r.), zgodnie z którą PP PGNiG zostało zobowiązane do podziału w taki sposób, aby w wyniku podziału powstały warunki do rozwoju konkurencji. Podział powinien zostać dokonany poprzez utworzenie samodzielnych podmiotów gospodarczych w oparciu o wchodzące w skład PP PGNiG zespoły składników materialnych i niematerialnych oraz rozdysponowanie pozostałych składników między nowo utworzone podmioty, stosownie do wymogów prawidłowego gospodarowania. Zgodnie z decyzją, w wyniku podziału do dnia 30 września 1996 r. powinny zostać utworzone nowe podmioty gospodarcze: budowlano-produkcyjne oraz projektowy. W drugim etapie, tj. do dnia 1 stycznia 1998 r. powinny zostać utworzone podmioty gospodarcze prowadzące prace geofizyczne i poszukiwawcze (wiertnicze). Podmioty prowadzące działalność budowlano-produkcyjną, geofizyczną i poszukiwawczą powinny być niezależne od PP PGNiG, co oznacza między innymi, że udział PP PGNiG w spółkach prowadzących taką działalność nie powinien przekraczać 50%.

21 OPIS REALIZACJI OBOWIĄZKÓW WYNIKAJĄCYCH Z TYTUŁU WYMAGAŃ OCHRONY ŚRODOWISKA NATURALNEGO

Co do zasady, jednostki organizacyjne Grupy PGNiG, we wszystkich swoich działaniach, przestrzegają wymogów prawnych z zakresu ochrony środowiska. Praktycznie wszystkie jednostki organizacyjne Grupy PGNiG posiadają wymagane prawem pozwolenia na korzystanie ze środowiska. Jedynie w nielicznych przypadkach brakuje stosownych decyzji (głównie pozwoleń na wytwarzanie odpadów lub pozwoleń wodnoprawnych), przede wszystkim z uwagi na fakt, iż ważność odpowiednich pozwoleń wygasa. Na dzień 31 marca 2005 r., toczyły się postępowania w sprawie wydania aktualnych pozwoleń bądź prowadzone były prace polegające na przygotowywaniu dokumentacji niezbędnej do uzyskania pozwoleń oraz wniosków do właściwych organów administracji.

Co do zasady jednostki organizacyjne Grupy PGNiG prowadzą aktualizowaną co kwartał ewidencję zawierającą, odpowiednio, (i) informacje o ilości i rodzajach gazów lub pyłów wprowadzanych do powietrza oraz dane, na podstawie których określono te ilości, (ii) informacje o ilości i jakości pobranej wody powierzchniowej i podziemnej, (iii) informacje o ilości, stanie i składzie ścieków wprowadzanych do wód lub do ziemi, (iv) informacje o wielkości, rodzaju i sposobie zagospodarowania terenu, z którego odprowadzane są ścieki (w przypadku wód opadowych), na podstawie której naliczane są opłaty za korzystanie ze środowiska, a następnie wnoszone na konto urzędu marszałkowskiego właściwego ze względu na miejsce korzystania ze środowiska. W coraz większym stopniu jednostki organizacyjne Grupy PGNiG prowadzą także ewidencję odpadów dla każdego rodzaju odrębnie oraz karty przekazania odpadu, a także zbiorcze zestawienia danych. Jednostki organizacyjne Grupy PGNiG przedkładają właściwym organom administracji wykazy zawierające informacje i dane o zakresie korzystania ze środowiska.

Największy udział w opłatach za korzystanie ze środowiska stanowi opłata za wprowadzanie substancji zanieczyszczających do powietrza. Znaczący udział ma również opłata za składowanie odpadów. Najmniejszy udział ma opłata dotycząca gospodarki wodno-ściekowej. Jednostki organizacyjne Grupy PGNiG, które nie posiadają stosownych pozwoleń uiszczają opłaty podwyższone. Wysokość opłat za korzystanie ze środowiska uiszczonych przez jednostki organizacyjne z Grupy PGNiG w latach 2002-I kw. 2005 została wskazana w pkt. 13.3.1 oraz 13.3.2 niniejszego Rozdziału.

Jednostki organizacyjne Grupy PGNiG ponoszą także opłaty związane z udzielonymi im koncesjami, o których mowa w Prawie Geologicznym i Górniczym, między innymi, opłaty za ustanowienie użytkowania górniczego, a także opłaty eksploatacyjne za wydobywanie kopalin (ropy naftowej i gazu ziemnego), za bezzbiornikowe magazynowanie gazu oraz składowanie odpadów w górotworze. Wysokość tych opłat w latach 2002-I kw. 2005 została wskazana w pkt. 13.2.5 niniejszego Rozdziału.

Kary ponoszone przez jednostki organizacyjne Grupy PGNiG w razie korzystania ze środowiska z przekroczeniem lub naruszeniem warunków określonych w pozwoleniu lub innej decyzji stanowią niewielką część kosztów związanych z ochroną środowiska i co do zasady są naliczane za odprowadzanie ponadnormatywnie zanieczyszczonych ścieków oraz brak pozwoleń wodnoprawnych. Jednostki organizacyjne Grupy PGNiG podejmują liczne inwestycje mające na celu modernizację starych oczyszczalni, kanałów lub

kolectorów, a także budowę nowych obiektów, co pozwoli na uregulowanie spraw związanych z gospodarką wodno-ściekową.

Niektóre jednostki organizacyjne Grupy PGNiG zostały uznane za zakłady o zwiększonym ryzyku lub o dużym ryzyku wystąpienia awarii przemysłowej. Co do zasady jednostki te opracowały stosowne dokumenty wymagane przez Prawo Ochrony Środowiska, tj. program zapobiegania awariom, system bezpieczeństwa lub raport bezpieczeństwa. W ostatnich trzech latach miały miejsce sporadyczne awarie, takie jak, między innymi, pożar w odwiercie, skażenie gleby na skutek awarii na gazociągu gazu koksowniczego, czy wyciek substancji THT (używanej do nawaniania gazu). Awarie i ich skutki zostały usunięte. Większość jednostek organizacyjnych Grupy PGNiG posiada ubezpieczenie odpowiedzialności cywilnej z tytułu szkód wyrządzonych w środowisku naturalnym, w tym powstałych na skutek awarii.

Kontrole przestrzegania i stosowania przepisów o ochronie środowiska przeprowadzone przez organy administracji w ostatnich trzech latach w jednostkach organizacyjnych Grupy PGNiG nie wykazały większych nieprawidłowości. W większości przypadków zalecenia wydane w wyniku tych kontroli zobowiązywały jednostki organizacyjne Grupy PGNiG do: (i) uaktualnienia strony formalno-prawnej w zakresie korzystania ze środowiska, (ii) prowadzenia ilościowej i jakościowej ewidencji odpadów powstających na terenie jednostki, (iii) wykonywania badań jakości odprowadzanych ścieków, czy też (iv) stałego monitorowania urządzeń wykorzystywanych w jednostce. Zalecenia pokontrolne są na bieżąco wykonywane.

W ramach ograniczania negatywnego oddziaływania na środowisko Grupa PGNiG prowadzi działania inwestycyjne o charakterze proekologicznym, modernizację i remonty, likwidację dołów pourobkowych, odwiertów i rekultywację terenów wokół wiertni, rekultywację terenów, składowisk i innych, a także działania mające na celu usuwanie poczynionych szkód geologicznych i górniczych.

Należy również zwrócić uwagę, iż jak już wskazano powyżej Grupa PGNiG prowadzi, między innymi, działalność poszukiwawczą i wydobywczą regulowaną przepisami Prawa Geologicznego i Górniczego, jak również podejmuje szereg prac inwestycyjnych, które zawsze prowadzą do naruszenia dotychczasowego stanu środowiska, niekiedy nawet w znacznej odległości od miejsca prowadzenia takich prac. Jednostki organizacyjne Grupy PGNiG prowadzą taką działalność z poszanowaniem regulujących ją przepisów, w szczególności: (i) w związku z prowadzoną działalnością poszukiwawczą i wydobywczą, a także inwestycyjną, jednostki organizacyjne Grupy PGNiG uzyskują ocenę oddziaływania na środowisko, (ii) w związku z prowadzoną działalnością poszukiwawczą i wydobywczą, przed przystąpieniem do wydobywania kopaliny, jednostki organizacyjne Grupy PGNiG sporządzają i uzyskują zatwierdzenie tzw. projektu zagospodarowania złoża jak również planu ruchu zakładu górniczego, a także (iii) w związku z działalnością wydobywczą prowadzoną na terenie gruntów rolnych i leśnych, jednostki organizacyjne Grupy PGNiG uzyskują zgody na wyłączenie takich gruntów z produkcji oraz uiszczają stosowne opłaty, w tym opłaty za wyłączenie gruntów, jednorazowe lub roczne, a także odszkodowania za przedwczesny wyrób drzewostanu.

