



PGNiG

**Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA**

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE

**ZA OKRESY ROCZNE ZAKOŃCZONE
31 GRUDNIA 2005 ROKU ORAZ 31 GRUDNIA 2004 ROKU**

**SPORZĄDZONE ZGODNIE Z MIĘDZYNARODOWYMI
STANDARDAMI SPRAWOZDAWCZOŚCI FINANSOWEJ**

SPIS TREŚCI

SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT	4
SKONSOLIDOWANY BILANS.....	5
SKONSOLIDOWANY RACHUNEK PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH.....	6
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM	7
INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO.....	8
1. INFORMACJE OGÓLNE	8
2. INFORMACJE O STOSOWANYCH ZASADACH RACHUNKOWOŚCI	8
3. INFORMACJE DOTYCZĄCE SEGMENTÓW DZIAŁALNOŚCI	15
4. ŚWIADCZENIA PRACOWNICZE I POZOSTAŁE KOSZTY OPERACYJNE NETTO	15
5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE	15
6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI.....	15
7. PODATEK DOCHODOWY	15
8. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA	15
9. ZYSK PRZYPADAJĄCY NA JEDNĄ AKCJĘ.....	15
10. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY	15
11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE	15
12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE.....	15
13. WARTOŚCI NIEMATERIALNE	15
14. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY	15
15. INNE AKTYWA FINANSOWE	15
16. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO.....	15
17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE	15
18. ZAPASY	15
19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI	15
20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO.....	15
21. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE	15
22. AKTYWA FINANSOWE PRZEZNACZONE DO OBROTU.....	15
23. ŚRODKI PIENIĘŻNE	15
24. KAPITAŁ PODSTAWOWY	15
25. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE.....	15
26. REZERWY	15
27. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW	15
28. REZERWA NA PODATEK ODROZONY	15
29. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA.....	15
30. POCHODNE INSTRUMENTY ZABEZPIECZAJĄCE.....	15
31. ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE.....	15
32. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH	15
33. CELE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM	15
34. ŚREDNIE ZATRUDNIENIE W PODZILE NA GRUPY (DANE W OSOBACH).....	15
35. KOREKTY DO SKONSOLIDOWNYCH SPRAWOZDAŃ FINANSOWYCH SPORZĄDZONYCH ZGODNIE Z POLSKIMI ZASADAMI RACHUNKOWOŚCI (PZR).....	15
36. INFORMACJA NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG S.A.....	15
37. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM.....	15

Członkowie Zarządu

Prezes Zarząd Bogusław Marzec

Wiceprezes Zarządu Jan Anysz

Wiceprezes Zarządu Zenon Kuchciak

Wiceprezes Zarządu Stanisław Niedbalec

Wiceprezes Zarządu Bartłomiej Pawlak

Warszawa, 30 kwietnia 2006 rok

SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT**za okres zakończony 31 grudnia 2005 roku**

	Informacja dodatkowa	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
		(w tysiącach złotych)	
Przychody ze sprzedaży	3	12 559 988	10 908 691
Zmiana stanu zapasów		5 834	11 897
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		499 100	507 180
Zużycie surowców i materiałów		(6 438 991)	(5 124 842)
Świadczenia pracownicze	4	(1 645 850)	(1 613 007)
Amortyzacja		(1 401 855)	(1 530 771)
Usługi obce		(1 779 138)	(1 097 127)
Pozostałe koszty operacyjne, netto	4	(546 450)	(736 446)
Koszty operacyjne razem	3	(11 307 350)	(9 583 116)
Zysk z działalności operacyjnej		1 252 638	1 325 575
Przychody finansowe	5	790 093	977 780
Koszty finansowe	5	(837 980)	(1 285 954)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	6	49 604	140 367
Zysk brutto		1 254 355	1 157 768
Podatek dochodowy	7	(206 839)	(218 880)
Zysk netto z działalności gospodarczej przed obowiązkową wypłatą z zysku		1 047 516	938 888
Wypłata z zysku		(166 853)	(145 775)
Zysk netto z działalności gospodarczej		880 663	793 113
Działalność zaniechana			
Zysk za rok obrotowy na działalności zaniechanej	8	-	-
Zysk netto za rok obrotowy		880 663	793 113
Przypisany:	9		
Akcjonariuszom jednostki dominującej		879 749	793 061
Udziałowcom mniejszościowym		914	52
		880 663	793 113
Zysk na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej	9		
- podstawowy z zysku za rok obrotowy		0,17	0,16
- rozwodniony z zysku za rok obrotowy		0,17	0,16

SKONSOLIDOWANY BILANS
na dzień 31 grudnia 2005 roku

	Informacji dodatkowa	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
(w tysiącach złotych)			
AKTYWA			
Aktywa trwałe (długoterminowe)			
Rzeczowe aktywa trwałe	11	17 524 429	22 649 791
Nieruchomości inwestycyjne	12	10 553	11 279
Wartości niematerialne	13	952 698	831 637
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	6	512 076	462 645
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	14	21 358	17 956
Inne aktywa finansowe	15	4 107 585	1 371
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	16	384 504	462 032
Pozostałe aktywa trwałe	17	17 248	13 891
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem		23 530 451	24 450 602
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)			
Zapasy	18	815 345	602 989
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	19	2 618 350	1 912 925
Należności z tytułu podatku bieżącego	20	30 883	31 775
Rozliczenia międzyokresowe	21	17 501	13 684
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	22	30 391	268 325
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	30	120 273	232 620
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	23	3 200 471	906 598
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem		6 833 214	3 968 916
Suma Aktywów		30 363 665	28 419 518
PASYWA			
Kapitał własny			
Kapitał podstawowy (akcyjny)	24	5 900 000	5 000 000
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		(14 086)	(11 993)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartość nominalnej		1 740 093	-
Inne kapitały rezerwowe		2 624 841	2 393 165
Zyski (straty) zatrzymane		10 509 489	10 359 289
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)		20 760 337	17 740 461
Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych		7 243	6 312
Kapitał własny razem		20 767 580	17 746 773
Zobowiązania długoterminowe			
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	25	2 369 082	322 891
Rezerwy	26	981 493	954 873
Przychody przyszłych okresów	27	1 151 115	1 129 231
Rezerwa na podatek odroczonego	28	2 123 233	2 304 771
Zobowiązania długoterminowe razem		6 624 923	4 711 766
Zobowiązania krótkoterminowe			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	29	2 108 806	1 271 265
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	25	89 218	4 057 003
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	30	173 177	238 193
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	20	75 201	4 214
Rezerwy	26	426 315	304 823
Przychody przyszłych okresów	27	98 445	85 481
Zobowiązania krótkoterminowe razem		2 971 162	5 960 979
Suma Zobowiązań		9 596 085	10 672 745
Suma Pasywów		30 363 665	28 419 518

SKONSOLIDOWANY RACHUNEK PRZEPIŃWÓW PIENIĘŻNYCH**za okres zakończony 31 grudnia 2005 roku**

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
	(w tysiącach złotych)	
Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
Wynik finansowy netto	880 663	793 113
Korekty o pozycje:		
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	(49 604)	(140 367)
Amortyzacja	1 401 855	1 530 771
Zyski/Straty z tytułu różnic kursowych netto	(283 991)	(566 153)
Odsetki i dywidendy netto	87 349	412 134
Zysk/strata na działalności inwestycyjnej	283 959	310 642
Podatek dochodowy bieżącego okresu	206 839	218 880
Podatek dochodowy zapłacony	(239 687)	(290 386)
Pozostałe pozycje netto	(198 440)	631 630
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego	2 088 943	2 900 264
Zmiana stanu kapitału obrotowego:		
Zmiana stanu należności netto	(537 231)	108 299
Zmiana stanu zapasów	(217 014)	(54 022)
Zmiana stanu rezerw	132 259	73 586
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	917 875	(33 308)
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów	(147 882)	(4 282)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	162 101	(35 584)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 399 051	2 954 953
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
Wpływy ze sprzedaży rzeczowego majątku trwałego oraz wartości niematerialnych i prawnych	19 376	10 046
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach nie objętych konsolidacją	2 570	1 589
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych	231 638	-
Nabycie rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych i prawnych	(1 320 664)	(1 274 406)
Nabycie udziałów w jednostkach nie objętych konsolidacją	(1 698)	-
Nabycie krótkoterminowych papierów wartościowych	-	(22 077)
Otrzymane odsetki	165 122	21 545
Otrzymane dywidendy	1 506	1 202
Pozostałe pozycje netto	169 897	(18 114)
Środki pieniężne netto na działalność inwestycyjnej	(732 253)	(1 280 215)
Przepływy Środków Pieniężnych z Działalności Finansowej		
Wpływy netto z wydania udziałów (emisji akcji) i innych instrumentów kapitałowych oraz dopłat do kapitału	2 640 093	-
Wpływy z tytułu zaciągnięcia kredytów i pożyczek	2 305 445	29 819
Spłata kredytów i pożyczek	(1 164 818)	(741 457)
Wpływy z emisji papierów dłużnych	-	-
Wykup papierów dłużnych	(2 799 327)	-
Spłata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	(50 757)	(13 562)
Wpływy z tytułu transakcji terminowych	277 504	292 900
Wydatki z tytułu transakcji terminowych	(281 289)	(576 260)
Wyplacone dywidendy	(150 572)	(207 533)
Zapłacone odsetki	(104 578)	(247 497)
Pozostałe pozycje netto	(44 817)	(9 086)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	626 884	(1 472 676)
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	2 293 682	202 062
Różnice kursowe netto	191	(4 614)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	911 407	709 345
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	3 205 089	911 407

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM

za rok zakończony 31 grudnia 2005 roku

	Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)					Kapitały mniejszości	Kapitał własny razem	
	Kapitał podstawowy (akcyjny)	Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalną	Inne kapitały rezerwowe	Zyski (straty) zatrzymane			Razem
	(w tysiącach złotych)							
1 stycznia 2004	5 000 000	(1 517)	-	2 137 252	9 827 579	16 963 314	6 328	16 969 642
Różnice kursowe z przeliczenia oddziałów zagranicznych	-	(10 476)	-	-	-	(10 476)	-	(10 476)
Wprowadzenie nowej spółki do konsolidacji	-	-	-	-	-	-	-	-
Udział akcjonariuszy mniejszościowych w podziale wyniku	-	-	-	-	(1)	(1)	(68)	(69)
Wypłata dywidendy właścicielowi	-	-	-	-	(5 437)	(5 437)	-	(5 437)
Przeniesienia	-	-	-	255 913	(255 913)	-	-	-
Zysk netto za 2004 rok	-	-	-	-	793 061	793 061	52	793 113
31 grudnia 2004	5 000 000	(11 993)	-	2 393 165	10 359 289	17 740 461	6 312	17 746 773
1 stycznia 2005	5 000 000	(11 993)	-	2 393 165	10 359 289	17 740 461	6 312	17 746 773
Emisja akcji	900 000	-	-	-	-	900 000	-	900 000
Ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	-	-	1 740 093	-	-	1 740 093	-	1 740 093
Różnice kursowe z przeliczenia oddziałów zagranicznych	-	(2 093)	-	-	-	(2 093)	-	(2 093)
Udział akcjonariuszy mniejszościowych w podziale wyniku	-	-	-	-	(1)	(1)	(63)	(64)
Obniżenie udziału w jednostce zależnej - udział udziałowców mniejszościowych	-	-	-	-	-	-	80	80
Podwyższenie kapitału podstawowego przez akcjonariuszy mniejszościowych w spółce zależnej	-	-	-	(42)	83	41	-	41
Zaprzestanie konsolidacji jednostki zależnej	-	-	-	(332)	2 593	2 261	-	2 261
Otrzymana dywidenda od spółki stowarzyszonej konsolidowanej metoda praw własności	-	-	-	-	(174)	(174)	-	(174)
Wynik na przekazanych jako dywidenda środkach trwałych	-	-	-	-	-	-	-	-
Wypłata dywidendy właścicielowi	-	-	-	-	(500 000)	(500 000)	-	(500 000)
Przeniesienia	-	-	-	232 050	(232 050)	-	-	-
Zysk netto za 2005 rok	-	-	-	-	879 749	879 749	914	880 663
31 grudnia 2005	5 900 000	(14 086)	1 740 093	2 624 841	10 509 489	20 760 337	7 243	20 767 580

INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO na dzień 31 grudnia 2005 roku

1. INFORMACJE OGÓLNE

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (zwane dalej „PGNiG S.A.”, „Spółką” lub „Jednostką Dominującą”), Jednostka Dominująca Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. (zwanej dalej „Grupą PGNiG S.A.” lub „Grupą”) z siedzibą w Polsce w Warszawie, kod pocztowy 00-537, przy ulicy Kruczej 6/14. Z dniem 23 września 2005 roku, w związku ze sprzedażą na GPW w Warszawie nowej emisji akcji, PGNiG S.A. z jednoosobowej spółki Skarbu Państwa stała się spółką publiczną

Jednostka Dominująca powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. Akt przekształcenia oraz statut zostały podpisane w formie aktu notarialnego dnia 21 października 1996 roku.

Minister Skarbu Państwa podpisując wyżej wymieniony akt przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego w spółkę akcyjną wykonał postanowienia rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 30 września 1996 roku w sprawie przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa (Dz.U. Nr 116 z 1996 r., poz. 553).

Spółka została wpisana do rejestru handlowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy Wydział XVI Gospodarczy w dniu 30 października 1996 roku pod numerem RHB 48382. W dniu 14 listopada 2001 roku postanowieniem Sadu Rejonowego dla m. st. Warszawy, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sadowego, PGNiG S.A. zostało wpisane do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sadowego, pod numerem KRS 0000059492. Spółce nadano numer statystyczny REGON 012216736.

Spółka akcyjna jest prawnym następcą przedsiębiorstwa państwowego. Aktywa i pasywa przedsiębiorstwa państwowego zostały wniesione do spółki akcyjnej i ujęte w księgach według wartości z bilansu zamknięcia przedsiębiorstwa państwowego.

Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest poszukiwanie i wydobywanie ropy i gazu, import gazu, przesył i dystrybucja gazu.

2. INFORMACJE O STOSOWANYCH ZASADACH RACHUNKOWOŚCI

Podstawa sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone według Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 31 grudnia 2005 roku.

Z dniem 1 stycznia 2005 roku nowelizacja Ustawy o Rachunkowości, w związku z faktem ubiegania się o dopuszczenie do publicznego obrotu oraz zgodą Komisji Papierów Wartościowych i Giełd z dnia 24 maja 2005 roku na dopuszczenie akcji PGNiG S.A. do publicznego obrotu, nałożyła na Grupę obowiązek przygotowania skonsolidowanego sprawozdania finansowego zgodnie z MSSF.

W stosunku do statutowych jednostkowych sprawozdań finansowych Spółka stosuje zasady wyceny określone w ustawie z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz. U. Nr 76, poz. 694 z dnia 17 czerwca 2002 roku) [„Ustawa”].

Zgodnie z MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych”, MSSF składają się z Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej (”MSSF”), Międzynarodowych Standardów Rachunkowości („MSR”) i Interpretacji wydanych przez Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowej Sprawozdawczości Finansowej („IFRIC”).

Rada Międzynarodowych Standardów Rachunkowości wydała Międzynarodowy Standard Sprawozdawczości Finansowej nr 1 („MSSF 1”) „Zastosowanie po raz pierwszy Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej”, który obowiązuje przy sporządzaniu sprawozdań finansowych za okresy rozpoczynające się w dniu 1 stycznia 2004 roku lub później. MSSF 1 dotyczy oprócz tych podmiotów, które przygotowują po raz pierwszy sprawozdanie finansowe według MSSF, również podmiotów, takich jak Grupa PGNiG S.A., które stosowały MSSF, ale w ich sprawozdaniu

znajdowało się stwierdzenie o niezgodności z określonymi standardami. W związku z tym w szczególności, MSSF 1 wymaga od jednostki, aby w swym sprawozdaniu finansowym sporządzonym zgodnie z MSSF ujęła wszystkie aktywa i pasywa, których ujęcie jest wymagane przez MSSF. Zgodnie z MSSF 1 jednostka może dokonać wyceny według wartości godziwej składników rzeczowego majątku trwałego na dzień zastosowania MSSF i uznać tę wartość godziwą jako koszt składników rzeczowego majątku trwałego na ten dzień.

Zakres informacji ujawnionych w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym jest zgodny z postanowieniami MSSF oraz Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 19 października 2005 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych (Dz. U. Nr 209, poz. 1744).

Najważniejsze zasady rachunkowości stosowane przez Grupę zostały przedstawione poniżej.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe jest przedstawione w złotych, a wszystkie wartości, o ile nie jest to wskazane inaczej, podane są w tysiącach (tysiące złotych).

Oświadczenie o zgodności

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej („MSSF”) oraz zgodnie z odpowiednimi MSSF przyjętymi przez UE. MSSF obejmują standardy i interpretacje zaakceptowane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości („RMSR”) oraz Komisję ds. Interpretacji Międzynarodowej Sprawozdawczości Finansowej („IFRIC”).

Zmiany stosowanych zasad rachunkowości

Spółka sporządzała dotychczas skonsolidowane sprawozdanie finansowe według MSSF. Sprawozdanie to jednak nie zawierało wyraźnego i bezwarunkowego stwierdzenia o zgodności z MSSF. W związku z tym spółka zgodnie z wytycznymi zawartymi w MSSF 1 przyjęła, że dopiero niniejsze sprawozdanie będzie pierwszym sprawozdaniem finansowym jednostki sporządzonym zgodnie z MSSF to jest zawierające wyraźne i bezwarunkowe stwierdzenie o zgodności z MSSF.

Oświadczenie to zostało zawarte we wcześniejszym podpunkcie „Oświadczenie o zgodności”.

Ujawnienia wymagane przez MSSF 1 dotyczące przekształcenia sprawozdania sporządzanego dotychczas zgodnie z Ustawą o rachunkowości, rozporządzeniami towarzyszącymi oraz Rozporządzeniami Rady Ministrów o prospekcie i informacji bieżącej i okresowej na sprawozdania sporządzone zgodnie z MSSF, zostały zawarte w nocie nr 4.

Wpływ nowych standardów i interpretacji na sprawozdanie finansowe Grupy

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone według Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 31 grudnia 2005 roku. Po dniu bilansowym a przed publikacją niniejszego sprawozdania finansowego, zostały przyjęte przez UE następujące standardy, interpretacje i zmiany do standardów:

1. MSSF 7 „Instrumenty finansowe: Ujawnienia”
2. IFRIC 6 „Zobowiązania wynikłe z działalności na specyficznym rynku – Zużyty sprzęt elektryczny i elektroniczny”
3. Zmiany do MSSF 1 „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy” oraz MSSR 6 „Poszukiwanie i wycena zasobów mineralnych”,
4. Zmiany do MSR 39 oraz MSSF 4 „Umowy ubezpieczeniowe” w zakresie kontraktów gwarancji finansowych,
5. Zmiany do MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych” w zakresie ujawnień kapitałów.

Według szacunków jednostki, w/w standardy, interpretacje i zmiany do standardów mogą mieć wpływ na skonsolidowane sprawozdanie finansowe w momencie zastosowania. Według wstępnej oceny zastosowanie zmian nie będzie mieć istotnego wpływu na sprawozdanie finansowe.

Zasady konsolidacji

Skonsolidowane sprawozdania finansowe zawierają sprawozdanie finansowe jednostki dominującej oraz sprawozdania jednostek kontrolowanych przez jednostkę dominującą (lub jednostki zależne od jednostki dominującej) sporządzone na dzień 31 grudnia każdego okresu. Kontrola występuje wówczas, gdy jednostka dominująca ma możliwość wpływania na politykę finansową i operacyjną podległej jednostki w celu osiągnięcia korzyści z jej działalności.

Na dzień nabycia aktywa i pasywa jednostki nabywanej są wyceniane według ich wartości. Nadwyżka ceny nabycia powyżej wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania przejętych aktywów netto jednostki jest ujmowana jako wartość firmy. W przypadku, gdy cena nabycia jest niższa od wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania przejętych aktywów netto jednostki, różnica ujmowana jest jako zysk w rachunku zysków i strat okresu, w którym nastąpiło nabycie. Udział właścicieli mniejszościowych jest wykazywany w odpowiedniej proporcji wartości godziwej aktywów i kapitałów. W kolejnych okresach, straty przypadające właścicielom mniejszościowym powyżej wartości ich udziałów, pomniejszają kapitały jednostki dominującej.

W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach finansowych jednostek zależnych bądź stowarzyszonych dokonuje się korekt mających na celu ujednoczenie zasad rachunkowości stosowanych przez jednostkę z zasadami stosowanymi przez podmiot dominujący.

Wszelkie transakcje, salda, przychody i koszty pomiędzy podmiotami powiązаныmi objętymi konsolidacją podlegają wyłączeniom konsolidacyjnym.

Wyniki finansowe jednostek nabytych lub sprzedanych w ciągu roku są ujmowane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym od/do momentu odpowiednio ich nabycia lub zbycia.

W przypadku utraty kontroli nad jednostką zależną, skonsolidowane sprawozdanie finansowe uwzględnia wyniki za tę część roku objętego sprawozdaniem, w którym to okresie jednostka dominująca posiadała taką kontrolę.

Udziały mniejszości w 2005 roku obejmują część nie należących do Grupy udziałów w spółkach BSiPG Gazoprojekt S.A., BN Naftomontaż Sp. z o.o., oraz Naft-Stal Sp. z o.o. W 2004 udział mniejszości obejmował część nie należących do Grupy udziałów w spółkach BSiPG Gazoprojekt S.A., Naft-Trans Sp. z o. o. oraz Naft-Stal Sp. z o.o.

Inwestycje w jednostki stowarzyszone

Jednostką stowarzyszoną jest podmiot, na którą Spółka dominująca wywiera znaczący wpływ, lecz nie sprawuje kontroli, uczestnicząc w ustalaniu zarówno polityki finansowej jak i operacyjnej jednostki stowarzyszonej ani nie są to wspólne przedsięwzięcia. Udziały finansowe Grupy w jej jednostkach stowarzyszonych wyceniane są przy wykorzystaniu metody praw własności, za wyjątkiem sytuacji, gdy inwestycja jest klasyfikowana jako przeznaczona do zbycia (zob. poniżej). Inwestycje w jednostkę stowarzyszoną są wyceniane według ceny nabycia z uwzględnieniem zmian w udziale Grupy w aktywach netto, jakie wystąpiły do dnia bilansowego, pomniejszonych o utratę wartości poszczególnych inwestycji. Straty jednostek stowarzyszonych przekraczające wartość udziału Grupy w tych jednostkach stowarzyszonych nie są rozpoznawane.

Nadwyżka ceny nabycia powyżej wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania aktywów netto jednostki stowarzyszonej na dzień nabycia jest ujmowana jako wartość firmy. W przypadku, gdy cena nabycia jest niższa od wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania aktywów netto jednostki stowarzyszonej na dzień nabycia, różnica ujmowana jest jako zysk w rachunku zysków i strat okresu, w którym nastąpiło nabycie.

Zyski i straty wynikające z transakcji pomiędzy Grupą a jednostka stowarzyszoną podlegają wyłączeniom konsolidacyjnym zgodnie z udziałem Grupy w kapitałach jednostki stowarzyszonej. Dni bilansowe jednostek stowarzyszonych i Grupy są jednakowe i oba podmioty stosują spójne zasady rachunkowości. W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach finansowych jednostek stowarzyszonych dokonuje się korekt mających na celu ujednoczenie zasad rachunkowości stosowanych przez jednostkę z zasadami stosowanymi przez podmiot dominujący. Straty ponoszone przez jednostkę stowarzyszoną mogą świadczyć o utracie wartości jej aktywów co powoduje konieczność rozpoznania odpisu aktualizującego na odpowiednim poziomie.

Udziały we wspólnym przedsięwzięciu

Udział Grupy we wspólnym przedsięwzięciu jest ujmowany metodą konsolidacji proporcjonalnej, zgodnie z którą proporcjonalny udział w aktywach, pasywach, przychodach i kosztach wspólnego przedsięwzięcia jest ujmowany, pozycja po pozycji, łącznie z podobnymi pozycjami w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.

Przeliczanie pozycji wyrażonych w walucie obcej

Walutą funkcjonalną (wyceny) i walutą prezentacji spółki PGNiG S.A. i jej jednostek zależnych jest złoty (PLN). Transakcje wyrażone w walutach obcych są początkowo ujmowane według kursu waluty funkcjonalnej obowiązującego na dzień zawarcia transakcji. Aktywa i zobowiązania pieniężne wyrażone w walutach obcych są przeliczane po kursie waluty funkcjonalnej obowiązującej na dzień bilansowy. Wszystkie różnice kursowe są ujmowane w skonsolidowanym rachunku zysków i strat, z

wyjątkiem różnic kursowych powstałych z przeliczenia aktywów i pasywów jednostek zagranicznych. Różnice te są ujmowane bezpośrednio w kapitale własnym aż do momentu zbycia udziałów w tych jednostkach. Pozycje niepieniężne wyceniane według kosztów historycznych w walucie obcej są przeliczane po kursie wymiany z dnia początkowej transakcji. Pozycje niepieniężne wyceniane według wartości godziwej w walucie obcej są przeliczane po kursie wymiany z dnia ustalenia takiej wartości godziwej.

W celu zabezpieczenia się przed ryzykiem zmian kursów walutowych, jednostka dominująca Grupy Kapitałowej wykorzystuje walutowe transakcje forward oraz opcje (zob. poniżej zasady rachunkowości stosowane przez Grupę w odniesieniu do pochodnych instrumentów finansowych).

Walutą funkcjonalną zagranicznego oddziału (Oddział Operatorski w Pakistanie) oraz jednostki zależnej (PGNiG Finance BV) jest odpowiednio rupia pakistańska oraz EUR. Na dzień bilansowy aktywa i zobowiązania tych zagranicznych jednostek są przeliczane na walutę prezentacji PGNiG S.A. po kursie obowiązującym na dzień bilansowy, a ich rachunki zysków i strat są przeliczone po średnim ważonym kursie wymiany za dany rok obrotowy. Różnice kursowe powstałe w wyniku takiego przeliczania są ujmowane bezpośrednio w kapitale własnym jako jego odrębny składnik. W momencie zbycia podmiotu zagranicznego, zakumulowane odroczone różnice kursowe ujęte w kapitale własnym, dotyczące danego podmiotu zagranicznego, są ujmowane w rachunku zysków i strat.

Rzeczowe aktywa trwałe

W celu dopełnienia wymogów zgodnie z MSSF 1 jednostka dokonała wyceny do wartości godziwej składników rzeczowego majątku trwałego na dzień zastosowania MSSF i uznała tę wartość za ich zakładany koszt na ten dzień. Zmiana wartości wynikająca z przeszacowania rzeczowych aktywów trwałych ujęta została w pozycji „zyski/straty zatrzymane”.

Rzeczowe aktywa trwałe wykazywane są w bilansie w wartości przeszacowanej, pomniejszonej w kolejnych okresach o odpisy amortyzacyjne oraz utratę wartości. Wyceny przeprowadzane są w sytuacji wystąpienia przesłanki trwałej utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych.

Obniżenie wartości wynikające z przeszacowania rzeczowych aktywów trwałych ujmowane jest jako koszt okresu w wysokości przewyższającej kwotę wcześniejszej wyceny tego składnika aktywów ujętą w pozycji kapitału rezerwowego.

Amortyzacja przeszacowanych rzeczowych aktywów trwałych ujmowana jest w rachunku zysków i strat.

Środki trwałe w budowie powstające dla celów produkcyjnych, wynajmu lub administracyjnych jak również dla celów jeszcze nieokreślonych, prezentowane są w bilansie wg kosztu wytworzenia pomniejszonego o odpisy z tytułu utraty wartości. Koszt wytworzenia zwiększany jest o opłaty oraz dla określonych aktywów o koszty finansowania zewnętrznego kapitalizowane zgodnie z zasadami określonymi w zasadach rachunkowości Grupy. Amortyzacja dotycząca tych środków trwałych rozpoczyna się w momencie rozpoczęcia ich użytkowania, zgodnie z zasadami dotyczącymi własnych aktywów trwałych.

Amortyzację wylicza się dla wszystkich środków trwałych, z pominięciem gruntów oraz środków trwałych w budowie, przez oszacowany okres ekonomicznej przydatności tych środków, używając metody liniowej, przy zastosowaniu następujących rocznych stawek amortyzacji:

Budynki i budowle	- 2,5-20 %
Maszyny i urządzenia, środki transportu oraz pozostałe	- 3,33-50 %

Aktywa utrzymywane na podstawie umowy leasingu finansowego są amortyzowane przez okres ich ekonomicznej użyteczności, odpowiednio jak aktywa własne, nie dłużej jednak niż okres trwania leasingu.

Zyski lub straty wynikłe ze sprzedaży/likwidacji lub zaprzestania użytkowania środków trwałych są określane jako różnica pomiędzy przychodami ze sprzedaży a wartością netto tych środków trwałych i są ujmowane w rachunku zysków i strat.

Koszty finansowania zewnętrznego

Koszty finansowania zewnętrznego ujmowane są jako koszty w momencie ich poniesienia według wzorcowego podejścia zgodnego z MSR 23.

Nieruchomości inwestycyjne

Za nieruchomości inwestycyjne uznaje się nieruchomości, które traktowane są jako źródło przychodów z czynszów lub/i utrzymywane są w posiadaniu ze względu na spodziewany przyrost ich wartości. Początkowo nieruchomości inwestycyjne są ujmowane według ceny nabycia z uwzględnieniem kosztów transakcji. Wszystkie nieruchomości inwestycyjne wyceniane są zgodnie z wymogami MSR 16 określonego dla tego modelu tj. w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia pomniejszonym o dotychczasowe umorzenie i zakumulowane odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości. Nieruchomości inwestycyjne są usuwane z bilansu w przypadku ich zbycia lub w przypadku stałego wycofania danej nieruchomości inwestycyjnej z użytkowania, gdyż nie są spodziewane żadne przyszłe korzyści z jej sprzedaży. Wszelkie zyski lub straty wynikające z usunięcia nieruchomości inwestycyjnej z bilansu są ujmowane w rachunku zysków i strat w tym okresie, w którym dokonano takiego wyksięgowania.

Wartość firmy

Wartość firmy powstająca przy konsolidacji wynika z wystąpienia na dzień nabycia nadwyżki kosztu nabycia jednostki nad wartością godziwą identyfikowalnych składników aktywów i pasywów jednostki zależnej, stowarzyszonej lub wspólnego przedsięwzięcia na dzień nabycia.

Wartość firmy jest wykazywana jako składnik aktywów i przynajmniej raz w roku podlega analizie pod kątem utraty wartości.

Ewentualna utrata wartości rozpoznawana jest od razu w rachunku zysków i strat i nie podlega odwróceniu w kolejnych okresach.

Przy sprzedaży jednostki zależnej, stowarzyszonej lub wspólnego przedsięwzięcia, odpowiednia część wartości firmy uwzględniana jest przy wyliczaniu zysku bądź straty na sprzedaży.

Wartości niematerialne

Wartości niematerialne są rozpoznawane, jeżeli jest prawdopodobne, że w przyszłości spowodują one wpływ korzyści ekonomicznych, które mogą być bezpośrednio powiązane z tymi aktywami.

Nabyte odrębnie oraz wytworzone we własnym zakresie

Wartości niematerialne nabyte w ramach oddzielnej transakcji są aktywowane według ceny nabycia.

Po początkowym ujęciu według ceny nabycia wartości niematerialne są wykazywane według zaktualizowanej wartości będącej wartością godziwą na dzień aktualizacji wyceny pomniejszoną o skumulowaną amortyzację i skumulowane odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Obniżenie wartości wynikające z przeszacowania wartości niematerialnych ujmowane jest jako koszt okresu w wysokości przewyższającej kwotę wcześniejszej wyceny tego składnika aktywów ujętą w pozycji kapitału rezerwowego.

Amortyzacja przeszacowanych wartości niematerialnych ujmowana jest w rachunku zysków i strat. Wartości niematerialne są amortyzowane liniowo w okresie odpowiadającym szacowanemu okresowi ich ekonomicznej użyteczności. Poprawność stosowanych okresów i stawek amortyzacji jest okresowo weryfikowana, nie rzadziej niż na koniec roku obrotowego, a ewentualna korekta odpisów amortyzacyjnych dokonywana jest w okresach następnych.

Przyjęte typowe ekonomiczne okresy użyteczności amortyzacji stosowane dla wartości niematerialnych i prawnych wynoszą:

Nabyte koncesje, licencje, prawa do patentów i podobne wartości	2- 10 lat
Nabyte oprogramowanie komputerowe	2- 5 lat

Prawo wieczystego użytkowania gruntu nabyte nieodpłatnie i odpłatnie ujmowane jest w księgach jako leasing operacyjny. Prawo wieczystego użytkowania gruntu nabyte odpłatnie zaprezentowano jako wartości niematerialne i jest amortyzowane przez okres użytkowania (okres trwania leasingu). Natomiast prawo wieczystego użytkowania gruntu nabyte nieodpłatnie tj. na mocy decyzji administracyjnej, traktowane jest jako leasing operacyjny i nie jest ujmowane w wartościach niematerialnych ani nie jest amortyzowane. Jest ono jedynie prezentowane w wartości godziwej jako pozycja pozabilansowa.

Wartości niematerialne i prawne o nieokreślonym okresie użytkowania nie podlegają amortyzacji.

Wartości niematerialne o nieokreślonym okresie użytkowania oraz wartości niematerialne jeszcze nie użytkowane podlegają cyklicznej (raz do roku) ocenie pod kątem utraty wartości.

Pozostałe wartości niematerialne podlegają weryfikacji pod kątem utraty wartości wtedy, gdy zaistniały okoliczności, które wskazują na to, że wartość bilansowa tych aktywów może nie być możliwa do odzyskania.

Jeżeli istnieją przesłanki wskazujące na to, że mogła nastąpić utrata wartości, a wartość bilansowa przekracza szacowaną wartość odzyskiwalną, wówczas wartość tych aktywów bądź ośrodków wypracowujących środki pieniężne, do których te aktywa należą, jest obniżana do poziomu wartości odzyskiwalnej. Wartość odzyskiwana aktywów odpowiada wyższej z następujących wartości: ceny sprzedaży netto lub wartości użytkowej.

Koszty badań i prac rozwojowych

Koszty prac badawczych nie podlegają aktywowaniu i są prezentowane w rachunku zysków i strat jako koszt okresu, w którym zostały poniesione.

Koszty prac rozwojowych są kapitalizowane wyłącznie w sytuacji, gdy:

- realizowany jest ściśle określony projekt (np. oprogramowanie lub nowe procedury);
- prawdopodobne jest, że składnik aktywów przyniesie przyszłe korzyści ekonomiczne; i
- koszty związane z projektem mogą być wiarygodnie oszacowane.

Koszty prac rozwojowych są amortyzowane metodą liniową przez przewidywany okres ich ekonomicznej przydatności.

W przypadku, gdy niemożliwe jest wyodrębnienie wytworzonego we własnym zakresie składnika aktywów, koszty prac rozwojowych są ujmowane w rachunku zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione.

Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze

Koszty prac poszukiwawczych i rozpoznawczych ropy i gazu fazy przedprodukcyjnej są księgowane na podstawie metody sukcesu geologicznego. Koszty prac poszukiwawczych i rozpoznawczych księgowane są jako wartości niematerialne i prawne od momentu określenia przemysłowej przydatności odwiertu.

Jeżeli, w konsekwencji dalszych badań, dany obszar okaże się nieprzydatny do przemysłowego wykorzystania, koszty nakładów na badania i rozpoznanie są spisywane w rachunek zysków i strat danego okresu. W wyniku przekazania środków trwałych do używania koszty te są zaewidencjonowane, najczęściej jako część wartości budowli odwiertu wydobywczego i podlegają amortyzacji. Okres ekonomicznej użyteczności odwiertów jest określany przez Zarząd Spółki na każdą datę bilansową.

Koszty prac poszukiwawczo-rozpoznawczych są weryfikowane pod kątem ewentualnej utraty wartości, jeśli składnik aktywów nie został jeszcze oddany do użytkowania, lub gdy zaistniały zdarzenia bądź zaszły zmiany wskazujące na to, że ich wartość bilansowa może nie być możliwa do odzyskania.

Koszty związane z badaniami geofizycznymi i geosejsmicznymi ujmowane są w rachunku zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione.

Leasing

Leasing jest klasyfikowany jako leasing finansowy, gdy warunki umowy przenoszą zasadniczo całe potencjalne korzyści oraz ryzyko wynikające z bycia właścicielem na leasingobiorcę. Wszystkie pozostałe rodzaje leasingu są traktowane jako leasing operacyjny.

Grupa jako leasingodawca

Kwoty należne z tytułu leasingu finansowego są księgowane w pozycji należności, w wartości netto inwestycji Grupy w leasing.

Przychody z tytułu leasingu finansowego są ujmowane w odpowiednich okresach przy uwzględnieniu stałej stopy zwrotu z wartości netto inwestycji Grupy należnej z tytułu leasingu.

Przychody z tytułu leasingu operacyjnego są ujmowane w rachunku zysków i strat przy zastosowaniu metody liniowej w okresie wynikającym z umowy leasingu.

Grupa jako leasingobiorca

Aktywa użytkowane na podstawie umowy leasingu finansowego są traktowane jak aktywa Grupy i są wyceniane w ich wartości godziwej w momencie ich nabycia, nie wyższej jednak niż wartość bieżąca minimalnych opłat leasingowych. Powstające z tego tytułu zobowiązanie wobec leasingodawcy jest prezentowane w bilansie w pozycji zobowiązania z tytułu leasingu finansowego. Płatności leasingowe zostały podzielone na część odsetkową oraz część kapitałową tak, by stopa odsetek od

pozostającego zobowiązania była wielkością stałą. Koszty finansowe są odnoszone do rachunku zysków i strat. Płatności z tytułu leasingu operacyjnego są odnoszone w rachunek zysków i strat przy zastosowaniu metody liniowej w okresie wynikającym z umowy leasingu.

Korzyści otrzymane i należne jako zachęta do zawarcia umowy leasingu operacyjnego odnoszone są w rachunek zysków i strat przy zastosowaniu metody liniowej w okresie wynikającym z umowy leasingu.

Inwestycje

W przypadku, gdy konwencja rynkowa przewiduje dostawę aktywów finansowych po upływie ściśle sprecyzowanego okresu czasu po dacie transakcji, inwestycje w aktywa finansowe są ujmowane w księgach i wyłączane z ksiąg w dniu zawarcia transakcji kupna lub sprzedaży.

Wszystkie inwestycje wyceniane są początkowo według ceny zakupu skorygowanej o koszty transakcji. Inwestycje klasyfikowane są jako „przeznaczone do obrotu” lub „dostępne do sprzedaży” i wyceniane są na dzień bilansowy według wartości godziwej. W przypadku, gdy inwestycje zaklasyfikowane zostały jako przeznaczone do obrotu, zyski i straty wynikające ze zmiany wartości godziwej ujmowane są w rachunku zysków i strat za dany okres. W przypadku aktywów dostępnych do sprzedaży, zyski i straty wynikające ze zmiany ich wartości godziwej ujmowane są bezpośrednio w kapitałach aż do momentu sprzedaży składnika aktywów lub rozpoznania utraty wartości. Wówczas skumulowane zyski lub straty rozpoznane poprzednio w kapitałach przenoszone są do rachunku zysków i strat za dany okres.

Aktywa finansowe o stałych lub możliwych do określenia płatnościach i stałych terminach zapadalności klasyfikowane są jako inwestycje „utrzymywane do upływu terminu zapadalności”, pod warunkiem, że Grupa zdecydowanie zamierza i może je utrzymać do upływu tego terminu.

Inwestycje długoterminowe utrzymywane do upływu terminu zapadalności są wyceniane według skorygowanej ceny nabycia ustalonej przy pomocy efektywnej stopy procentowej. Przy ustalaniu skorygowanej ceny nabycia uwzględnia się dyskonto lub premię uzyskaną przy nabyciu inwestycji i rozliczaną przez okres utrzymywania jej do upływu terminu zapadalności. Zyski lub straty z inwestycji wycenianych według skorygowanej ceny nabycia ujmowane są w przychodach w trakcie ich rozliczania (amortyzacji) w okresie oraz z chwilą usunięcia tych inwestycji z bilansu lub stwierdzenia utraty wartości.

Aktywa trwale przeznaczone do zbycia

Aktywa trwale (i grupy aktywów netto przeznaczonych do zbycia) zaklasyfikowane jako przeznaczone do zbycia wyceniane są po niższej z dwóch wartości: wartości bilansowej lub wartości godziwej pomniejszonych o koszty związane ze sprzedażą.

Aktywa trwale i grupy aktywów netto klasyfikowane są jako przeznaczone do zbycia, jeżeli ich wartość bilansowa będzie odzyskana raczej w wyniku transakcji sprzedaży niż w wyniku ich dalszego ciągłego użytkowania. Warunek ten uznaje się za spełniony wyłącznie wówczas, gdy wystąpienie transakcji sprzedaży jest bardzo prawdopodobne, a składnik aktywów (lub grupa aktywów netto przeznaczonych do zbycia) jest dostępny w swoim obecnym stanie do natychmiastowej sprzedaży.

Klasyfikacja składnika aktywów jako przeznaczonego do zbycia zakłada zamiar kierownictwa spółki do zakończenia transakcji sprzedaży w ciągu roku od momentu zmiany klasyfikacji.

Zapasy

Zapasy są wykazywane według ceny nabycia lub kosztów wytworzenia nie wyższych, niż cena sprzedaży netto. Na koszty wytworzenia składają się koszty materiałów bezpośrednich oraz w stosownych przypadkach koszty wynagrodzeń bezpośrednich oraz uzasadniona część kosztów pośrednich. W skład wykazywanych w bilansie zapasów materiałów wchodzi zapasy gazu oraz pozostałych materiałów. Zapas gazu wyceniany jest według średnioważonej ceny nabycia gazu z importu, rzeczywistego kosztu wytworzenia gazu pozyskiwanego ze źródeł krajowych oraz kosztów odazotowania. Wycena gazu z importu odbywa się wg kursu zastosowanego w dokumencie SAD.

Cena sprzedaży netto odpowiada oszacowanej cenie sprzedaży dokonywanej w toku zwykłej działalności gospodarczej, pomniejszonej o wszelkie koszty konieczne do zakończenia produkcji oraz koszty doprowadzenia zapasów do sprzedaży lub znalezienia nabywcy (tj. koszty sprzedaży, marketingu itp.).

Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności

Należności z tytułu dostaw i usług, są ujmowane i wykazywane według kwot pierwotnie zafakturowanych pomniejszonych o odpisy aktualizujące. Wartość należności aktualizuje się uwzględniając stopień prawdopodobieństwa ich zapłaty.

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 spłacalności, które służą ustaleniu odpisów według struktury wiekowej należności. Na należności przeterminowane powyżej 365 dni, a także na wszystkie zarachowane odsetki tworzony jest odpis aktualizujący w wysokości 100 %.

Odpisy aktualizujące z tytułu dostaw gazu dla klientów z grup taryfowych 5-7 tworzone są na należności przeterminowane powyżej 90 dni. Odpisy te są kalkulowane indywidualnie, w oparciu o wiedzę o sytuacji finansowej dłużników.

Odpisy aktualizujące wartość należności zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub do kosztów finansowych - zależnie od rodzaju należności, której dotyczy odpis aktualizujący.

Należności nieściągalne są odpisywane w straty w momencie stwierdzenia ich nieściągalności.

Spisanie lub umorzenie należności z powodu przedawnienia lub nieściągalności powoduje zmniejszenie odpisów aktualizujących utworzonych uprzednio dla tych należności.

Należności umorzone lub spisane z powodu przedawnienia lub nieściągalności, od których nie dokonano odpisów aktualizujących ich wartość lub dokonano odpisów w niepełnej wysokości, zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych.

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty wykazane w bilansie obejmują środki pieniężne w banku i w kasie oraz krótkoterminowe inwestycje o dużej płynności o pierwotnym okresie zapadalności nie przekraczającym trzech miesięcy, łatwo wymiernymi na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażonymi na nieznaczne ryzyko zmiany wartości.

Saldo środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wykazane w skonsolidowanym rachunku przepływów pieniężnych składa się z określonych powyżej środków pieniężnych i ich ekwiwalentów, pomniejszonych o niespłacone kredyty w rachunkach bieżących.

Utrata wartości

Na każdy dzień bilansowy Grupa dokonuje oceny aktywów w celu stwierdzenia, czy nie występują przesłanki wskazujące na utratę ich wartości. W przypadku, stwierdzenia takich przesłanek, szacowana jest wartość odzyskiwalna danego składnika aktywów, w celu ustalenia potencjalnego odpisu z tego tytułu. W sytuacji, gdy składnik aktywów nie generuje przepływów pieniężnych, które są w znacznym stopniu niezależnymi od przepływów generowanych przez inne aktywa, analizę przeprowadza się dla grupy aktywów generujących przepływy pieniężne, do której należy dany składnik aktywów.

W przypadku wartości niematerialnych o nieokreślonym okresie użytkowania, test na utratę wartości przeprowadzany jest corocznie, oraz dodatkowo, gdy występują przesłanki wskazujące na możliwość wystąpienia utraty wartości.

Wartość odzyskiwalna ustalana jest jako kwota wyższa z dwóch wartości: wartość godziwa pomniejszona o koszty sprzedaży lub wartość użytkowa. Ta ostatnia wartość odpowiada wartości bieżącej szacunku przyszłych przepływów pieniężnych zdyskontowanych przy użyciu stopy dyskonta uwzględniającej aktualną rynkową wartość pieniądza w czasie oraz ryzyko specyficzne dla danego aktywa.

Jeżeli wartość odzyskiwalna jest niższa od wartości księgowej netto składnika aktywów (lub grupy aktywów), wartość księgowa jest pomniejszana do wartości odzyskiwalnej. Strata z tytułu utraty wartości jest ujmowana jako koszt w okresie, w którym wystąpiła, za wyjątkiem sytuacji gdy składnik aktywów ujmowany był w wartości przeszacowanej (wówczas utrata wartości traktowana jest jako obniżenie wcześniejszego przeszacowania).

W momencie, gdy utrata wartości ulega odwróceniu, wartość netto składnika aktywów (lub grupy aktywów) zwiększana jest do nowej oszacowanej wartości odzyskiwalnej, nie wyższej jednak od wartości netto tego składnika aktywów, jaka byłaby ustalona, gdyby utrata wartości nie została rozpoznana w poprzednich latach. Odwrócenie utraty wartości ujmowane jest w przychodach.

Kapitały własne

Kapitały własne ujmuje się w księgach rachunkowych z podziałem na ich rodzaje i według zasad określonych przepisami prawa i postanowieniami statutu jednostki dominującej.

Kapitał akcyjny wykazywany jest według wartości nominalnej, w wysokości zgodnej ze statutem jednostki dominującej oraz wpisem do rejestru handlowego.

Zadeklarowane, lecz nie wniesione wkłady kapitałowe ujmuje się jako należne wkłady na poczet kapitału. Akcje własne oraz należne wpłaty na poczet kapitału akcyjnego pomniejszają wartość kapitałów własnych jednostki dominującej.

Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej tworzony jest z nadwyżki ceny emisyjnej akcji powyżej ich wartości nominalnej pomniejszonej o koszty tej emisji.

Koszty emisji akcji poniesione przy powstaniu spółki akcyjnej lub podwyższeniu kapitału zakładowego zmniejszają kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej do wysokości nadwyżki wartości emisji nad wartością nominalną akcji, a pozostałą ich część zalicza się do pozostałych kapitałów rezerwowych.

Efekt przeszacowania oraz wszelkie zmiany w przeszacowanych rzeczowych aktywach trwałych i wartościach niematerialnych są odnoszone na pozycję zyski/straty zatrzymane.

Kwoty powstałe z podziału zysku, niepodzielny wynik z lat ubiegłych oraz wynik roku bieżącego prezentowane są w sprawozdaniu finansowym jako zyski zatrzymane.

Kredyty bankowe i pożyczki

Oprocentowane kredyty bankowe księgowane są w wartości uzyskanych wpływów pomniejszonych o koszty bezpośrednie pozyskania środków. Po początkowym ujęciu oprocentowane kredyty i pożyczki są następnie wykazywane w skorygowanej cenie nabycia przy zastosowaniu metody efektywnej stopy procentowej. Przy ustalaniu skorygowanej ceny nabycia uwzględnia się koszty związane z uzyskaniem kredytu lub pożyczki oraz dyskonta lub premie uzyskane przy rozliczeniu zobowiązania.

Zyski i straty są ujmowane w rachunku zysków i strat z chwilą usunięcia zobowiązania z bilansu lub stwierdzenia utraty wartości, a także w wyniku naliczania amortyzacji.

Rezerwy

Rezerwy są tworzone w przypadku, kiedy w następstwie przeszłych zdarzeń powstaje potencjalne, możliwe do oszacowania zobowiązanie (obowiązek prawny lub obowiązek zwyczajowy), które w przyszłości może z dużym prawdopodobieństwem spowodować wypływ ze Spółki aktywów generujących korzyści ekonomiczne. Wysokość utworzonych rezerw jest weryfikowana na dzień bilansowy w celu ich skorygowania do wysokości bieżącej prognozy. W przypadku, gdy wpływ zmian wartości pieniądza w czasie jest istotny, wysokość rezerwy ustalana jest na poziomie bieżącej wartości spodziewanych przyszłych wydatków koniecznych do uregulowania zobowiązania, zaś stopą dyskontową jest w tym przypadku oszacowana stopa zwrotu z lokat wolnych od ryzyka. Jeżeli zastosowana została metoda polegająca na dyskontowaniu, zwiększenie rezerwy związane z upływem czasu jest ujmowane jako koszt finansowania zewnętrznego.

W przypadku, gdy rezerwy dotyczą kosztów likwidacji aktywów związanych z wydobywaniem, początkowa wartość rezerwy większa wartość odpowiedniego środka trwałego. Późniejsze korekty wysokości rezerwy będące skutkiem zmian szacunków są również traktowane jako korekta wartości środka trwałego.

Rezerwa na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne

Spółki Grupy Kapitałowej prowadzą program wypłaty nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych. Wypłaty z powyższych tytułów programu odpisywane są w koszty rachunku zysków i strat w sposób umożliwiający rozłożenie kosztów nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych na cały okres zatrudnienia pracowników w poszczególnych spółkach. Koszty z tytułu ww. świadczeń są ustalane aktuarialną metodą wyceny prognozowanych uprawnień jednostkowych.

Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych

Spółki Grupy Kapitałowej tworzą rezerwę na wypłatę osłon socjalnych wypłacaną pracownikom zwalnianym w związku z realizacją programu restrukturyzacji zatrudnienia. Rezerwa ta wyliczona jest w oparciu o planowaną redukcję zatrudnienia oraz kwoty jednorazowych wypłat odpraw osłonowych.

Rezerwa na koszty restrukturyzacji ujmowana jest tylko wtedy, gdy Grupa ogłosiła wszystkim zainteresowanym stronom szczegółowy i formalny plan restrukturyzacji.

Rezerwa na deputat gazowy wypłacany byłym pracownikom

Spółka jest zobowiązana do wypłacania deputatu gazowego dla byłych pracowników zatrudnionych do końca 1995 roku. Niniejsze sprawozdanie finansowe zawiera rezerwę na przyszłe koszty z tytułu wypłat tych świadczeń. Wysokość rezerwy na koszty deputatów jest ustalona zgodnie z zasadami wyceny aktuarialnej stosowanej do wyliczenia rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne. Wypłaty deputatów odpisywane są w koszty rachunku zysków i strat.

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

Spółka tworzy rezerwę na przyszłe koszty likwidacji odwiertów. Rezerwa ta wyliczona jest w oparciu o koszt stanowiący średni koszt likwidacji odwiertów w poszczególnych zakładach wydobywczych w ciągu ostatnich trzech lat, skorygowany o prognozowany wskaźnik wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych oraz zmianę wartości pieniądza w czasie. Uwzględnienie trzyletniego horyzontu czasowego wiąże się ze zróżnicowaniem ilości likwidowanych odwiertów i ich kosztu likwidacji w poszczególnych latach.

Rezerwy związane z ochroną środowiska

Spółki Grupy Kapitałowej tworzą rezerwy na przyszłe zobowiązania z tytułu kosztów rekultywacji skażonych gruntów lub eliminacji szkodliwych substancji w przypadku występowania prawnego lub zwyczajowego obowiązku wykonania tych czynności. Tworzona rezerwa odzwierciedla potencjalne koszty przewidziane do poniesienia szacowane i weryfikowane okresowo według cen bieżących.

Fundusze specjalne

W rezerwach wykazywane są również fundusze specjalne gdyż dotyczą one zdarzeń przeszłych a na spółkach Grupy ciąży związany z nimi obowiązek prawny, którego wypełnienie jest bardzo prawdopodobne i spowoduje wypływ środków uosabiających korzyści ekonomiczne.

Na fundusze specjalne składa się Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych (ZFŚS) i Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego.

Fundusz socjalny jest tworzony z dobrowolnych odpisów z zysku netto i obowiązkowych odpisów. Obowiązkowe odpisy są tworzone przez pracodawcę, zgodnie z wzorem określonym w prawie, który uwzględnia liczbę zatrudnionych i miesięczną minimalną płacę w Polsce. W niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym odpisy te traktowane są jako koszt. Fundusz socjalny może być wykorzystany tylko na świadczenia dla pracowników.

Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego tworzony jest na podstawie Ustawy z dnia 27 lipca 2001 roku o zmianie ustawy Prawo Geologiczne i Górnicze. Odpisy na fundusz dokonywane są w korespondencji z pozostałymi kosztami operacyjnymi.

Inne rezerwy na przyszłe prawdopodobne zobowiązania

Spółki Grupy Kapitałowej tworzą też inne rezerwy na przyszłe prawdopodobne wydatki, takie jak rezerwa na naprawy gwarancyjne, nałożone kary, itp. Rezerwy na koszty napraw gwarancyjnych ujmowane są w momencie sprzedaży produktów zgodnie z najlepszym szacunkiem zarządu co do przyszłych kosztów koniecznych do poniesienia przez Spółkę Grupy w okresie gwarancji.

Rezerwy na zobowiązania z tytułu nałożonych kar Spółki Grupy ujmują w momencie otrzymania decyzji o nałożeniu kary. Rezerwa ta jest wykazywana w wysokości nałożonej kary.

Rozliczenia międzyokresowe

Spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej dokonują czynnych rozliczeń międzyokresowych, jeżeli dotyczą one wydatków, z których koszty dotyczą przyszłych okresów sprawozdawczych. Są one w bilansie prezentowane w oddzielnej pozycji aktywów.

Bierne rozliczenia międzyokresowe są zobowiązaniami przypadającymi do zapłaty za towary lub usługi, które zostały otrzymane/wykonane, ale nie zostały opłacone, zafakturowane lub formalnie uzgodnione z dostawcą, łącznie z kwotami należnymi pracownikom (na przykład kwoty dotyczące naliczonego wynagrodzenia za urlop). Rozliczenia te w bilansie są wykazywane w pasywach łącznie z zobowiązaniami z tytułu dostaw i usług pozostałymi zobowiązaniami.

Jednostki Grupy Kapitałowej rozpoznają rozliczenia międzyokresowe przychodów w celu zaliczenia tych przychodów do przyszłych okresów sprawozdawczych, w momencie, kiedy przychody te zostaną zrealizowane.

Do rozliczeń międzyokresowych przychodów Jednostka Dominująca oraz Spółki Gazownictwa zaliczają wartość nieodpłatnie przyjętej infrastruktury gazowej (przyjmowana do roku 1998) oraz opłatę przyłączeniową. Przychody z tych tytułów realizowane są wraz z dokonywanymi odpisami amortyzacyjnymi od powyższych przyłączy. Rozliczenia te są wykazywane w bilansie w odrębnej pozycji pasywów.

Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania

Zobowiązania z tytułu dostaw i usług są zobowiązaniami przypadającymi do zapłaty za towary lub usługi, które zostały dostarczone/wykonane oraz zostały zafakturowane lub formalnie uzgodnione z dostawcą.

Do pozostałych zobowiązań zaliczane są głównie zobowiązania wynikające z bieżącej działalności spółek Grupy tj. z tytułu wynagrodzeń i innych bieżących świadczeń pracowniczych, jak również bierne rozliczenia międzyokresowe kosztów oraz zobowiązania publiczno prawne.

Przychody ze sprzedaży

Przychody są ujmowane w takiej wysokości, w jakiej jest prawdopodobne, że Grupa uzyska korzyści ekonomiczne związane z daną transakcją oraz gdy kwotę przychodów można wycenić w wiarygodny sposób. Ponadto przy ujmowaniu przychodów obowiązują również następujące kryteria:

Sprzedaż towarów i produktów

Przychody ze sprzedaży ujmowane są w wartości godziwej zapłat otrzymanych lub należnych i reprezentują należności za produkty, towary i usługi dostarczone w ramach normalnej działalności gospodarczej, po pomniejszeniu o rabaty, VAT i inne podatki związane ze sprzedażą (podatek akcyzowy). Sprzedaż towarów i produktów ujmowana jest w momencie dostarczenia towarów i produktów wraz z przekazaniem dotyczącego ich prawa własności.

Świadczenie usług

Przychody z usług są ujmowane na podstawie stopnia zaawansowania ich realizacji na dzień bilansowy. Jeżeli na świadczenie usług składa się nie dająca się dokładnie określić liczba działań wykonywanych w określonym przedziale czasu to przychody ujmuje się w oparciu o metodę liniową (równomiernie) na przestrzeni danego okresu. Jeżeli określone działanie jest ważniejsze od wszystkich pozostałych, ujęcie przychodów jest odłożone do momentu wykonania tego działania. W przypadku, gdy wyniku transakcji dotyczącej świadczenia usług nie można oszacować w wiarygodny sposób, przychody z transakcji ujmuje się tylko do wysokości poniesionych kosztów, które jednostka spodziewa się odzyskać.

Odsetki

Przychody z tytułu odsetek ujmowane są narastająco, w odniesieniu do głównej kwoty należnej, zgodnie z metodą efektywnej stopy procentowej.

Dywidendy

Przychody z tytułu dywidend są ujmowane w momencie, kiedy zostaje ustanowione prawo akcjonariuszy do otrzymania płatności.

Przychody z tytułu wynajmu

Przychody z tytułu wynajmu nieruchomości inwestycyjnych ujmowane są zgodnie z warunkami wynikającymi z zawartych umów wynajmu.

Kontrakty budowlane

W przypadku, gdy wynik kontraktu budowlanego może być wiarygodnie oszacowany, przychody i koszty są rozpoznawane w odniesieniu do stopnia zaawansowania realizacji kontraktu na dzień bilansowy. Stopień zaawansowania mierzony jest zwykle jako proporcja kosztów poniesionych do całości szacowanych kosztów kontraktu, za wyjątkiem sytuacji, gdy taki sposób nie odzwierciedlałby faktycznego stopnia zaawansowania. Wszelkie zmiany w zakresie prac, rozszczenia oraz premie są rozpoznawane w stopniu, w jakim zostały one uzgodnione z klientem.

W przypadku, kiedy wartość kontraktu nie może być wiarygodnie oszacowana, przychody z tytułu tego kontraktu są rozpoznawane w stopniu, w jakim jest prawdopodobne, że koszty poniesione z tytułu kontraktu zostaną nimi pokryte.

Koszty związane z kontraktem rozpoznawane są jako koszty okresu, w jakim zostały poniesione. W przypadku, kiedy istnieje prawdopodobieństwo, że koszty kontraktu przekroczą przychody, spodziewana strata na kontrakcie jest natychmiast rozpoznawana i ujmowana jako koszt.

Dotacje państwowe

Dotacje państwowe udzielone na cele przekwalifikowania pracowników ujmowane są jako przychód w poszczególnych okresach, aby zapewnić ich współmierność z odpowiadającymi kosztami.

Dotacje państwowe do aktywów trwałych są prezentowane w bilansie jako rozliczenia międzyokresowe przychodów a następnie stopniowo, drogą równych odpisów rocznych odpisywana są w rachunek zysków i strat przez przewidywany okres użytkowania tych aktywów.

Podatek dochodowy

Na obowiązkowe obciążenia wyniku składają się: podatek bieżący (CIT) oraz podatek odroczony.

Bieżące obciążenie podatkowe jest obliczane na podstawie wyniku podatkowego (podstawy opodatkowania) danego roku obrotowego. Zysk (strata) podatkowa różni się od księgowego zysku (straty) netto w związku z wyłączeniem przychodów podlegających opodatkowaniu i kosztów stanowiących koszty uzyskania przychodów w latach następnych oraz pozycji kosztów i przychodów, które nigdy nie będą podlegały opodatkowaniu. Obciążenia podatkowe są wyliczane w oparciu o stawki podatkowe obowiązujące w danym roku obrotowym.

Podatek odroczony jest wyliczany metodą bilansową jako podatek podlegający zapłaceniu lub zwrotowi w przyszłości na różnicach pomiędzy wartościami bilansowymi aktywów i pasywów a odpowiadającymi im wartościami podatkowymi wykorzystywanymi do wyliczenia podstawy opodatkowania.

Rezerwa na podatek odroczony jest tworzona od wszystkich dodatnich różnic przejściowych podlegających opodatkowaniu, natomiast składnik aktywów z tytułu podatku odroczonego jest rozpoznawany do wysokości, w jakiej jest prawdopodobne, że będzie można pomniejszyć przyszłe zyski podatkowe o rozpoznane ujemne różnice przejściowe. Pozycja aktywów lub zobowiązanie podatkowe nie powstaje, jeśli różnica przejściowa powstaje z tytułu wartości firmy lub z tytułu pierwotnego ujęcia innego składnika aktywów lub zobowiązania w transakcji, która nie ma wpływu ani na wynik podatkowy ani na wynik księgowy. Rezerwa z tytułu podatku odroczonego jest rozpoznawana od przejściowych różnic podatkowych powstałych w wyniku inwestycji w podmioty zależne i stowarzyszone oraz wspólne przedsięwzięcia, chyba że Grupa jest zdolna kontrolować moment odwrócenia różnicy przejściowej i jest prawdopodobne, iż w dającej się przewidzieć przyszłości różnica przejściowa się nie odwróci.

Wartość składnika aktywów z tytułu podatku odroczonego podlega analizie na każdy dzień bilansowy, a w przypadku, gdy spodziewane przyszłe zyski podatkowe nie będą wystarczające dla realizacji składnika aktywów lub jego części następuje jego odpis.

Podatek odroczony jest wyliczany przy użyciu stawek podatkowych, które będą obowiązywać w momencie, gdy pozycja aktywów zostanie zrealizowana lub zobowiązanie stanie się wymagalne. Podatek odroczony jest ujmowany w rachunku zysków i strat, poza przypadkiem, gdy dotyczy on pozycji ujętych bezpośrednio w kapitale własnym. W tym ostatnim wypadku podatek odroczony jest również rozliczany bezpośrednio w kapitale własnym.

Instrumenty pochodne i rachunkowość zabezpieczeń

W związku z prowadzoną działalnością Grupa wystawiona jest na ryzyka finansowe związane ze zmianami kursów walutowych oraz stóp procentowych. W celu zabezpieczenia przed tymi ryzykami, Grupa zawiera transakcje dotyczące instrumentów pochodnych takich jak *swap*, walutowe kontrakty *forward* oraz *opcje*, walutowe strategie *opcyjne* i *cross currency interest rate swap*, w celu zabezpieczenia przed ryzykiem wynikającym z wahań kursów walut oraz zmian stóp procentowych mających wpływ na pewne aktywa, zobowiązania i transakcje w walutach obcych.

Tego rodzaju pochodne instrumenty finansowe są wyceniane według wartości godziwej.

Zmiany wartości godziwej finansowych instrumentów pochodnych wyznaczonych do zabezpieczenia przepływów pieniężnych w części stanowiącej efektywne zabezpieczenie odnosi się bezpośrednio na kapitał. Zmiany wartości godziwej finansowych instrumentów pochodnych wyznaczonych do zabezpieczenia przepływów pieniężnych w części nie stanowiącej efektywnego zabezpieczenia zalicza się do przychodów lub kosztów finansowych okresu sprawozdawczego.

Jeżeli zabezpieczenie przepływów pieniężnych (związanych z przyszłymi zobowiązaniami lub planowanymi transakcjami) wiąże się z ujęciem w księgach aktywa lub zobowiązania, wówczas w momencie pierwotnego ujęcia tego aktywa lub zobowiązania, zyski lub straty dotyczące instrumentu finansowego rozpoznane uprzednio w kapitałach korygują pierwotną wartość aktywa lub zobowiązania. Jeżeli transakcja zabezpieczająca przyszłe przepływy pieniężne nie wiąże się z powstaniem aktywa ani zobowiązania, wartość odroczonego w kapitałach ujmowana jest w rachunku wyników w okresie, w którym rozliczenie pozycji zabezpieczanej ujmowane jest w rachunku wyników.

W przypadku efektywnego zabezpieczania wartości godziwej, wartość pozycji zabezpieczanej korygowana jest o zmiany wartości godziwej z tytułu zabezpieczanego ryzyka odnoszone do rachunku wyników. Zyski i straty wynikające z rewaluacji instrumentu pochodnego lub z przeszacowania części

walutowej składników bilansu nie będących instrumentami pochodnymi, ujmowane są w rachunku wyników.

Zmiany wartości godziwej instrumentów pochodnych nie będących instrumentami zabezpieczającymi ujmowane są w rachunku wyników okresu sprawozdawczego, w którym nastąpiło przeszacowanie.

Zabezpieczenia stosowane przez Spółkę nie spełniają kryteriów pozwalających na zastosowanie specjalnych zasad rachunkowości dotyczących zabezpieczeń. W związku z tym, zyski i straty powstałe z tytułu zmian w wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego są ujmowane w rachunku zysków i strat za okres obrotowy.

Wartość godziwa walutowych transakcji terminowych typu forward jest obliczana na podstawie kursu wymiany przewidywanego na dzień bilansowy dla transakcji typu forward o podobnym profilu wymagalności.

Wartość godziwa transakcji zamiany (swap) stóp procentowych jest określona na podstawie zdyskontowanych przepływów środków pieniężnych do wygaśnięcia transakcji.

Instrumenty pochodne wbudowane w inne instrumenty finansowe lub umowy nie będące instrumentami finansowymi traktowane są jako oddzielne instrumenty pochodne, jeżeli charakter wbudowanego instrumentu oraz ryzyka z nim związane nie są ściśle powiązane z charakterem umowy zasadniczej i ryzykami z niej wynikającymi i jeżeli umowy zasadnicze nie są wyceniane według wartości godziwej, której zmiany są ujmowane w rachunku wyników.

3. INFORMACJE DOTYCZĄCE SEGMENTÓW DZIAŁALNOŚCI

Przyjęto, że podstawowym podziałem na segmenty działalności jest podział wg segmentów branżowych. Grupa prowadzi działalność w czterech, następujących segmentach:

Segment wydobywania i produkcji jest dostawcą gazu, ropy, usług geofizycznych i poszukiwawczych. Segment ten obejmuje cały proces produkcji gazu i ropy naftowej począwszy od badań geofizycznych poprzedzających etap poszukiwań do wydobywania i przygotowania produktu do sprzedaży.

Segment obrotu, magazynowania i przesyłu zajmuje się zakupem gazu, jego magazynowaniem i przesyłaniem gazu siecią gazociągów systemu przesyłowego oraz sprzedażą gazu.

Segment dystrybucji zajmuje się zakupem, sprzedażą oraz dostarczaniem gazu do ostatecznych odbiorców, głównie indywidualnych.

Segment pozostałych dostarcza usługi projektowania, produkcji maszyn dla urządzeń i obiektów gazowniczych oraz górnictwa naftowego.

Aktywa segmentu obejmują wszystkie aktywa operacyjne wykorzystywane przez segment, na które składają się głównie - gotówka, należności, zapasy, środki trwałe w wartości pomniejszonej o odpisy aktualizujące. Podczas gdy większość aktywów może być bezpośrednio przyporządkowana do poszczególnych segmentów, wartość aktywów użytkowanych przez dwa lub więcej segmentów alokowana jest do poszczególnych segmentów na podstawie stopnia wykorzystania tych aktywów przez odpowiednie segmenty.

Zobowiązania segmentu obejmują wszelkie zobowiązania operacyjne, głównie zobowiązania handlowe, zobowiązania z tytułu wynagrodzeń i podatków, zarówno wymagalne jak i naliczone oraz wszystkie rezerwy na zobowiązania, które można przypisać do danego segmentu.

Zarówno aktywa jak i zobowiązania segmentu nie obejmują podatku odroczonego.

Transakcje wewnętrzne w ramach segmentu zostały wyeliminowane.

Wszystkie transakcje pomiędzy segmentami realizowane są na podstawie wewnętrznie ustalonych cen.

3.a. Segmenty branżowe

W poniższych tabelach przedstawione zostały dane dotyczące przychodów i zysków oraz niektórych aktywów i pasywów poszczególnych segmentów branżowych Grupy za okresy zakończone 31 grudnia 2005 roku i 31 grudnia 2004 roku.

Okres zakończony 31 grudnia 2005 roku	Wydobycie i produkcja	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków						
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 630 297	3 405 000	7 432 826	91 865	-	12 559 988
Sprzedaż między segmentami	952 363	5 316 520	22 311	173 084	(6 464 278)	-
Przychody segmentu ogółem	2 582 660	8 721 520	7 455 137	264 949	(6 464 278)	12 559 988

Grupa Kapitałowa PGNiG S.A.

Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okresy roczne zakończone 31 grudnia 2005 roku oraz 31 grudnia 2004 roku

Sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej

(w tysiącach złotych)

Amortyzacja	(450 616)	(290 610)	(649 276)	(11 353)	-	(1 401 855)
Pozostałe koszty	(1 376 171)	(8 044 889)	(6 672 670)	(258 633)	6 446 868	(9 905 495)
Koszty segmentu ogółem	(1 826 787)	(8 335 499)	(7 321 946)	(269 986)	6 446 868	(11 307 350)
Wynik na działalności operacyjnej segmentu	755 873	386 021	133 191	(5 037)	(17 410)	1 252 638
Koszty finansowe netto						(47 887)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		49 604				49 604
Wynik brutto						1 254 355
Podatek dochodowy						(206 839)
Wynik za rok obrotowy na działalności zaniechanej						-
Wypłata z zysku						(166 853)
Zysk netto						880 663
Bilans						
Aktywa segmentu	7 584 199	11 650 318	11 241 439	247 919	(1 400 088)	29 323 787
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		512 076				512 076
Aktywa nieprzypisane						143 298
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						384 504
Aktywa ogółem						30 363 665
Kapitał własny ogółem						20 767 580
Zobowiązania segmentu	1 308 303	2 254 774	2 454 086	97 210	(1 343 901)	4 770 472
Zobowiązania nieprzypisane						2 702 380
Rezerwa na podatek odroczonego						2 123 233
Pasywa ogółem						30 363 665
Pozostałe informacje dotyczące segmentu						
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe	(220 246)	(513 296)	(580 453)	(6 669)		(1 320 664)
Odpisy aktualizujące aktywa	(319 556)	(1 851 614)	(467 629)	(3 371)		(2 642 170)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						(58 056)

Okres zakończony 31 grudnia 2004 roku	Wydobycie i produkcja	Obrót, magazynowanie i przesył	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków						
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 208 473	2 918 138	6 706 820	75 260	-	10 908 691
Sprzedaż między segmentami	842 152	4 658 844	38 945	159 641	(5 699 582)	-
Przychody segmentu ogółem	2 050 625	7 576 982	6 745 765	234 901	(5 699 582)	10 908 691
Amortyzacja	(437 402)	(441 880)	(639 881)	(11 608)	-	(1 530 771)
Pozostałe koszty	(1 242 814)	(6 283 179)	(5 962 250)	(243 055)	5 678 953	(8 052 345)
Koszty segmentu ogółem	(1 680 216)	(6 725 059)	(6 602 131)	(254 663)	5 678 953	(9 583 116)
Wynik na działalności operacyjnej segmentu	370 409	851 923	143 634	(19 762)	(20 629)	1 325 575
Odsetki i inne koszty finansowe, netto						(308 174)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		140 367				140 367
Wynik brutto						1 157 768
Podatek dochodowy						(218 880)
Wynik za rok obrotowy na działalności zaniechanej						-
Wypłata z zysku						(145 775)
Zysk netto						793 113
Bilans						
Aktywa segmentu	7 539 543	9 673 121	10 951 268	237 489	(1 160 195)	27 241 226
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		462 645				462 645
Aktywa nieprzypisane						253 615
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						462 032
Aktywa ogółem						28 419 518
Kapitał własny ogółem						17 746 773
Zobowiązania segmentu	1 099 977	1 142 835	2 221 840	88 186	(1 160 195)	3 392 643
Zobowiązania nieprzypisane						4 975 331
Rezerwa na podatek odroczonego						2 304 771
Pasywa ogółem						28 419 518
Pozostałe informacje dotyczące segmentu						
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe	(351 330)	(468 129)	(451 471)	(3 476)		(1 274 406)
Odpisy aktualizujące aktywa	(342 018)	(1 832 285)	(446 552)	(3 534)		(2 624 389)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						(68 077)

3.b. Segmenty geograficzne

Grupa prowadzi swoją działalność w przeważającej części na terenie kraju. Przychody ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów w obrocie eksportowym stanowią 5,8% ogólnej kwoty przychodów netto ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów.

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Sprzedaż krajowa	11 832 002	10 438 037
Gaz wysokometanowy	9 921 167	8 864 385
Gaz zaazotowany	921 399	787 440
Ropa naftowa	510 954	452 038
Hel	8 328	8 338
Gaz propan butan	36 885	30 588
Gazolina	13 881	10 555
Gaz rozprężony	9 771	1 436
Usługi geofizyczno - geologiczne	35 290	11 459
Usługi poszukiwawcze	2 170	29 188
Produkcja budowlano-montażowa	22 168	11 146
Usługi projektowe	16 580	11 105
Usługi hotelowe	31 203	28 114
Pozostałe usługi	273 089	159 508
Pozostałe produkty	9 195	10 353
Towary i materiały	19 922	22 384
Sprzedaż eksportowa	727 986	470 654
Gaz wysokometanowy	12 414	13 286
Gaz zaazotowany	-	-
Ropa naftowa	272 668	144 415
Hel	26 115	28 731
Gaz propan butan	-	-
Gazolina	-	-
Gaz rozprężony	-	-
Usługi geofizyczno - geologiczne	187 894	103 566
Usługi poszukiwawcze	210 892	169 076
Produkcja budowlano-montażowa	4 296	4 997
Usługi projektowe	-	115
Usługi hotelowe	-	-
Pozostałe usługi	7 427	3 389
Pozostałe produkty	5 679	2 649
Towary i materiały	601	430
Razem	12 559 988	10 908 691

Działalność spółek Grupy na terenie Polski nie wykazuje istotnego regionalnego zróżnicowania w zakresie ryzyka i poziomu zwrotu z poniesionych nakładów inwestycyjnych. W związku z powyższym Grupa prezentuje jedynie dane w podziale na segmenty branżowe.

4. ŚWIADCZENIA PRACOWNICZE I POZOSTAŁE KOSZTY OPERACYJNE NETTO**Świadczenia dla pracowników**

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Wynagrodzenia	(1 245 006)	(1 223 950)
Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	(400 844)	(389 057)
Razem	(1 645 850)	(1 613 007)

Pozostałe koszty operacyjne netto

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Zmiana stanu rezerw netto	(89 270)	(72 868)
Zmiana stanu odpisów netto	17 811	(195 944)
Podatki i opłaty	(407 178)	(396 212)
Odsetki od pozycji niefinansowych netto	103 898	66 476
Różnice kursowe od pozycji niefinansowych netto	(34 818)	29 521
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(26 129)	(54 626)
Pozostałe przychody z zarachowanych wcześniej przychodów przyszłych okresów	91 753	118 958
Strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	(125 423)	(139 660)
Różnica z wyceny majątku przekazanego dywidendą	48 759	-
Pozostałe koszty netto	(125 853)	(92 091)
Razem	(546 450)	(736 446)

5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Przychody finansowe	790 093	977 780
Przychody z tytułu wyceny operacji forward i swap	277 504	298 186
Przychody z tytułu odsetek	270 906	83 630
Dodatnie różnice kursowe	158 890	577 198
Dyskonto rezerwy na likwidację odwertów	3 602	-
Aktualizacja wartości inwestycji	60 715	7 596
Zysk ze zbycia inwestycji	-	3 614
Pozostałe koszty finansowe	18 476	7 556
Koszty finansowe	(837 980)	(1 285 954)
Koszty operacji forward i swap	(396 237)	(936 272)
Koszty z tytułu odsetek	(336 596)	(295 953)
Ujemne różnice kursowe	-	-
Dyskonto rezerwy na likwidację odwertów	-	(16 216)
Aktualizacja wartości inwestycji	(60 357)	(14 506)
Strata ze zbycia inwestycji	(13 756)	-
Prowizje od kredytów	(20 189)	(8 970)
Pozostałe przychody finansowe	(10 845)	(14 037)
Razem koszty finansowe netto	(47 887)	(308 174)

6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
SGT EUROPOL GAZ S.A.		
Udział Grupy PGNiG S.A. w kapitale spółki*	49,74%	49,74%
Podstawowa działalność	Przesył gazu	Przesył gazu
Wycena udziałów metodą praw własności	1 106 603	928 341
Cena nabycia	38 400	38 400
Udział w zmianie kapitałów	1 145 003	966 741
Odpis z tytułu trwałej utraty wartości	(651 203)	(521 941)
Wartość bilansowa inwestycji	493 800	444 800
GAS-TRADING S.A.		
Udział Grupy PGNiG S.A. w kapitale spółki	43,41%	43,41%
Podstawowa działalność	Handel	Handel
Wycena udziałów metodą praw własności	16 985	16 554
Cena nabycia	1 291	1 291
Udział w zmianie kapitałów	18 276	17 845
Odpis z tytułu trwałej utraty wartości	-	-
Wartość bilansowa inwestycji	18 276	17 845
INVESTGAS S.A.		
Udział Grupy PGNiG S.A. w kapitale spółki	49,00%	49,00%
Podstawowa działalność	Roboty inwestycyjne dot. podziemnych magazynów gazu	Roboty inwestycyjne dot. podziemnych magazynów gazu
Wycena udziałów metodą praw własności	-	-
Cena nabycia	245	245
Udział w zmianie kapitałów	245	245
Odpis z tytułu trwałej utraty wartości	(245)	(245)
Wartość bilansowa inwestycji	-	-
Razem wartość bilansowa inwestycji	512 076	462 645

* W tym 48% to udział bezpośredni a 1,74% udział pośredni poprzez spółkę Gas-Trading S.A.

Jednostka Dominująca dokonała szacunku udziału w kapitałach własnych EuRoPol Gaz S.A. opierając się na wartości tych kapitałów wynikających ze sprawozdania finansowego EuRoPol Gaz S.A. na dzień 31 grudnia 2005 roku skorygowanego o różnice stosowanych w Grupie zasad

rachunkowości oraz wyniki na transakcjach wewnątrz Grupy. Różnice zasad rachunkowości dotyczyły ujęcia kosztów odsetek w wartości netto środków trwałych. Grupa, stosuje podejście wzorcowe ujmowania kosztów finansowania (MSR 23), w którym wartości początkowa środków trwałych nie obejmuje kosztów finansowania. Następnie Zarząd przeprowadził analizę pod kątem trwałej utraty wartości wycenianych akcji EUROPOL GAZ S.A. stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych opierając wyliczenia na danych zawartych w planie finansowym EUROPOL GAZ S.A. na lata 2006 – 2019. Zdyskontowane przepływy obejmują wszystkie przepływy gotówkowe generowane przez EUROPOL GAZ S.A., w tym również przepływy związane z obsługą oprocentowanych obcych źródeł finansowania (koszty odsetkowe oraz spłatę kapitału kredytów i pożyczek). Na dzień 31 grudnia 2005 roku, używając metody praw własności, Jednostka Dominująca wyliczyła wartość udziału w kapitale własnym spółki współzależnej w wysokości 1.145.003 tysięcy złotych.

Wyniki przeprowadzonych testów na trwałą utratę wartości wykazują znaczne różnice w zależności od przyjętych założeń.

Założenia przyjęte do wyceny wartości akcji zawierają, z przyczyn od Spółki niezależnych, duży element niepewności wynikający przede wszystkim z dużych zmian kursów walut obcych oraz polityki taryfowej.

Biorąc pod uwagę powyższe, Zarząd Jednostki Dominującej zdecydował się na dokonanie odpisu aktualizującego wartość inwestycji w EUROPOL GAZ S.A. w wysokości (651.203) tysięcy złotych.

7. PODATEK DOCHODOWY

Grupa Kapitałowa PGNiG S.A. nie stanowi grupy podatkowej według polskich przepisów. Każdy z podmiotów wchodzących w jej skład jest oddzielnym podatnikiem.

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Zysk brutto	1 254 355	1 157 768
Obowiązująca w okresie stawka podatkowa	19%	19%
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej	(238 327)	(219 976)
Różnice trwałe pomiędzy wynikiem brutto a podstawą opodatkowania	31 488	1 096
Bieżący podatek dochodowy	(311 566)	(183 868)
Efektywna stopa podatkowa	16%	19%
Odroczony podatek dochodowy	104 727	(35 012)
Stawka podatku przyjęta do wyliczenia podatku odroczonego	19%	19%
Obciążenie podatkowe wykazane w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	(206 839)	(218 880)

7.a. Bieżący podatek dochodowy

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Zysk (strata) brutto (skonsolidowany)	1 254 355	1 157 768
Korekty konsolidacyjne	568 447	152 892
Różnice pomiędzy zyskiem (strata) brutto a podstawą opodatkowania podatkiem dochodowym	(246 698)	(469 572)
Przychody nie zaliczane do dochodu do opodatkowania, w tym:	2 994 274	2 334 360
Rozwiązanie odpisów	435 005	235 335
Rozwiązanie rezerw	208 188	109 912
Naliczone odsetki	51 402	48 567
Rozwiązanie przychodów przyszłych okresów	107 993	24 717
Dodatnie różnice kursowe	21 046	619 214
Przychody uzyskane za granicą	184 317	96 346
Przychody z tytułu sprzedaży gazu (szacowanej oraz z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu)	1 301 283	1 133 140
Przychody z tytułu transakcji zabezpieczających	376 065	379
Różnica z wyceny majątku przekazanego dywidendą	192 002	-
Otrzymane dywidendy	101 108	47 672
Pozostałe	15 865	19 078
Koszty nie uznawane za koszty uzyskania przychodu, w tym:	(2 823 646)	(2 171 050)
Naliczone, nie zapłacone odsetki od kredytów i zobowiązań	(10 533)	(60 008)
Utworzone rezerwy	(302 229)	(219 599)
Utworzone odpisy aktualizujące	(429 041)	(426 072)
Koszty transakcji zabezpieczających	(491 014)	(355 761)
Ujemne różnice kursowe	(83 190)	(92 181)
Amortyzacja rozliczana z rozliczeniami międzyokresowymi przychodów	(56 736)	(42 603)
Koszty poniesione za granicą	(176 648)	(91 014)
Koszty związane ze sprzedażą z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	(1 058 225)	(803 181)
Wartość w cenie nabycia zbytych udziałów	(37 920)	-
Niewypłacone wynagrodzenia wraz z nieopłaconymi składkami ZUS	(84 422)	-
Pozostałe	(93 688)	(80 631)
Przychody podatkowe nie zaliczane do księgowych, w tym:	1 219 491	129 784
Opłaty przyłączeniowe	71 414	76 566
Zrealizowane dodatnie różnice kursowe	132 749	27 651
Przychody z transakcji terminowych	-	2 106
Przychody z tyt.najmu dzierżawy, sprzedaży gazu, mediów o terminie płatności w następnym miesiącu	881 238	-
Leasing finansowy - rata kapitałowa	118 843	-
Pozostałe	15 247	23 461
Koszty stanowiące koszt uzyskania przychodu, nie zaliczane do kosztów księgowych, w tym:	(1 257 810)	(431 865)
Zapłacone odsetki	(7 069)	(10 151)
Zrealizowane ujemne różnice kursowe z lat poprzednich	(303 007)	(72 262)
Rezerwa na wycenę transakcji zabezpieczających	(105 308)	(187 984)
Amortyzacja podatkowa	(44 006)	(47 399)
Amortyzacja od majątku wyleasingowanego	(77 600)	-
Raty leasingowe	(15 056)	(22 140)
Aktualizacja wyceny akcji i udziałów	-	(49 576)
Wartość w cenie nabycia sprzedanych papierów wartościowych	-	(10 782)
Koszty z tyt.najmu dzierżawy, sprzedaży gazu, mediów o terminie płatności w następnym miesiącu	(653 019)	-
Pozostałe	(52 745)	(31 571)
Odliczenia od dochodu, w tym:	(37 751)	(4 181)
Darowizny	(1 675)	(609)
Dochód uzyskany za granicą	(4 039)	(828)
Strata z lat ubiegłych	(32 037)	(2 744)
Podstawa opodatkowania podatkiem dochodowym	1 576 104	841 088
Stawka podatkowa w danym okresie	19%	19%
Podatek dochodowy	(299 460)	(159 807)
Zwiększenia, zaniechania, zwolnienia, odliczenia i obniżki podatku	(12 106)	(24 061)
Podatek dochodowy bieżący wykazany w deklaracji podatkowej okresu	(311 566)	(183 868)
Bieżący podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	(311 566)	(183 868)

7.b. Odroczonego podatku dochodowy

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Powstanie i odwrócenie się różnic przejściowych z tytułu ujemnych różnic przejściowych	(63 378)	(63 423)
Rezerwy z tyt. wypłat deputatów emerytalnych	(1 851)	(4 084)
Rezerwy z tyt. wypłat odpraw i nagród jubileuszowych	(3 263)	(377)
Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych	1 511	(2 813)
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	(295)	436
Rezerwa na likwidację odwiertów	2 837	(1 322)
Odpisy aktualizujące środki trwałe	1 222	31 886
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	(2 129)	(11 539)
Odpisy aktualizujące odsetki od pożyczek	(5 790)	10
Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	(27 009)	815
Wycena transakcji terminowych	(12 353)	28 340
Wydatki związane z transakcjami zabezpieczającymi ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	(6 857)	(27 375)
Ujemne różnice kursowe z tyt. wyceny kredytów z lat ubiegłych oraz przeszacowania środków pieniężnych w dewizach	(54 469)	(101 671)
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	(1 182)	(171)
Opłata przyłączeniowa	6 715	9 272
Strata podatkowa	3 312	4 299
Niewypłacone wynagrodzenia	13 934	-
Zaprzestanie konsolidacji w związku ze zbyciem spółki zależnej	(29)	-
Pozostałe	22 318	10 871
Powstanie i odwrócenie się różnic przejściowych z tytułu dodatnich różnic przejściowych	168 105	28 411
Dodatnie różnice kursowe od kredytów i lokat	31 998	(5 412)
Naliczone odsetki od pożyczek	7 230	115
Naliczone odsetki od należności	26 996	(677)
Przychody przyszłych okresów z tyt. wyceny majątku oddziałów przekształconych w spółki	-	332
Wycena instrumentów finansowych	21 346	31 735
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	(21 089)	(47 877)
Rezerwa na naliczone odsetki od otrzymanej pożyczki	(8 937)	(8 937)
Przeszacowanie środków trwałych	112 403	68 760
Pozostałe	(1 842)	(9 628)
Odroczony podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	104 727	(35 012)

Bieżący okres sprawozdawczy obejmował okres podatkowy od 1 stycznia 2005 roku do 31 grudnia 2005 roku.

W 2005 roku obowiązywała 19 % stawka podatku dochodowego od osób prawnych. W okresie poprzedzającym, tj. w roku 2004 stawka ta wynosiła 19 %.

Przepisy dotyczące podatku od towarów i usług, podatku dochodowego od osób prawnych, fizycznych, czy składek na ubezpieczenia społeczne podlegają częstym zmianom, wskutek czego niejednokrotnie brak jest odniesienia do utrwalonych regulacji bądź precedensów prawnych. Obowiązujące przepisy zawierają również niejasności, które powodują różnice w opiniach, co do interpretacji prawnej przepisów podatkowych zarówno między organami państwowymi, jak i między organami państwowymi i przedsiębiorstwami. Rozliczenia podatkowe oraz inne (na przykład celne czy dewizowe) mogą być przedmiotem kontroli organów, które uprawnione są do nakładania wysokich kar, a ustalone w wyniku kontroli dodatkowe kwoty zobowiązań muszą zostać wpłacone wraz z wysokimi odsetkami. Zjawiska te powodują, że ryzyko podatkowe w Polsce jest wyższe niż istniejące zwykle w krajach o bardziej rozwiniętym systemie podatkowym. W Polsce nie istnieją formalne procedury dotyczące uzgadniania ostatecznego poziomu wymiaru podatku. Rozliczenia podatkowe mogą zostać poddane kontroli przez okres pięciu lat. W efekcie kwoty wykazane w sprawozdaniu finansowym mogą ulec zmianie w późniejszym terminie po ostatecznym ustaleniu ich wysokości przez organa skarbowe.

Salda podatku odroczonego prezentowane w sprawozdaniu finansowym są pomniejszone o korektę wyceny dla różnic przejściowych, których realizacja dla celów podatkowych nie jest w 100% uprawdopodobniona.

8. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA

Dostosowując się do ustawodawstwa Unii Europejskiej, PGNiG S.A. z dniem 7 lipca 2005 roku zaprzestała prowadzenia działalności w zakresie przesyłu gazu gazociągami wysokiego ciśnienia. Zgodnie z postanowieniami Rządowego Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG S.A. działalność tą przejęła będąca obecnie pod bezpośrednią kontrolą Skarbu Państwa spółka OGP Gaz System Sp. z o.o.

W efekcie wydzielenia działalności przesyłowej, PGNiG S.A. - przekazała do spółki OGP Gaz System majątek przesyłowy na łączną wartość 5 miliardów złotych (500 milionów złotych w formie dywidendy niepieniężnej do Ministerstwa Skarbu Państwa oraz 4.500 milionów złotych w formie leasingu finansowego).

Wydzielenie działalności przesyłowej w istotny sposób wpłynęło na strukturę wyników finansowych PGNiG S.A. Od 8 lipca 2005 roku Spółka OGP Gaz System Sp. z o.o. przejęła świadczenie usług przesyłowych, natomiast PGNiG S.A. rozpoczęła odnosić przychody z tytułu umowy leasingu części aktywów przesyłowych.

Reasumując, w związku z wydzieleniem działalności przesyłowej PGNiG S.A. przestała wykazywać marżę z tego tytułu w ramach wyniku ze sprzedaży w drugim półroczu 2005 roku. Została ona zastąpiona poprzez pozostałe przychody operacyjne związane z umową leasingu części majątku przesyłowego.

Bazując na danych historycznych z wykonania pierwszego półrocza 2005, szacunkowa kalkulacja skutków wydzielenia działalności przesyłowej przedstawia się następująco:

Lp.	Tytuł	Za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2005 w milionach złotych	Za okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2004 w milionach złotych
1)	Utracone przychody z opłat przesyłowych	(842)	(1 562)
2)	Szacowane zmniejszenie kosztów działalności operacyjnej (z wyłączeniem amortyzacji)	264	556
	Wynik I	(578)	(1 006)
3)	Księgowe obniżenie amortyzacji	153	300
	Wynik II	(425)	(706)
4)	Szacowana wartość przychodu z tytułu rat leasingowych w okresie	272	578
	Wynik III	(153)	(128)

W pierwszym półroczu 2005 roku na wyłączanej działalności (z tytułu opłat taryfowych za przesył gazu) PGNiG S.A. zrealizowała przychody w kwocie 842 miliony złotych, w roku ubiegłym 1.562 milionów złotych **(1)**.

Koszty operacyjne związane z działalnością przesyłową w pierwszym półroczu 2005 roku (zarówno bezpośrednie, jak i zaalokowane na podstawie kluczy koszty pośrednie) wyniosły natomiast 565 milionów złotych, w roku ubiegłym 1.092 milionów złotych.

Należy jednak zaznaczyć, iż zakresem świadczonych usług przesyłowych, których wynagrodzenie stanowią powyższe opłaty objęte było również magazynowanie gazu. W związku z pozostawieniem infrastruktury i działalności magazynowej w ramach PGNiG S.A. nastąpiło wyodrębnienie tej działalności oraz ustalenie dla niej odrębnych opłat.

Zaprezentowane przychody z tytułu opłat przesyłowych stanowiły również pokrycie kosztów zakupu usług transportu gazu na terenie Polski systemem tranzytowym SGT EuRoPol Gaz (gazociągami jamalskim). Nabywcą tej usługi pozostanie nadal PGNiG S.A.

W efekcie wydzielenia działalności przesyłowej, PGNiG S.A. utraciła przychody z tej działalności, natomiast koszty alokowane dotychczas do tej działalności jedynie w części przeszły na spółkę OGP Gaz System Sp. z o.o.

Szacuje się, że spośród kosztów alokowanych do działalności przesyłowej pierwszym półroczu 2005 roku kategorie będące przedmiotem przeniesienia (bez amortyzacji) wynoszą ok. 264 milionów złotych, w roku ubiegłym ok. 556 milionów złotych **(2)**.

Odrębną pozycję stanowi amortyzacja od systemu przesyłowego (bez amortyzacji od infrastruktury magazynowej). Jej wartość pierwszym półroczu 2005 wyniosła 153 miliony złotych, w roku ubiegłym 300 milionów złotych **(3)**. Zgodnie z MSSF w zakresie kwalifikowania umów leasingu, pomimo, że PGNiG S.A. pozostaje formalnym właścicielem większości składników systemu przesyłowego i nadal podatkowo rozlicza naliczane od nich odpisy amortyzacyjne, ich wartość oraz amortyzacja są wykazywane w sprawozdaniach finansowych OGP Gaz System Sp. z o.o., która to spółka użytkuje te

składniki na podstawie umowy leasingu. Z formalnego punktu widzenia, w efekcie wydzielenia działalności przesyłowej, prezentowane w sprawozdaniach finansowych koszty PGNiG S.A. ulegną zatem obniżeniu również o wartość amortyzacji od majątku przesyłowego.

Ubytek przychodów związany z wydzieleniem działalności przesyłowej zostanie również zniwelowany wpływami z tytułu umowy leasingu większości składników systemu przesyłowego, których właścicielem pozostanie (do końca okresu leasingu) PGNiG S.A. Przy aktualnych uwarunkowaniach dotyczących stóp procentowych, wartość rat leasingowych dla pierwszego roku obowiązywania umowy leasingu wynosi 578 milionów złotych, dla pierwszego półrocza obowiązywania umowy 272 miliony złotych (4).

Należy zaznaczyć, że powyższa kalkulacja nie uwzględnia dodatkowych przychodów, które PGNiG S.A. uzyska na pokrycie, wynagradzanych do tej pory przychodami z opłat przesyłowych, kosztów magazynowania oraz zakupu usług przesyłowych systemem tranzytowym SGT EUROPOL GAZ S.A. Wartość tych kosztów w pierwszym półroczu 2005 roku wyniosła 150 milionów złotych, zaś w 2004 roku 249 milionów złotych. Stosowne opłaty, służące pokryciu tych kosztów, zostały wprowadzone do Taryfy PGNiG S.A. nr 4/2006.

9. ZYSK PRZYPADAJĄCY NA JEDNĄ AKCJĘ

Zysk podstawowy przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku netto za rok obrotowy przypadającego na zwykłych akcjonariuszy Jednostki Dominującej przez średnią ważoną liczbę wyemitowanych akcji zwykłych występujących w ciągu roku obrotowego.

Zysk rozwodniony przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku netto za rok obrotowy przypadającego na zwykłych akcjonariuszy (po potrąceniu odsetek od umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe) przez średnią ważoną liczbę wyemitowanych akcji zwykłych występujących w ciągu roku obrotowego (skorygowaną o wpływ opcji rozwadniających oraz rozwadniających umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe).

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	879 749	793 061
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej zastosowany do obliczenia rozwodnionego zysku na jedną akcję	879 749	793 061
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia podstawowego zysku na jedną akcję (tyś. szt.)	5 258 904	5 000 000
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia rozwodnionego zysku na jedną akcję (tyś. szt.)	5 258 904	5 000 000
Zysk podstawowy za okres obrotowy na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej	0,17	0,16
Zysk rozwodniony za okres obrotowy na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej	0,17	0,16

Średnia ważona liczba akcji została obliczona w sposób zaprezentowany w poniższej tabeli:

Data początku	Data końca	Liczba akcji zwykłych na rynku	Liczba dni	Średnia ważona liczba akcji
31 grudnia 2005				
2004-12-31	2005-09-17	5 000 000	260	3 561 644
2005-09-17	2005-12-31	5 900 000	105	1 697 260
Razem			365	5 258 904
31 grudnia 2004				
2003-12-31	2004-12-31	5 000 000	365	5 000 000
Razem				5 000 000

10. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Dywidendy wypłacone w okresie		
Zadeklarowana dywidenda na jedną akcję w PLN	0,10	0,00*
Liczba akcji (tyś. szt.)**	5 000 000	5 000 000
Wartość zadeklarowanej dywidendy w tys PLN	500 000	5 437

* Dywidenda za rok 2003 wypłacona w 2004 roku wynosiła poniżej 1 grosza na 1 akcję.

** Liczba akcji uprawniających do dywidendy za 2004 i 2003 rok wypłaconych odpowiednio w 2005 i 2004 roku.

11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Grunty	102 852	144 654
Budynki i budowle	13 769 416	18 373 341
Urządzenia techniczne i maszyny	2 182 381	2 555 181
Środki transportu i pozostałe	894 141	999 714
Środki trwałe w budowie	575 639	576 901
Razem	17 524 429	22 649 791

31 grudnia 2005	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2005 roku, z uwzględnieniem umorzenia	144 654	18 373 341	2 555 181	999 714	22 072 890
Zwiększenie stanu	23 670	240 904	83 074	45 597	393 245
Zmniejszenie stanu	(65 824)	(4 807 249)	(437 845)	(96 665)	(5 407 583)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	1 447	798 961	255 986	78 795	1 135 189
Odpis aktualizujący z tytułu trwałej utraty wartości	10	110 142	18 803	1 278	130 233
Amortyzacja za rok obrotowy*	(1 105)	(946 683)	(292 818)	(134 578)	(1 375 184)
Na dzień 31 grudnia 2005 roku, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji	102 852	13 769 416	2 182 381	894 141	16 948 790
Na dzień 1 stycznia 2005 roku					
Wartość brutto	145 641	20 276 875	2 887 051	1 152 921	24 462 488
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(987)	(1 903 534)	(331 870)	(153 207)	(2 389 598)
Wartość bilansowa netto	144 654	18 373 341	2 555 181	999 714	22 072 890
Na dzień 31 grudnia 2005 roku					
Wartość brutto	104 988	16 187 424	2 742 612	1 162 705	20 197 729
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 136)	(2 418 008)	(560 231)	(268 564)	(3 248 939)
Wartość bilansowa netto	102 852	13 769 416	2 182 381	894 141	16 948 790

* Amortyzacja w tabeli ruchu nie zawiera amortyzacji za 4 miesiące spółki Gaz System Sp. z o.o. Amortyzacja ta została ujęta w rachunku zysków i strat za bieżący okres.

Grupa Kapitałowa PGNiG S.A.
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okresy roczne zakończone 31 grudnia 2005 roku oraz 31 grudnia 2004 roku
Sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej
(w tysiącach złotych)

31 grudnia 2004	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2004 roku, z uwzględnieniem umorzenia	143 544	18 736 329	2 620 175	1 053 003	22 553 051
Zwiększenie stanu	1 388	245 519	66 083	48 209	361 199
Zmniejszenie stanu	(2 784)	(280 496)	(68 756)	(46 518)	(398 554)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	3 492	751 939	216 832	79 319	1 051 582
Odpis aktualizujący z tytułu trwałej utraty wartości	-	11 620	8 531	853	21 004
Amortyzacja za rok obrotowy	(986)	(1 091 570)	(287 684)	(135 152)	(1 515 392)
Na dzień 31 grudnia 2004 roku, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji	144 654	18 373 341	2 555 181	999 714	22 072 890
Na dzień 1 stycznia 2004 roku					
Wartość brutto	143 544	19 592 967	2 680 649	1 073 464	23 490 624
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	(856 638)	(60 474)	(20 461)	(937 573)
Wartość bilansowa netto	143 544	18 736 329	2 620 175	1 053 003	22 553 051
Na dzień 31 grudnia 2004 roku					
Wartość brutto	145 641	20 276 875	2 887 051	1 152 922	24 462 489
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(987)	(1 903 534)	(331 870)	(153 208)	(2 389 599)
Wartość bilansowa netto	144 654	18 373 341	2 555 181	999 714	22 072 890

12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Na początek okresu, z uwzględnieniem umorzenia	11 279	12 909
Zwiększenie stanu	-	-
Zmniejszenie stanu	(459)	(1 227)
Przeniesienia z rzeczowych aktywów trwałych	21	134
Odpis aktualizujący z tytułu trwałej utraty wartości	261	-
Amortyzacja za rok obrotowy	(549)	(537)
Na koniec okresu, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji	10 553	11 279
Na początek okresu		
Wartość brutto	12 080	13 174
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(801)	(265)
Wartość bilansowa netto	11 279	12 909
Na koniec okresu		
Wartość brutto	11 650	12 080
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 097)	(801)
Wartość bilansowa netto	10 553	11 279

13. WARTOŚCI NIEMATERIALNE

31 grudnia 2005	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Nakłady na poszukiwania	Inne wartości niematerialne i prawne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2005 roku, z uwzględnieniem umorzenia	285	-	764 959	66 393	831 637
Zwiększenie stanu	834	-	306 976	6 664	314 474
Zmniejszenie stanu	-	-	(54 726)	(4 196)	(58 922)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	-	-	(117 511)	30 355	(87 156)
Odpis aktualizujący z tytułu trwałej utraty wartości	-	-	(23 552)	27	(23 525)
Amortyzacja za rok obrotowy	(275)	-	-	(23 535)	(23 810)
Na dzień 31 grudnia 2005 roku, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji	844	-	876 146	75 708	952 698
Na dzień 1 stycznia 2005 roku					
Wartość brutto	428	-	932 143	81 386	1 013 957
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(143)	-	(167 184)	(14 993)	(182 320)
Wartość bilansowa netto	285	-	764 959	66 393	831 637
Na dzień 31 grudnia 2005 roku					
Wartość brutto	1 262	-	1 066 882	111 561	1 179 705
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(418)	-	(190 736)	(35 853)	(227 007)
Wartość bilansowa netto	844	-	876 146	75 708	952 698

Grupa Kapitałowa PGNiG S.A.
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okresy roczne zakończone 31 grudnia 2005 roku oraz 31 grudnia 2004 roku
Sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej
(w tysiącach złotych)

31 grudnia 2004	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Nakłady na poszukiwania	Inne wartości niematerialne i prawne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2004 roku, z uwzględnieniem umorzenia	428	-	739 550	50 712	790 690
Zwiększenie stanu	-	-	284 831	1 467	286 298
Zmniejszenie stanu	-	-	(59 953)	(267)	(60 220)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	-	-	(81 282)	29 180	(52 102)
Odpis aktualizujący z tytułu trwałej utraty wartości	-	-	(118 187)	-	(118 187)
Amortyzacja za rok obrotowy	(143)	-	-	(14 699)	(14 842)
Na dzień 31 grudnia 2004 roku, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji	285	-	764 959	66 393	831 637
Na dzień 1 stycznia 2004 roku					
Wartość brutto	428	-	788 547	51 115	840 090
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(48 997)	(403)	(49 400)
Wartość bilansowa netto	428	-	739 550	50 712	790 690
Na dzień 31 grudnia 2004 roku					
Wartość brutto	428	-	932 143	81 386	1 013 957
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(143)	-	(167 184)	(14 993)	(182 320)
Wartość bilansowa netto	285	-	764 959	66 393	831 637

14. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	69 802	63 907
Akcje notowane na giełdzie (wartość brutto)	-	536
Razem brutto	69 802	64 443
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	21 358	17 420
Akcje notowane na giełdzie (wartość netto)*	-	536
Razem netto	21 358	17 956

*Pomniejszone o odpis aktualizujący

15. INNE AKTYWA FINANSOWE

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Należności z tytułu leasingu finansowego	4 106 207	-
Udzielone pożyczki	12 990	-
Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych	308	401
Należności z tytułu gwarancji i zabezpieczeń	509	711
Lokaty długoterminowe	177	14
Pozostałe	434	316
Razem brutto	4 120 625	1 442
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(13 040)	(71)
Razem netto	4 107 585	1 371

16. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZCZONEGO

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Rezerwy z tyt. wypłat deputatów emerytalnych	19 510	21 361
Rezerwy z tyt. wypłat odpraw i nagród jubileuszowych	52 242	56 021
Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych	4 262	2 751
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	3 945	4 333
Rezerwa na likwidację odwiertów	105 177	102 340
Odpisy aktualizujące środki trwałe	59 036	57 814
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	10 698	12 827
Odpisy aktualizujące odsetki od pożyczek	0	5 790
Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	730	27 739
Wycena transakcji terminowych	32 904	45 257
Wydatki związane z transakcjami zabezpieczającymi ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	3 924	10 781
Ujemne różnice kursowe	4 854	59 326
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	1 617	1 645
Oplata przyłączeniowa	28 210	21 495
Niewypłacone wynagrodzenia wraz ze składkami ZUS	13 977	0
Strata podatkowa	8 842	5 528
Pozostałe	34 576	27 024
Razem	384 504	462 032

17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Materiały wielokrotnego użytku	11 322	12 534
Koszty finansowe rozliczane w czasie	4 728	0
Opłaty za ustanowienie użytkowania górniczego	1 192	1 335
Pozostałe rozliczenia międzyokresowe czynne	6	22
Razem	17 248	13 891

18. ZAPASY

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Materiały		
Według cen nabycia	809 753	579 296
Według wartości netto możliwej do uzyskania	783 827	575 796
Półprodukty i produkty w toku		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	24 908	21 010
Według wartości netto możliwej do uzyskania	24 800	20 968
Produkty gotowe		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	5 440	4 984
Według wartości netto możliwej do uzyskania	5 357	4 679
Towary		
Według cen nabycia	1 619	1 763
Według wartości netto możliwej do uzyskania	1 361	1 546
Zapasy razem, według niższej z dwóch wartości: ceny nabycia (kosztu wytworzenia) oraz wartości netto możliwej do uzyskania	815 345	602 989

19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Należności z tytułu dostaw i usług	2 537 965	2 559 702
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	44 705	43 065
Należności z tytułu podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	327 150	97 250
Należności z tytułu nadpłaty obowiązkowej wpłaty z zysku dla właściciela	47 890	35 362
Wymagalna część udzielonych pożyczek	254 057	275 089
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	3 950	2 899
Należności z tytułu leasingu finansowego	262 200	-
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	86 538	23 396
Pozostałe należności	187 105	157 150
Razem należności brutto	3 751 560	3 193 913
Odpis aktualizujący należności wątpliwe (tabela 19a)	(1 133 210)	(1 280 988)
Razem należności netto	2 618 350	1 912 925
w tym:		
Należności z tytułu dostaw i usług	1 870 083	1 650 784
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	1 868	3 571
Należności z tytułu podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	326 277	96 776
Należności z tytułu nadpłaty obowiązkowej wpłaty z zysku dla właściciela	47 890	35 362
Wymagalna część udzielonych pożyczek	-	5 076
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	3 931	2 899
Należności z tytułu leasingu finansowego	262 200	-
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	2 933	20 799
Pozostałe należności	103 168	97 658

Należności z tytułu dostaw i usług wynikają głównie ze sprzedaży gazu oraz usług dystrybucyjnych.

19.a. Odpisy aktualizujące należności

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Odpis aktualizujący, bilans otwarcia	(1 280 988)	(1 272 274)
Utworzenie odpisu	(167 365)	(233 898)
Rozwiązanie odpisu	210 319	199 495
Wykorzystanie odpisu	91 635	29 299
Transfery pomiędzy częścią krótkoterminową a długoterminową	13 189	(3 610)
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(1 133 210)	(1 280 988)

20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	4 214	152 990
Zmiana stanu należności z tytułu podatku bieżącego*	(892)	(42 258)
Należności z tytułu podatku bieżącego na początek	31 775	74 033
Należności z tytułu podatku bieżącego na koniec	30 883	31 775
Podatek dochodowy (koszt okresu)	311 566	183 868
Podatek dochodowy zapłacony w okresie	(239 687)	(290 386)
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu	75 201	4 214

*Grupa kapitałowa nie jest podatkową grupą kapitałową w związku z tym należności i zobowiązania z tytułu podatku bieżącego o d osób prawnych nie są kompensowane.

21. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Ubezpieczenia majątkowe	3 094	3 140
Odpis na ZFŚS	2 997	112
Podatek od nieruchomości	2 393	-
Opłaty za ustanowienie użytkowania górniczego	143	2 421
Materiały rozliczane w czasie	599	1 309
Prenumeraty	524	906
Wycena kontraktów długoterminowych	3 216	2 015
Pozostałe koszty rozliczane w czasie	4 535	3 781
Razem	17 501	13 684

22. AKTYWA FINANSOWE PRZEZNACZONE DO OBROTU

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	11 201	27 105
Akcje notowane na giełdzie (wartość brutto)	-	-
Lokata krótkoterminowa (wartość brutto)	-	11 065
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość brutto)	16 000	-
Bony skarbowe (wartość brutto)	12 802	254 221
Razem brutto	40 003	292 391
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	1 589	3 039
Akcje notowane na giełdzie (wartość netto)*	-	-
Lokata krótkoterminowa (wartość netto)	-	11 065
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość netto)	16 000	-
Bony skarbowe (wartość netto)	12 802	254 221
Razem netto	30 391	268 325

*Pomniejszone o odpisy aktualizujący

23. ŚRODKI PIENIĘŻNE

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Środki pieniężne w kasie i w banku	197 357	165 632
Lokaty bankowe	996 921	548 597
Krótkoterminowe o wysokiej płynności papiery wartościowe*	1 998 290	184 957
Inne środki pieniężne**	7 903	7 412
Razem	3 200 471	906 598

* Są to bony (handlowe, skarbowe, NBP, itp.), certyfikaty depozytowe o terminie zapadalności poniżej 3 miesięcy.

** Są to środki pieniężne w drodze oraz czeki i weksle obce o terminie zapadalności poniżej 3 miesięcy.

Spółki Grupy PGNiG S.A. lokują środki pieniężne w renomowanych polskich i międzynarodowych bankach, w efekcie wystąpienie koncentracji ryzyka związanego z lokowaniem środków pieniężnych jest ograniczone.

24. KAPITAŁ PODSTAWOWY

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Liczba akcji razem w tysiącach sztuk	5 900 000	5 000 000
Wartość nominalna jednej akcji w złotych	1	1
Kapitał zakładowy, razem	5 900 000	5 000 000

25. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE

	Waluta	Efektywana stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004	Zabezpieczenie
Długoterminowe						
Zobowiązania z tytułu leasingu	PLN	8,98%	2006-2010	53 202	53 630	-
Kredyt konsorcjalny***	EUR	Euribor 3M+0,25	27.07.2010	2 315 880	0	Gwarancje spółek dystrybucyjnych
Kredyt bankowy w BPH PBK S.A. Warszawa	PLN	Wibor 1M+0,8	25.10.2007**	0	17 420	Hipoteka, przewłaszczenie Cesja należności, zastaw na środkach trwałych, cesja wierzytelności,
Kredyt bankowy w Citibank Handlowy Bank Handlowy Warszawa	USD	Libor 3M+0,75	kwartalnie do 30.12.2007**	0	103 531	przewłaszczenie majątku kompleksu kopalni Dębno, weksle in blanco, cesja praw z polisy ubezpieczeniowej na Dębno
Kredyt bankowy w Credit Suisse First Boston Londyn	USD	Libor 3M+0,95	22.09.2003-06.09.2006**	0	124 600	Gwarancje spółek dystrybucyjnych
Kredyt bankowy w EBI Luksemburg	USD	7,31%	20.10.1995-20.04.2007**	0	23 710	Gwarancja Skarbu Państwa
Razem długoterminowe				2 369 082	322 891	

Grupa Kapitałowa PGNiG S.A.

Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okresy roczne zakończone 31 grudnia 2005 roku oraz 31 grudnia 2004 roku

Sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej

(w tysiącach złotych)

Krótkoterminowe

Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	PLN	8,98%	2006	31 788	21 201	-	
Obligacje przeznaczone do wykupu	EUR	6,75%	30.09.2006*	-	2 800 671	-	Gwarancje spółek dystrybucyjnych
Bieżąca część kredytu konsorcjalnego***	EUR	Euribor 3M+0,25	27.07.2010	8 356	-	-	Gwarancje spółek dystrybucyjnych
Bieżąca część kredytu bankowego w BPH PBK S.A. Warszawa	EUR	Euribor 3M+1,05	25.10.2005	-	1 391	-	Hipoteka, przewłaszczenie
Bieżąca część kredytu bankowego w BPH PBK S.A. Warszawa	PLN	Wibor 1M+0,8	25.10.2007**	-	15 065	-	Hipoteka, przewłaszczenie
Bieżąca część kredytu bankowego w PeKaO S.A. I O/Sanok	PLN	Wibor 1M+0,9	25.12.2005	-	7 541	-	weksel
Bieżąca część kredytu bankowego w PeKaO S.A. I O/Sanok	PLN	Wibor 1M+0,9	25.04.2005	-	776	-	weksel
Bieżąca część kredytu bankowego w Citibank Handlowy Bank Handlowy Warszawa	USD	Libor 3M+0,75	kwartalnie do 30.12.2007**	-	51 780	-	Cesja należności, zastaw na środkach trwałych, cesja wierzytelności, przewłaszczenie majątku kompleksu kopalni Dębno, weksle in blanco, cesja praw z polisy ubezpieczeniowej na Dębno
Bieżąca część kredytu bankowego w Bank ABN Amro Warszawa	EUR	Euribor 3M+0,6	14.08.2003-14.08.2005	-	294 729	-	Gwarancje spółek dystrybucyjnych
Bieżąca część kredytu bankowego Credit Suisse First Boston Londyn	USD	Libor 3M+0,95	22.09.2003-06.09.2006**	-	199 912	-	Gwarancje spółek dystrybucyjnych
Bieżąca część kredytu bankowego w EBI Luksemburg	USD	7,31%	20.10.1995-20.04.2007**	-	16 381	-	Gwarancja Skarbu Państwa
Bieżąca część pożyczki w Wojewódzkim Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej Jelenia Góra	PLN	8%	15.01.2003-15.01.2005	-	500	-	Gwarancje spółek dystrybucyjnych
Bieżąca część kredytu bankowego w Citibank Handlowy Bank Handlowy Warszawa	PLN	Wibor 3M+0,6	15.08.2005	-	575 097	-	Gwarancja Skarbu Państwa
Bieżąca część kredytu bankowego w BGŻ S.A.O/Krosno	PLN	Wibor 3M+4	kwartalnie do 31.12.2005	-	120	-	zastaw rejestrowy na środkach trwałych
Bieżąca część kredytu bankowego w BGŻ S.A.O/Krosno	PLN	Wibor 3M+4	kwartalnie do 31.12.2005	-	40	-	zastaw rejestrowy na środkach trwałych
Kredyt krótkoterminowy w Banku Millennium S.A.Warszawa	PLN	Wibor 3M+0,65	27.04.2006	5 616	3 992	-	weksel in blanco
Linia kredytowa w banku Raiffeisen Bank S.A. Warszawa	PLN	Wibor 1M+0,5	31.05.2006	4 886	5 731	-	weksel in blanco
Kredyt krótkoterminowy w banku PeKaO S.A. O/Jasło	PLN	Wibor 1M+1	29.11.2005	-	3 001	-	przewłaszczenie środków trw. i weksel
Kredyt w rachunku bieżącym w banku PeKaO S.A. O/Jasło	PLN	Wibor 1M+1,3	30.11.2005	-	3 851	-	weksel
Kredyt obrotowy w banku Societe Generale S.A. Warszawa	USD	Libor 1M+0,8	13.01.2006	4 312	3 953	-	hipoteka na nieruchomości
Kredyt w rachunku bieżącym w banku BPHPBK S.A. I O/Kraków	PLN	Wibor 1M+0,4	29.09.2006	12 992	14 624	-	hipoteka na nieruchomości, cesja wierzytelności z obecnych i przyszłych kontraktów
Kredyt w rachunku bieżącym w banku BPH PBK S.A. O/Piła	PLN	Wibor 1M+1	30.09.2005	-	2 994	-	przewłaszczenie
Kredyt w rachunku bieżącym w banku BGK S.A. O/Piła	PLN	Wibor 3M+1,7	26.04.2005	-	172	-	przewłaszczenie
Linia kredytowa w banku Societe Generale Kraków	PLN	Wibor 1M+0,8	31.10.2006	2 197	9	-	cesja należności
Linia kredytowa w banku Bank Przemysłowo Handlowy Kraków	PLN	Wibor 1M+0,4	30.09.2006	10 200	9 465	-	hipoteka, przewłaszczenie
Komercyjny Bank A.S. (Czechy)	CZK	Pribor 3M+0,15%	03.07.2006	371	-	-	wpływy ze sprzedaży
Kredyt krótkoterminowy w banku PeKaO S.A. Toruń	PLN	Wibor 1M+0,7	30.05.2006	4 500	3 000	-	weksel in blanco
Kredyt krótkoterminowy w banku Societe Generale Toruń	PLN	Wibor 1M+0,8	31.10.2005	-	2 200	-	-
Kredyt krótkoterminowy w banku BPH PBK S.A. Jasło	PLN	Wibor 1M+1,5	30.09.2005	-	2 500	-	zapas magazynowy
Kredyt Obrotowy w banku BGK O/Piła	PLN	Wibor 3M+1,3%	29.04.2005	-	4 000	-	przewłaszczenie
Kredyt krótkoterminowy w banku Bank Śląski O/Krosno	PLN	Wibor 1M+1,25	10.02.2005	-	7 033	-	cesja wierzytelności i weksel
Kredyt krótkoterminowy w banku BRE Bank S.A. Bydgoszcz	PLN	Wibor 1M+0,7	25.08.2006	4 000	2 930	-	weksel in blanco
Kredyt obrotowy w banku BRE Bank S.A. Warszawa	USD	Libor 1M+2	15.02.2005	-	374	-	weksel in blanco, hipoteka zwykła oraz kaucyjna na nieruchomości
Kredyt w rachunku bieżącym w banku BRE Bank S.A. Zielona Góra	PLN	Wibor 1M+0,6	03.01.2005	-	1 970	-	-
Razem krótkoterminowe				89 218	4 057 003		

* W dniu 6 kwietnia 2005 roku nastąpił wcześniejszy wykup i umorzenie obligacji.

** Kredyty w całości spłacone w 2005 roku przed terminem z środków z kredytu konsorcjalnego

*** Umowa kredytu konsorcjalnego z dnia 27 lipca 2005 r. zawarta pomiędzy PGNiG S.A. a Bankiem Handlowym w Warszawie S.A., Bankiem Polska Kasa Opieki S.A., Caylon S.A., Fortis Bankiem N.V., Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A. oraz Société Générale S.A. Oddział w Polsce

W dniu 6 kwietnia 2005 roku PGNiG S.A. dokonała przedterminowego umorzenia obligacji. Obligatariuszom, którzy wyrazili zgodę na wcześniejszy wykup, wypłacona została premia w wysokości 0,5% nominalnej kwoty posiadanych przez nich obligacji.

Środki na przedterminowy wykup obligacji Spółka pozyskała z uruchomienia linii kredytowej w wysokości 600 milionów EUR, udostępnionej Spółce w dniu 12 grudnia 2003 roku przez konsorcjum banków oraz z własnych zasobów finansowych.

W dniu 27 lipca 2005 roku Jednostka Dominująca zawarła z konsorcjum banków polskich i zagranicznych umowę kredytu opiewającą na kwotę 900.000 tysięcy EUR. Kredyt ten dzieli się na kredyt terminowy w kwocie 600.000 tysięcy EUR oraz kredyt odnawialny w kwocie 300.000 tysięcy EUR. Kredyt terminowy został przeznaczony na refinansowanie kredytu konsorcjalnego w kwocie 600.000 tysięcy EUR. Kwota kredytu odnawialnego zostanie w całości przeznaczona na spłatę rat innych, zaciągniętych przez Jednostkę Dominującą kredytów lub na sfinansowanie ogólnych potrzeb finansowych Jednostki Dominującej.

Kredyt został zabezpieczony gwarancjami Spółek Gazownictwa, zależnych od Jednostki Dominującej. Termin spłaty kredytu w wysokości 600.000 tysięcy EUR przypada na dzień 27 lipca 2010 roku, natomiast termin spłaty kredytu odnawialnego w wysokości 300.000 tysięcy EUR przypada na dzień 27 lipca 2008 roku.

Kredyt konsorcjalny (600.000 tysięcy EUR) zostanie w całości spłacony w dniu 27 lipca 2010 roku. Terminy zapadalności zobowiązań z tytułu leasingu zostały przedstawione w nocie 31.b.

26. REZERWY

	Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	Rezerwa na deputaty gazowe	Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych	Rezerwa na osłony socjalne	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Fundusz likwidacji zakładów górniczych	Rezerwa na karę UOKiK	Rezerwa na zobowiązania solidarne wobec podwykonawców spółki zależnej	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na zwrot majątku z leasingu	Pozostałe	Razem
Na dzień 31 grudnia 2004 roku	309 335	112 424	85 449	14 466	538 632	17 005	52 656	28 900	28 246	-	72 583	1 259 696
Utworzone w ciągu roku obrotowego	30 306	39 404	52 969	14 274	114 018	8 759	7 450	-	8 921	81 285	87 143	444 529
Wykorzystane	(41 950)	(49 145)	(61 781)	(3 019)	(80 372)	-	(8)	(28 900)	(1 598)	-	(29 644)	(296 417)
												-
												-
Na dzień 31 grudnia 2005 roku	297 691	102 683	76 637	25 721	572 278	25 764	60 098	-	35 569	81 285	130 082	1 407 808
Długoterminowe 31 grudnia 2005 roku	249 381	78 354	-	15 219	537 530	25 764	-	-	34 414	-	40 831	981 493
Krótkoterminowe 31 grudnia 2005 roku	48 310	24 329	76 637	10 502	34 748	-	60 098	-	1 155	81 285	89 251	426 315
	297 691	102 683	76 637	25 721	572 278	25 764	60 098	-	35 569	81 285	130 082	1 407 808
Długoterminowe 31 grudnia 2004 roku	265 319	88 366	-	5 848	493 037	17 005	-	28 900	27 912	-	28 486	954 873
Krótkoterminowe 31 grudnia 2004 roku	44 016	24 058	85 449	8 618	45 595	-	52 656	-	334	-	44 097	304 823
	309 335	112 424	85 449	14 466	538 632	17 005	52 656	28 900	28 246	-	72 583	1 259 696

Rezerwa na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne

Spółki Grupy Kapitałowej prowadzą program wypłaty nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych. Wypłaty z powyższych tytułów programu odpisywane są w koszty rachunku zysków i strat w sposób umożliwiający rozłożenie kosztów nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych na cały okres zatrudnienia pracowników w poszczególnych spółkach. Koszty z tytułu ww. świadczeń są ustalane aktuarialną metodą wyceny prognozowanych uprawnień jednostkowych.

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Przyjęte do wyliczeń stopy procentowe		
Stopa wzrostu średniego miesięcznego wynagrodzenia	3,0%	3,0%
Realna roczna stopa dyskonta	3,8%	3,8%
Razem stopa procentowa do wyliczeń odsetek	6,8%	6,8%

Rezerwa na deputat gazowy wypłacany byłym pracownikom

Spółka jest zobowiązana do wypłacania deputatu gazowego dla byłych pracowników zatrudnionych do końca 1995 roku. System wypłat obowiązywać będzie do 2010 roku, po którym Spółka zaprzestanie wypłaty deputatów. Wysokość rezerwy na koszty deputatów jest ustalona zgodnie z zasadami wyceny aktuarialnej stosowanej do wyliczenia rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne. Wypłaty deputatów odpisywane są w koszty rachunku zysków i strat.

Fundusze specjalne

Fundusz socjalny jest tworzony z dobrowolnych odpisów z zysku netto i obowiązkowych odpisów. Obowiązkowe odpisy są tworzone przez pracodawcę, zgodnie z wzorem określonym w prawie, który uwzględnia liczbę zatrudnionych i miesięczną minimalną płacę w Polsce. Fundusz socjalny może być wykorzystany tylko na świadczenia dla pracowników.

Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych

Spółki Grupy Kapitałowej tworzą rezerwę na wypłatę osłon socjalnych wypłacaną pracownikom zwalnianym w związku z realizacją programu restrukturyzacji zatrudnienia. Rezerwa ta wyliczona jest w oparciu o planowaną redukcję zatrudnienia oraz kwoty jednorazowych wypłat odpraw osłonowych. Rezerwa na koszty restrukturyzacji ujmowana jest tylko wtedy, gdy Grupa ogłosiła wszystkim zainteresowanym stronom szczegółowy i formalny plan restrukturyzacji.

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

Spółka tworzy rezerwę na przyszłe koszty likwidacji odwiertów. Początkowa wartość rezerwy zwiększa wartość odpowiedniego środka trwałego. Późniejsze korekty wysokości rezerwy będące skutkiem zmian szacunków są również traktowane jako korekta wartości środka trwałego.

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów wyliczona jest w oparciu o koszt stanowiący średni koszt likwidacji odwiertów w poszczególnych zakładach wydobywczych w ciągu ostatnich trzech lat, skorygowany o prognozowany wskaźnik wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych oraz zmianę wartości pieniądza w czasie. Uwzględnienie trzyletniego horyzontu czasowego wiąże się ze zróżnicowaniem ilości likwidowanych odwiertów i ich kosztu likwidacji w poszczególnych latach.

Fundusz Likwidacji Zakładów Górniczych

Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego tworzony jest na podstawie Ustawy z dnia 27 lipca 2001 roku o zmianie ustawy Prawo Geologiczne i Górnicze. Odpisy na fundusz dokonywane są w korespondencji z pozostałymi kosztami operacyjnymi.

Rezerwa na karę Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK)

Największą pozycję w tej grupie rezerw stanowi rezerwa na nałożoną przez Prezesa UOKiK na PGNiG S.A. karę. Zdaniem UOKiK PGNiG S.A. nadużyła pozycji dominującej zwlekając z wydaniem warunków technicznych przyłączenia istniejącej kotłowni należącej do Gminy Miejskiej w Wysokiem Mazowieckiem do istniejącej stacji pomiarowej. 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 uchylenia lub zmiany.

Rezerwy związane z ochroną środowiska

Spółki Grupy Kapitałowej tworzą rezerwy na przyszłe zobowiązania z tytułu kosztów rekultywacji skażonych gruntów lub eliminacji szkodliwych substancji w przypadku występowania prawnego lub zwyczajowego obowiązku wykonania tych czynności. Tworzona rezerwa odzwierciedla potencjalne koszty przewidziane do poniesienia szacowane i weryfikowane okresowo według cen bieżących.

Rezerwa na zwrot majątku z leasingu

Spółka utworzyła rezerwę na zwracany majątek z umowy leasingu. Istnieje znaczne ryzyko, iż zwrócony majątek do PGNiG S.A. nie będzie spełniał definicji aktywów w sprawozdaniu skonsolidowanym.

Pozostałe rezerwy

Spółki Grupy Kapitałowej tworzą też inne rezerwy na przyszłe prawdopodobne wydatki, związane z działalnością handlową.

27. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Długoterminowe		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	754 612	826 777
Oplata przyłączeniowa	325 487	299 356
Przychody przyszłych okresów od środków trwałych oddanych w leasing	65 565	-
Pozostałe	5 451	3 098
Razem długoterminowe	1 151 115	1 129 231
Krótkoterminowe		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	59 462	66 247
Oplata przyłączeniowa	15 002	14 088
Przychody przyszłych okresów od środków trwałych oddanych w leasing	4 253	-
Pozostałe	19 728	5 146
Razem krótkoterminowe	98 445	85 481

28. REZERWA NA PODATEK ODROZCZONY

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Dodatnie różnice kursowe	8 880	40 823
Naliczone odsetki	803	33 548
Wycena instrumentów finansowych	22 852	44 198
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	72 397	66 123
Amortyzacja podatkowa większa od bilansowej	20 723	11 889
Przychody z tytułu leasingu finansowego	8 275	-
Rezerwa na naliczone odsetki od otrzymanej pożyczki	-	8 937
Przeszacowanie środków trwałych	1 985 850	2 098 253
Pozostałe	3 453	1 000
Razem	2 123 233	2 304 771

29. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	807 088	580 162
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek powiązanych	11 779	23 132
Zobowiązania z tytułu podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	810 454	403 324
Zobowiązanie z tytułu obowiązkowej wpłaty z zysku dla właściciela	28 800	1
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	28 511	37 699
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	16 473	19 860
Zobowiązania wobec spółek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	54 680	58 263
Zobowiązania inne wobec jednostek powiązanych	104 885	17 455
Rozliczenia międzyokresowe bierne i zaliczki na dostawy	4 571	11 024
Pozostałe	241 565	120 345
Razem	2 108 806	1 271 265

30. POCHODNE INSTRUMENTY ZABEZPIEZAJĄCE

Wartość nominalna w walucie	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
			31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Collar				
10 mln USD	10 Stycznia 2006	3,4600-3,2015	(25)	-
10 mln USD	20 Stycznia 2006	3,4600-3,1900	(78)	-
10 mln USD	10 Stycznia 2006	3,4600-3,1870	(13)	-
10 mln USD	10 Lutego 2006	3,3000-3,0490	331	-
10 mln USD	21 Lutego 2006	3,3500-3,0610	214	-
10 mln USD	10 Lutego 2006	3,3500-3,0910	168	-
10 mln USD	21 Lutego 2006	3,3300-3,0709	256	-
10 mln USD	10 Marca 2006	3,4000-3,1365	38	-
10 mln USD	10 Marca 2006	3,4300-3,1330	(1)	-
10 mln USD	10 Stycznia 2006	3,3200-3,2095	8	-
10 mln USD	10 Kwietnia 2006	3,4000-3,2340	(309)	-
10 mln USD	10 Marca 2006	3,4000-3,2370	(295)	-
10 mln USD	20 Marca 2006	3,3800-3,2345	(253)	-
10 mln USD	20 Stycznia 2006	3,5500-3,3360	(857)	-
10 mln USD	20 Stycznia 2006	3,5500-3,3285	(796)	-
10 mln USD	10 Stycznia 2006	3,5500-3,3530	(930)	-
10 mln USD	10 Stycznia 2006	3,5500-3,3370	(781)	-
10 mln USD	10 Stycznia 2006	3,5500-3,3275	(695)	-
10 mln USD	20 Kwietnia 2006	3,5500-3,3365	(1 133)	-
10 mln USD	10 Kwietnia 2006	3,5500-3,3333	(1 090)	-
10 mln USD	20 Kwietnia 2006	3,5300-3,3460	(1 178)	-
10 mln USD	10 Lutego 2006	3,5300-3,3326	(936)	-
10 mln USD	21 Lutego 2006	3,6000-3,2595	(530)	-
10 mln USD	20 Marca 2006	3,6000-3,2630	(642)	-
10 mln USD	10 Lutego 2006	3,5500-3,3075	(764)	-
10 mln USD	10 Lutego 2006	3,5500-3,3080	(768)	-
10 mln USD	20 Marca 2006	3,5500-3,3075	(875)	-
10 mln USD	20 Kwietnia 2006	3,4800-3,2595	(584)	-
10 mln USD	10 Kwietnia 2006	3,4800-3,2570	(553)	-
10 mln USD	10 Marca 2006	3,4800-3,2565	(499)	-
10 mln USD	21 Lutego 2006	3,5000-3,2430	(402)	-
10 mln USD	10 Maja 2006	3,5000-3,2220	(452)	-
10 mln USD	10 Maja 2006	3,4800-3,2328	(474)	-
10 mln USD	10 Lutego 2006	3,4800-3,2300	(301)	-
10 mln USD	20 Marca 2006	3,4300-3,2050	(217)	-
10 mln USD	19 Maja 2006	3,4500-3,2000	(287)	-
10 mln USD	21 Lutego 2006	3,4500-3,2010	(190)	-
10 mln USD	20 Marca 2006	3,3500-3,1800	30	-
10 mln USD	19 Maja 2006	3,3500-3,1750	43	-
10 mln USD	10 Kwietnia 2006	3,3500-3,1730	54	-
10 mln USD	10 Maja 2006	3,3000-3,1500	295	-
10 mln USD	20 Stycznia 2006	3,2500-3,2070	267	-
5 mln EUR	20 Stycznia 2006	4,0300-3,9075	(281)	-
10 mln EUR	20 Lutego 2006	4,0200-3,8760	(389)	-
5 mln EUR	20 Kwietnia 2006	4,0300-3,9165	(312)	-
5 mln EUR	20 Kwietnia 2006	4,0000-3,8830	(186)	-
5 mln EUR	19 Maja 2006	3,9900-3,8350	(47)	-
5 mln USD	18 Lutego 2005	3,4168	-	1
5 mln USD	10 Marca 2005	3,3810	-	10
5 mln USD	21 Marca 2005	3,3403	-	23
5 mln USD	20 Stycznia 2005	3,1750	-	5
5 mln USD	10 Stycznia 2005	3,5400	-	(2 735)
5 mln USD	20 Stycznia 2005	3,5305	-	(2 661)
5 mln USD	10 Stycznia 2005	3,4670	-	(2 370)
5 mln USD	20 Stycznia 2005	3,4712	-	(2 366)
5 mln USD	10 Lutego 2005	3,4590	-	(2 262)
5 mln USD	10 Lutego 2005	3,4150	-	(2 071)
5 mln USD	10 Lutego 2005	3,4205	-	(2 044)
5 mln USD	18 Lutego 2005	3,3320	-	(1 622)
5 mln USD	18 Lutego 2005	3,3095	-	(1 513)

Grupa Kapitałowa PGNiG S.A.

Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okresy roczne zakończone 31 grudnia 2005 roku oraz 31 grudnia 2004 roku
Sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej

(w tysiącach złotych)

5 mln USD	10 Marca 2005	3,2805	-	(1 355)
5 mln USD	10 Marca 2005	3,2790	-	(1 348)
5 mln USD	21 Marca 2005	3,2285	-	(1 112)
5 mln USD	21 Marca 2005	3,2390	-	(1 159)
5 mln USD	20 Stycznia 2005	3,2350	-	(1 190)
5 mln USD	18 Lutego 2005	3,2170	-	(1 072)
5 mln USD	20 Stycznia 2005	3,2405	-	(1 217)
5 mln USD	21 Marca 2005	3,2250	-	(1 097)
5 mln USD	20 Stycznia 2005	3,2280	-	(1 155)
5 mln USD	18 Lutego 2005	3,2235	-	(1 102)
5 mln USD	10 Stycznia 2005	3,2300	-	(1 186)
5 mln USD	10 Lutego 2005	3,2225	-	(1 103)
5 mln USD	21 Marca 2005	3,2005	-	(987)
5 mln USD	18 Lutego 2005	3,1915	-	(955)
5 mln USD	10 Marca 2005	3,1760	-	(881)
5 mln USD	21 Marca 2005	3,1700	-	(855)
5 mln USD	20 Stycznia 2005	3,1725	-	(882)
5 mln USD	18 Lutego 2005	3,1435	-	(739)
5 mln USD	21 Marca 2005	3,1279	-	(678)
5 mln USD	20 Stycznia 2005	3,1325	-	(691)
5 mln USD	10 Lutego 2005	3,1320	-	(688)
5 mln USD	10 Stycznia 2005	3,1430	-	(752)
5 mln USD	10 Marca 2005	3,0940	-	(536)
5 mln USD	18 Lutego 2005	3,0325	-	(305)
10 mln USD	20 Stycznia 2006	3,1505	1 107	-
10 mln USD	20 Stycznia 2006	3,2013	600	-
10 mln USD	21 Lutego 2006	3,1920	689	-
10 mln USD	20 Stycznia 2006	3,2173	440	-
10 mln USD	10 Marca 2006	3,2551	60	-
10 mln USD	10 Marca 2006	3,1828	776	-
10 mln USD	10 Lutego 2006	3,2296	316	-
5 mln EUR	20 Stycznia 2006	3,9084	(219)	-
5 mln EUR	20 Marca 2006	3,8972	(101)	-
5 mln EUR	20 Marca 2006	3,9185	(206)	-
5 mln USD	10 Stycznia 2005	3,6462	-	(3 256)
5 mln USD	20 Stycznia 2005	3,5845	-	(2 926)
			(12 957)	(48 832)
Cross Currency Interest Rate Swap				
90 mln EUR	22 Sierpień 2005	3,9900	-	(7 646)
120 mln EUR	30 Październik 2006	3,8750	107 893	220 005
			107 893	212 359
Cross Currency Rate Swap				
18 mln EUR	22 Sierpień 2005	3,8950	-	3 312
18 mln EUR	22 Luty 2005	3,8950	-	3 186
100 mln USD	22 Czerwiec 2006	4,0150	(13 091)	(51 648)
100 mln USD	6 Wrzesień 2006	4,2820	(26 599)	(76 081)
25 mln EUR	26 Październik 2006	3,9750	(2 362)	2 742
25 mln EUR	26 Październik 2006	3,9970	(2 956)	3 375
25 mln EUR	26 Październik 2006	4,3870	(13 083)	(7 707)
25 mln EUR	26 Październik 2006	4,2499	(10 012)	(4 627)
25 mln EUR	26 Październik 2006	4,3475	(12 100)	(6 730)
25 mln EUR	26 Październik 2006	4,3000	(11 184)	(6 071)
25 mln EUR	26 Październik 2006	4,1175	(6 868)	(1 303)
25 mln EUR	26 Październik 2006	4,2890	(10 378)	(4 774)
25 mln EUR	26 Październik 2006	4,4450	(14 503)	(9 834)
25 mln EUR	26 Październik 2006	4,4750	(15 248)	(9 095)
25 mln EUR	26 Październik 2006	4,2525	(9 456)	(3 845)
			(147 840)	(169 100)
Razem			(52 904)	(5 573)

31. ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE**31.a. Zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego**

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
W okresie 1 roku	3 268	2 012
W okresie od 1 do 5 lat	6 517	1 690
Powyżej 5 lat	-	-
Razem	9 785	3 702

31.b. Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego (wykazany w zobowiązaniach)

Zapadalność w terminie:	31 grudnia 2005		
	Przyszła wartość	Odsetki	Wartość z dyskontem
Do jednego roku	31 788	4 213	27 576
Do dwóch lat	25 886	2 681	23 205
Do trzech lat	20 282	1 047	19 235
Do czterech lat	4 811	288	4 523
Do pięciu lat	2 223	19	2 204
Po pięciu latach	-	-	-
Razem	84 990	8 248	76 743

Zapadalność w terminie:	31 grudnia 2004		
	Przyszła wartość	Odsetki	Wartość z dyskontem
Do jednego roku	21 201	5 455	15 746
Do dwóch lat	43 648	9 578	34 070
Do trzech lat	7 233	7	7 225
Do czterech lat	2 749	-	2 749
Do pięciu lat	-	-	-
Po pięciu latach	-	-	-
Razem	74 831	15 040	59 790

31.c. Zobowiązania inwestycyjne

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów	301 227	575 524
Stan realizacji umów na dzień bilansowy	191 737	430 381
Zobowiązania wynikające z umów po dniu bilansowym	109 490	145 143

31.d. Zobowiązania warunkowe z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji

Kredytobiorca	Udzielone zobowiązanie warunkowego w walucie	Waluta zobowiązania warunkowego	Udzielone zobowiązanie warunkowego * w PLN	Data ważności zobowiązania warunkowego	Bank lub inna instytucja, której udzielamy zobowiązania warunkowego	Rodzaj udzielonego zobowiązania warunkowego
Zobowiązania warunkowe udzielone przez PGNiG S.A.						
SGT EuRoPolGaz S.A.	56 000	PLN	56 000	30 września 2012	Bank Gdański S.A.	poręczenie kredytu
PGNiG S.A. Oddział w Pakistanie	2 316	USD	7 553	31 grudnia 2008	Societe Generale Oddział w Polsce	gwarancja bankowa
Sąd Najwyższy w Pakistanie	1 122	USD	3 661	30 stycznia 2008	Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	gwarancja bankowa
Gazexport Ltd.	48 143	USD	157 007	8 lutego 2006	Bank Handlowy w Warszawie	gwarancja bankowa
Gazexport Ltd.	48 143	USD	157 007	8 lutego 2006	BNP Paribas (Suisse)	gwarancja bankowa
Gazexport Ltd.	100 000	USD	326 130	8 lutego 2006	Societe Generale Oddział w Polsce	gwarancja bankowa
Gazexport Ltd.	50 000	USD	163 065	8 lutego 2006	Bank PEKAO S.A. Centrala	gwarancja bankowa
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Spółki Gazownictwa**						
PGNiG S.A.	1 250 000	EUR	4 824 750	27 stycznia 2012	Konsorcjum banków	gwarancja spłaty
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Geofizyka Kraków Sp. z o.o.						
Urząd podatkowy w Pakistanie	30	USD	98	31 grudzień 2006	Urząd Podatkowy w Pakistanie	gwarancja celna
Urząd Celny w Pakistanie	2 910	USD	9 490	31 grudzień 2006	Urząd Celny w Pakistanie	gwarancja celna
Zobowiązania warunkowe udzielone przez PNiG Kraków Sp. z o.o.						
PNiG Kraków Sp. z o.o.	80	USD	261	30 czerwca 2006	Oil India Limited	gwarancja należytego wykonania umowy
PNiG Kraków Sp. z o.o.	387	USD	1 263	31 grudnia 2006	Oil and Gas Development Pakistan	gwarancja należytego wykonania umowy
PNiG Kraków Sp. z o.o.	239	USD	781	15 kwietnia 2006	GeoEnpro Indie	gwarancja należytego wykonania umowy
PNiG Kraków Sp. z o.o.	113	USD	367	1 grudnia 2006	Oil and Gas Development Pakistan	gwarancja należytego wykonania umowy
PNiG Kraków Sp. z o.o. Oddział w Pakistanie	6 923	USD	22 579	bezterminowo (uzależnione od wywozu urzędzeń)	Urząd Celny w Pakistanie	gwarancja celna
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Gazobudowa Zabrze Sp. z o.o.						
UNIQA Towarzystwo Ubezpiecz. Łódź	2 467	PLN	2 467	6 listopad 2007	PKN ORLEN	gwarancja należytego wykonania umowy
BRE Bank SA	320	PLN	320	16 stycznia 2006	GAZ-SYSTEM Sp. z o.o.	gwarancje przetargowe
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.						
TU GERLING S.A. Warszawa	689	PLN	689	30 maj 2006	INVESTGAS Warszawa	gwarancja należytego wykonania umowy
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Diament Sp. z o.o.						
PN Diament Sp. z o.o.	20	EUR	77	10 marzec 2006	JOINT STOCK	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	57	EUR	218	30 maj 2006	STRABAG S.A.	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	647	PLN	647	30 czerwiec 2006	STRABAG SP. Z o.o.	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	120	PLN	120	7 marzec 2006	AQUANET S.A.	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	14	PLN	14	30 czerwiec 2006	STRABAG SP. Z o.o.	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	10	PLN	10	30 czerwiec 2006	STRABAG SP. Z o.o.	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	24	PLN	24	30 czerwiec 2006	SANIKOM SP. Z o.o.	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	30	PLN	30	30 kwiecień 2006	Lasy Państwowe Nadleśnictwo 26 Wilkanowo, Przysiółek Rybno 31	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	40	PLN	40	6 luty 2006	Gmina Wolonin	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	18	PLN	18	28 luty 2006	Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o. Węgorzewo	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	30	PLN	30	31 grudzień 2005	MESKO S.A.	gwarancja bankowa
Razem			5 734 716			

* Zobowiązania warunkowe w walucie przeliczone wg kursów NBP z dnia 31.12.2005

** Sześć utworzonych spółek gazownictwa(100% zależne od PGNiG S.A.) poręczyło solidarnie spłatę kredytu konsorcjalnego zaciągniętego przez PGNiG S.A. Umowa kredytu konsorcjalnego z dnia 27 lipca 2005 r. zawarta pomiędzy PGNiG S.A. a Bankiem Handlowym w Warszawie S.A., Bankiem Polska Kasa Opieki S.A., Caylor S.A., Fortis Bankiem N.V., Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A. oraz Société Générale S.A. Oddział w Polsce

W dniu 22 września 2005 roku PGNiG S.A. zawarła ze Spółkami Gazownictwa umowę w sprawie udzielenia gwarancji w związku z Umową Kredytową zawartą przez PGNiG S.A. z konsorcjum banków w dniu 27 lipca 2005 roku. Na mocy umowy, Spółki udzieliły solidarnie Bankowi Handlowemu w Warszawie S.A. (Agentowi Kredytu) nieodwołalnych i bezwarunkowych gwarancji terminowej spłaty kredytu do kwoty 1.250.000 tysięcy EUR do dnia przypadającego 18 miesięcy po dacie rozwiązania umowy odnośnie Transzy A Kredytu, tj. do dnia 27 stycznia 2012 roku. Umowa określa też wynagrodzenie Spółek z tego tytułu jako równowartość marży odsetkowej odnoszonej do aktualnego zadłużenia w ramach transz A i B i płatnego na rzecz Spółek w dniach płatności odsetkowych. Dla zabezpieczenia ewentualnych roszczeń regresowych Spółek PGNiG S.A. złożyło w dniu 22 września 2005 roku oświadczenie o poddaniu się egzekucji w trybie art 777 par 1 pkt 5 i par 2 KPC do kwoty 1.250.000 tysięcy EUR.

31.e. Zobowiązania warunkowe z tytułu wystawionych weksli

Podmiot, któremu został wystawiony weksel	Wysokość wystawione go weksla w walucie	Waluta wystawione go weksla	Wysokość wystawione go weksla w złotych	Data obowiązywania weksla
Weksle wystawione przez PGNiG S.A.				
Towarzystwo Finansowo-Leasingowe S.A.	6 852	PLN	6 852	21 grudzień 2006
Towarzystwo Finansowo-Leasingowe S.A.	2 400	PLN	2 400	15 grudzień 2007
Weksle wystawione przez PNiG Jasło Sp. z o.o.				
Bank BPH S.A.	2 000	PLN	2 000	29 wrzesień 2006
Weksle wystawione przez Karpacką Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.				
Bankowy Fundusz Leasingowy S.A.	20	PLN	20	24 styczeń 2006
Weksle wystawione przez Wielkopolską Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.				
Europejski Fundusz Leasingowy S.A.	190	PLN	190	15 luty 2009
Weksle wystawione przez Gazobudowę Zabrze Sp. z o.o.				
PZU S.A. Warszawa	120	PLN	120	31 sierpień 2007
FORTIS Bank Polska S.A.	110	PLN	110	31 sierpień 2007
FORTIS Bank Polska S.A.	50	PLN	50	31 lipiec 2007
UNIQUA TU S.A.	2 467	PLN	2 467	6 listopad 2007
PKN Orlen S.A.	20	PLN	20	30 września 2006
BRE BANK S.A.	5 500	PLN	5 500	29 grudzień 2006
ARMATECH S.A. WARSZAWA	2 187	PLN	2 187	28 luty 2006
BRE LEASINGS.A.Warszawa	544	PLN	544	11 czerwiec 2006
UNIQUA TU S.A.	1 391	PLN	1 391	18 październik 2008
Weksle wystawione przez Diament Sp. z o.o.				
Bank BRE S.A.	2 000	PLN	2 000	30 czerwiec 2006
Razem			25 851	

31.f. Inne zobowiązanie warunkowe

Podatek od nieruchomości

Uchwała Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie z dnia 2 lipca 2001 roku w składzie 7 sędziów zdecydowała, że podziemne wyrobiska górnicze nie podlegają podatkowi od nieruchomości. Ponieważ dla górnictwa nafty i gazu wyrobiskiem górniczym jest odwiert wiertniczy, urzędy gmin z rejonu działania Oddziału Spółki w Zielonej Górze odstąpiły od egzekucji podatku od nieruchomości z tego tytułu, natomiast niektóre z nich uznały, że przedmiotem opodatkowania jest system składający się na uzbrojenie tych odwiertów.

Obowiązek podatkowy od rurociągów istnieje od 2001 roku. Oddział Spółki w Zielonej Górze utworzył rezerwy na roszczenia gmin z tytułu podatku od nieruchomości w wysokości 821,3 tysięcy złotych, natomiast gminy Podkarpacia nie występowały do chwili obecnej z roszczeniami z tego tytułu. Zakłady górnicze zlokalizowane na terenie Podkarpacia nie deklarowały i nie zarachowały podatku od nieruchomości od wyrobisk górniczych za lata 2001 – 2005. Ewentualne zobowiązanie z tego tytułu, wraz z odsetkami, nie wykazane w sprawozdaniu finansowym, wynosi na dzień 31 grudnia 2005 roku 58.220,0 tysięcy złotych.

Roszczenia dotyczące nieruchomości

Ponadto wobec PGNiG S.A. zgłaszane są roszczenia właścicieli nieruchomości gruntowych:

- przez które mają przebiegać planowane gazociągi,
- przez które przebiegają wybudowane już gazociągi i urządzenia gazownicze.

Ze względu na fakt, że roszczenia dotyczące nieruchomości wynikają z żądań właścicieli, którzy często swoje roszczenia zgłaszają bezpodstawnie, (co jest potwierdzone w orzeczeniach rzeczoznawców), nie jest możliwe oszacowanie wielkości ewentualnego zobowiązania.

Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów

W związku z różniącymi się treścią decyzjami wydanymi przez Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów dla Spółek Gazownictwa Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. odnośnie treści wzorców umów sprzedaży gazu zawieranych z konsumentami, Spółki te rozpoznały ewentualne zobowiązania warunkowe na kwotę 16.604,0 tysięcy złotych z tytułu potencjalnych kosztów poinformowania klientów o zmianach w aktualnie obowiązującej taryfie.

32. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH**32.a. Wykaz jednostek zależnych, współzależnych i stowarzyszonych, które objęto skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym**

Nazwa jednostki	Kraj	Procentowy udział w kapitale	
		31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Spółki zależne			
Geofizyka Kraków Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%
Geofizyka Toruń Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%
PNiG Jasło Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%
PNiG Kraków Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%
PNiG Piła Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%
ZRG Krosno Sp. z o.o. ¹⁾	Polska	100,00%	-
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%
Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%
Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%
Gazobudowa Zabrze Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%
Naftomontaż Krosno Sp. z o. o.	Polska	88,83%	100,00%
Naftomet Krosno Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%
Diament Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Gazoprojekt S.A.	Polska	75,00%	75,00%
PGNiG Finance B.V.	Holandia	100,00%	100,00%
Geovita Sp. z o.o. Warszawa	Polska	100,00%	100,00%
Gaz System Sp. z o.o. ²⁾ (poprzednio PGNiG-Przesył Sp. z o. o. Warszawa)	Polska	-	100,00%
Spółki zależne od spółki zależnej Naftomontaż Krosno Sp. z o. o.			
Naft-Trans Krosno Sp. z o. o. w upadłości ³⁾	Polska	-	99,70%
Naft-Stal Krosno Sp. z o. o. ⁴⁾	Polska	59,88%	98,50%
Spółki współzależne i stowarzyszone			
EUROPOL GAZ S.A. ⁵⁾	Polska	49,74%	49,74%
GAS-TRADING S.A.	Polska	43,41%	43,41%
INVESTGAS S.A.	Polska	49,00%	49,00%

¹⁾ Spółka powstała z przekształcenia oddziału PGNiG S.A. (OZRG Krosno) Funkcjonuje od 1 lipca 2005 roku.

²⁾ Spółka nieodpłatnie zbyta w dniu 13 maja 2005 roku na rzecz Skarbu Państwa.

³⁾ Spółka sprzedana w dniu 31 sierpnia 2005 roku.

⁴⁾ Udział pośredni na koniec 2005 roku poprzez spółkę zależną Naftomontaż Krosno Sp. z o. o. (88,83% udziałów w posiadaniu PGNiG S.A.), która posiada w spółce Naft-Stal Krosno Sp. z o.o. 67,42% udziałów.

⁵⁾ Na wysokość udziału składa się udział bezpośredni 48% oraz udział pośredni 1,74% poprzez spółkę GAS-TRADING S.A.

Pozostałe spółki zależne i stowarzyszone nie są konsolidowane ze względu na ich małą istotność dla sprawozdania finansowego Grupy.

32.b. Transakcje z podmiotami powiązаныmi

Podmiot powiązany		Sprzedaż na rzecz podmiotów powiązanych	Zakupy od podmiotów powiązanych	Należności brutto od podmiotów powiązanych	Należności netto od podmiotów powiązanych	Udzielone pożyczki brutto podmiotom powiązany	Udzielone pożyczki netto podmiotom powiązany	Zobowiązania wobec podmiotów powiązanych
Jednostki stowarzyszone konsolidowane metodą praw własności	31 grudnia 2005	30 026	145 384	3 950	3 931	252 671	-	54 680
	31 grudnia 2004	28 815	148 309	2 899	2 899	263 022	5 076	58 263
Podmioty zależne i stowarzyszone nie konsolidowane	31 grudnia 2005	26 234	142 554	131 243	4 801	14 376	-	116 664
	31 grudnia 2004	21 618	177 268	66 461	24 370	12 067	-	40 587
Razem podmioty powiązane	31 grudnia 2005	56 260	287 938	135 193	8 732	267 047	-	171 344
	31 grudnia 2004	50 433	325 577	69 360	27 269	275 089	5 076	98 850

32.c. Wynagrodzenie wypłacone Członkom Zarządu oraz Rady Nadzorczej Jednostki Dominującej

Imię i nazwisko	31 grudnia 2005			31 grudnia 2004		
	Łączna kwota wynagrodzeń , świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2005 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządko- wanych w 2005 roku	Razem wynagrodze- nie wypłacone w 2005 roku	Łączna kwota wynagrodzeń , świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2004 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządko- wanych w 2004 roku	Razem wynagrodze- nie wypłacone w 2004 roku
Razem Zarząd w tym:	1 765,73	2 714,38	4 480,11	1 510,68	1 876,68	3 387,36
<u>Osoby zarządzające na dzień 31 grudnia 2005 roku</u>						
Anysz Jan	263,11	46,89	310,00	119,76	25,88	145,64
Krok Franciszek	222,98	203,64	426,62	175,51	158,47	333,98
Maria Teresa Mikosz - prokurent	254,61	30,55	285,16	203,10	29,77	232,87
Zenon Kuchciak - prokurent	16,50	-	16,50	-	-	-
Bartłomiej Pawlak* - prokurent	-	-	-	-	-	-
<u>Osoby zarządzające, odwołane w 2005 roku</u>						
Foltynowicz Marek	249,63	266,41	516,04	210,39	154,78	365,17
Kossowski Marek	245,96	769,53	1 015,49	197,07	486,00	683,07
Jakiel Mieczysław	233,86	684,47	918,33	225,00	434,00	659,00
Kamiński Paweł	223,06	79,04	302,10	177,02	150,07	327,09
Staniewski Jerzy	56,02	633,85	689,87	202,83	437,71	640,54
Razem Rada Nadzorcza w tym:	239,02	779,82	1 018,84	275,47	376,67	652,14
<u>Osoby nadzorujące na dzień 31 grudnia 2005 roku</u>						
Bąkowska Magdalena	30,55	-	30,55	10,26	4,85	15,11
Chrobak Kazimierz	15,53	-	15,53	29,77	-	29,77
Krzysztof Głogowski	1,70	-	1,70	-	-	-
Mieczysław Kawecki	5,35	-	5,35	-	-	-
Mieczysław Puławski	3,69	-	3,69	-	-	-
Andrzej Rościszewski	1,70	-	1,70	-	-	-
Mirosław Szałuba	5,35	-	5,35	-	-	-
Piotr Szwarz	1,70	-	1,70	-	-	-
<u>Osoby nadzorujące, odwołane w 2005 roku</u>						
Arendarski Andrzej	28,98	606,79	635,77	29,77	371,82	401,59
Kamiński Zbigniew	18,92	-	18,92	-	-	-
Kasprzyk Bogusław	17,07	3,39	20,46	-	-	-
Libera Wiesława	10,18	-	10,18	29,77	-	29,77
Macioszek Zbigniew	14,66	-	14,66	-	-	-
Niewiarowski Piotr	10,18	-	10,18	29,77	-	29,77
Perek Stanisław	7,29	15,53	22,82	29,77	-	29,77
Soroka Tadeusz	18,92	154,11	173,03	-	-	-
Speczik Stanisław	5,09	-	5,09	19,84	-	19,84
Stosur Stanisław	10,18	-	10,18	29,77	-	29,77
Sukacz Dawid	21,80	-	21,80	-	-	-
Zajac Stanisław	10,18	-	10,18	29,77	-	29,77
Górecki Wojciech	-	-	-	19,62	-	19,62
Matusewicz Waldemar	-	-	-	9,92	-	9,92
Wielguszewski Andrzej	-	-	-	7,44	-	7,44
Razem	2 004,75	3 494,20	5 498,95	1 786,15	2 253,35	4 039,50

* Pan Bartłomiej Pawlak nie pobierał w 2005 roku wynagrodzenia z tytułu pełnionej funkcji

32.d. Wynagrodzenie wypłacone Członkom Zarządu oraz Rady Nadzorczej w spółkach Grupy Kapitałowej

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Wynagrodzenie Członków Zarządów	23 684	18 849
Jednostka dominująca	1 766	1 511
Jednostki zależne	10 074	9 913
Jednostka współzależna	10 844	6 321
Jednostki stowarzyszone	1 000	1 104
Wynagrodzenie Członków Rad Nadzorczych	10 169	7 518
Jednostka dominująca	239	275
Jednostki zależne	2 741	2 800
Jednostka współzależna	6 143	3 389
Jednostki stowarzyszone	1 046	1 054
Razem	33 853	26 367

32.e. Pożyczki udzielone Członkom Zarządu oraz Rady Nadzorczej w spółkach Grupy Kapitałowej

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Członkowie Zarządów		
Oprocentowanie (%)	1%-6%	1,5%-6%
Warunki spłaty (na ile lat)	3-12 lat	1-7 lat
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	232	201
Członkowie Rad Nadzorczych		
Oprocentowanie (%)	0%-6%	-
Warunki spłaty (na ile lat)	1-5 lat	-
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	1	-
Razem wartości pożyczek pozostałych do spłaty	233	201

32.f. Wspólne przedsięwzięcia

W 2005 roku PGNiG S.A. współpracowała na terytorium Polski z następującymi firmami zagranicznymi: Apache Poland Sp. z o.o., CalEnergy Gas (Polska) Sp. z o.o. i CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o., EuroGas Polska Sp. z o.o., FX Energy Poland Sp. z o.o.

Apache Poland

Siedziba Spółki:

02-672 Warszawa, ul. Domaniewska 41

Po wycofaniu się z dniem 31 stycznia 2005 roku firmy Apache Poland Sp. z o.o. z Umowy o Wspólnych Operacjach na bloku 255, w wyniku cesji praw Spółka PGNiG S.A. przejęła dodatkowe udziały i przystąpiła wspólnie z FX Energy Poland Sp. z o.o. (81,82% udziałów) do zagospodarowania złoża gazowo-kondensatowego Wilga, na bloku 255, o szacunkowych zasobach gazu 194 mln m³.

CalEnergy

Siedziba w/w spółki znajduje się w Warszawie.

02-765 Warszawa, Al. Wilanowska 206 m.19

W ramach zawartej dnia 3 sierpnia 2000 roku Umowy Operacyjnej Użytkowników Górniczych, pomiędzy PGNiG S.A., Petrobaltic i CalEnergy Gas (Polska), obejmującej tzw. Obszar „Piła” (koncesje pomorskie) wykonano 3 odwierty poszukiwawcze Borki-1, Borki-1z i Golce-1 z rezultatem negatywnym. Udział PGNiG S.A. wynosi 10%. Aby wypełnić warunki koncesyjne pozostaje do odwiercenia jeszcze jeden otwór poszukiwawczy do 2006 roku.

Na obszarze „Płotki”, w wyniku cesji połowy udziałów FX Energy na rzecz CalEnergy, podjęto w 2003 roku wspólne prace poszukiwawcze z udziałem PGNiG S.A. (51% udziałów), FX Energy (24,5%) i CalEnergy Resources Poland (24,5%), w wyniku których odwiercony został na przełomie lat 2003/2004 otwór Zaniemyśl-3, zakończony odkryciem złoża gazu o szacowanych zasobach geologicznych 1,4 mld m³. Aktualnie trwają prace budowlane, mające na celu zagospodarowanie złoża i uruchomienie produkcji w połowie 2006 roku. Spółka CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o. zgłosiła zamiar zwrotnego przekazania spółce FX Energy Poland Sp. z o.o. 24,5% udziałów w obszarze „Płotki”, za wyjątkiem tzw. Poszerzonego Terenu Zaniemyśla (PTZ), obejmującego obszar złoża gazu Zaniemyśl i jego najbliższego sąsiedztwa. Dnia 26 października 2005 została zawarta pomiędzy PGNiG S.A., CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o. oraz FX Energy Poland Sp. z o.o. Umowa Operacyjna Użytkowników Górniczych obejmująca obszar „Płotki-PTZ” (tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla), w

której strony objęły następujące udziały: PGNiG S.A. – 51%, FX Energy – 24,5% i CalEnergy – 24,5%. Negocjowana jest też umowy kupna-sprzedaży gazu ze złoża Zaniemyśl.

EuroGas Polska

Siedziba: 01-687 Warszawa, Lektykarska 18,
oraz 43-200 Pszczyna, ul. Górnośląska 3

Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością

Spółka matka – spółka akcyjna w stanie Utah (USA)

Oprócz poszukiwań (oraz wydobywania) ropy naftowej i gazu ziemnego przedmiot działalności firmy stanowi również metan z pokładów węgla.

Dnia 21 listopada 2000 roku PGNiG S.A. oraz EuroGas zawarły Umowę o Wspólnych Operacjach obejmującą część obszaru Polskich Karpat Wschodnich. PGNiG S.A. została wyznaczona operatorem. Udział PGNiG S.A. wynosi 30%. Rozpoczęto przygotowania do prac sejsmicznych. Projekt prac sejsmicznych został zatwierdzony, natomiast prace nie odbyły się z powodu kłopotów finansowych spółki EuroGas. Na prośbę Spółki EuroGas działalność biura operatorskiego wspólnych operacji została zawieszona do czasu wyjaśnienia sytuacji finansowej spółki. EuroGas uzyskał przedłużenie etapu poszukiwawczego dla swoich koncesji w Karpatach do końca roku 2004, jednak żadne prace nie zostały dotychczas podjęte. W listopadzie 2005 roku na wniosek EuroGas odbyło się posiedzenie Komisji Operacyjnej, która przyjęła program prac na 2006 rok na koncesji „Bieszczady”. Minister Środowiska, decyzją z 13 grudnia 2005 roku wydłużył okres poszukiwawczo-rozpoznawczy koncesji, udzielonych spółce EuroGas 6 lipca 2000 roku, do 8 lat, co pozwala podjąć wspólne prace poszukiwawcze, pod warunkiem wykazania przez spółkę EuroGas zdolności finansowych do kontynuowania współpracy.

FX Energy Poland

Siedziba: 00-613 Warszawa, ul. Chałubińskiego 8.

W Polsce działa jako FX Energy Poland Sp. z o.o.

Spółka matka FX Energy Inc. – spółka akcyjna w stanie Utah (USA)

Obszar „Płotki”

PGNiG S.A. zawarła z FX Energy umowy dotyczące poszukiwań węglowodorów na Monoklinie Przedsudeckiej (11 kwietnia 2000 roku i 12 maja 2000 roku), a w ich następstwie, po dokonaniu odkrycia złoża Klęka, Umowę kupna sprzedaży gazu ziemnego z rejonu Klęki z dnia 19 grudnia 2000 roku. Udział PGNiG S.A. w tych umowach wynosi 51%.

FX Energy zobowiązało się ponieść nakłady w wysokości 16 mln USD na prace poszukiwawcze jako ekwiwalent kosztów już poniesionych przez PGNiG S.A. w tym rejonie. Do końca 2003 roku FX sfinansowała prace za kwotę ok. 10,7 mln USD (odwierty: Klęka 11 i Mieszków-1; zdjęcia sejsmiczne Donatowo, Kaleje, Zaniemyśl). Jednak na skutek kłopotów finansowych, spółka nie była w stanie w roku 2002 na bieżąco regulować zobowiązań za prace wykonane przez PGNiG S.A. w ramach wspólnych prac. W wyniku podpisanej 8 stycznia 2003 roku Ugody w sprawie obszaru Płotki pomiędzy PGNiG S.A. oraz FX Energy, ta ostatnia do końca 2003 spłaciła wraz z odsetkami zaległe zobowiązania oraz zobowiązała się do odwiercenia dwóch otworów. Jednym z nich - Zaniemyśl-3 (wspólne przedsięwzięcie PGNiG S.A. – 51% udziałów, FX Energy -(24,5% i CalEnergy – 24,5%) zostało odkryte na początku 2004 roku złożę gazu ziemnego, o szacowanych zasobach geologicznych 1,4 mld m³. Aktualnie trwają prace budowlane, mające na celu zagospodarowanie złoża i uruchomienie produkcji w połowie 2006 roku. Drugi otwór – Rusocin-1 - odwiercony na przełomie lat 2004 i 2005, odkrył złożę gazu o wartości nieekonomicznej do eksploatacji. W pierwszej połowie 2004 roku, w wyniku wspólnych prac PGNiG S.A. i FX Energy, wykonane zostały polowe prace sejsmiczne wraz z przetwarzaniem i interpretacją w rejonie Rusocin – Dolsk za kwotę prawie 1,6 mln zł, w pierwszej połowie 2005 roku wykonano zdjęcie sejsmiczne 2D na temacie Mechlin (50,3 km), za kwotę ponad 1,3 mln zł. Kontynuowano też reprocessing i reinterpretację danych sejsmicznych w ramach wcześniej zawartych umów z „Geofizyką” Toruń. Odwiercony w drugiej połowie 2005 roku otwór poszukiwawczy Ługi-1 nie stwierdził przemysłowego nagromadzenia węglowodorów.

Obszar „Poznań”

W wyniku zawartej w dniu 8 stycznia 2003 roku Umowy o Współpracy na Obszarze Poznań (obszar koncesji, na których do 2002 roku współpracowały z PGNiG S.A. firmy Conoco i Ruhrgas), FX zobowiązała się do sfinansowania poszukiwań do kwoty 4 mln USD, za 49% udziałów we wspólnym przedsięwzięciu. 1. czerwca 2004 roku została podpisana Umowa o Wspólnych Operacjach na obszarze „Poznań”, w której PGNiG S.A. objęło 51% udziałów, a FX Energy – 49%. W ramach tej Umowy wykonano reprocessing oraz reinterpretację ok. 2600 kmb profili sejsmicznych oraz odwiercono otwór poszukiwawczy Środa Wielkopolska-4, którym odkryto złożę gazu ziemnego w

osadach czerwonego spągowca, o zasobach wydobywalnych ok. 750 mln m³. Następny otwór Środa Wielkopolska-5, odwiercony na sąsiedniej strukturze odkrył niewielkie złożo gazu, o zasobach niekomercyjnych. Prowadzono też dalsze polowe prace sejsmiczne, reprocessing i interpretację danych sejsmicznych, mających na celu przygotowanie nowych obiektów pod wiercenia w 2006 roku i latach następnych.

Obszar bloku 255 (Wilga).

Współpraca na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 29 października 1999 roku, udziały FX Energy Poland Sp. z o.o. – 81,82%, PGNiG S.A. – 18,18%. W okresie kilku lat wspólnych prac Apache, FX Energy i PGNiG S.A. wykonano 3 odwierty: Wilga 2, Wilga 3 i Wilga 4, z których jeden (Wilga-2) odkrył złożo gazowo-kondensatowe o zasobach wydobywanych 194 mln m³. Operatorem na bloku i właścicielem koncesji poszukiwawczej jest spółka FX Energy. W 2005 roku podpisana została z Mazowiecką Spółką Gazowniczą umowa kupna-sprzedaży gazu i rozpoczęto prace związane z zagospodarowaniem złoża i uruchomieniem produkcji w 2006 roku.

32.g. Udziały PGNiG S.A. w spółkach zagranicznych

Ukraina

Spółka "Dewon" S.A. została zawiązana 17 listopada 1999 roku. Kapitał zakładowy spółki wynosi 11.146,8 tysiące hrywien. PGNiG S.A. posiada 36,38% udziału w kapitale zakładowym spółki "Dewon" S.A. (zaangażowanie kapitałowe PGNiG S.A. w spółce "Dewon" S.A. wynosi 4.055,2 tysiące hrywien). Pozostali główni akcjonariusze w spółce "Dewon" S.A. to: „Prawniczij alians” Sp. z o. o ; Ferrous Trading Limited Liability; NAK „Nafogaz Ukrainy”.

Celem zawiązania spółki "Dewon" S.A. było tworzenie zasobów gazu ziemnego za granicą Polski jak również stworzenie rynku na usługi świadczone przez polskie spółki wiertnicze, geofizyczne oraz budowlano – montażowe.

Obecnie spółka realizuje projekt zagospodarowania złoża „Sachalińskie” w oparciu o umowę o Wspólnej Działalności zawartą z „Połtawanaftogazgeologia” – właścicielem licencji na poszukiwanie i zagospodarowanie złoża „Sachalińskie” w obwodzie charkowskim.

Pod koniec 2004 roku, decyzją Komitetu Surowców Naturalnych Ukrainy, koncesja udzielona „Połtawanaftogazgeologia” na doświadczalno – przemysłową eksploatację złoża „Sachalińskie” została cofnięta i przyznana firmie „Ukrnaftoburenje”. W wyniku zaskarżenia tej decyzji do sądu, postanowieniem Sądu Apelacyjnego z dnia 1 września 2005 roku została ona uchylona a koncesja ponownie przyznana „Połtawanaftogazgeologia”, ale nie odebrana firmie „Ukrnaftoburenje”.

Dotychczas spółka wykonała I etap prac na złożu „Sachalińskie”:

- zakończono budowę trzech odwiertów (nr 18,21 i 113);
- w celu wydobywania gazu i kondensatu zagospodarowano i wdrożono do eksploatacji trzy odwierty: Nr 21 (zdolność wydobywcza 90 tysięcy m³ gazu na dobę i 3,4 ton na dobę kondensatu); Nr 18 (moc wydobywcza 130 tysięcy m³ gazu na dobę i 28 ton na dobę kondensatu) i Nr 113 (moc wydobywcza 150 tysięcy m³ gazu na dobę i 25 ton na dobę kondensatu). Cała ilość wydobytych surowców jest sprzedawana. Zrezygnowano z planowanej rekonstrukcji odwiertu Nr 7 uznając ją za nieperspektywną;
- za rok 2005 spółka zrealizowała wynik netto w wysokości 2.156 tysięcy hrywien (1.433 tysięcy złotych, przeliczone po kursie średnim 0,6648 PLN/1UAH) przeznaczając go w całości na odwiercenie otworu Nr 113;
- zakończono budowę kopalni (UKPG) wraz z gazociągami przyłączeniowymi;
- zagospodarowanie terenu złoża poprzez budowę odpowiedniej infrastruktury (w tym drogi, sieć elektryczna, sieć przewodów zbiorczych gazu od odwiertów oraz inne objekty);
- zakończono budowę gazociągu przesyłowego łączącego kopalnię z systemem przesyłowym Ukrainy.

Powyższe prace zostały sfinansowane ze środków pochodzących od akcjonariuszy i z banku. Głównymi wierzycielami spółki są Miasto Bank oraz PGNiG S.A. (pożyczka w wysokości 3.096,6 tysięcy USD).

W maju 2005 roku spółka rozpoczęła wiercenie otworu Nr 113 finansowanego środkami własnymi spółki. Produkcja z tego odwiertu została uruchomiona 1 lutego 2006 roku.

Spółka planuje w 2006 roku rozpoczęcie spłacania kredytów zaciągniętych w Miasto Bank i PGNiG S.A.

Spółka w swoich planach przewiduje również odwiercenie kolejne trzech odwiertów. Decyzję o następnych działaniach uzależnia od stanowiska akcjonariuszy.

Oman

Spółka „Sahara Petroleum Technology Llc” zarejestrowana 23 listopada 2000 roku, o kapitale zakładowym 150 tysięcy riali omańskich, w której PGNiG S.A. objęła 49% udziałów (zaangażowanie kapitałowe PGNiG S.A. w spółce Sahara Petroleum Technology Llc” wynosi 73,5 tysięcy riali omańskich).

Głównym celem zawiązania spółki jest świadczenie przez nią usług serwisowych w zakresie obróbki i rekonstrukcji odwiertów, operacji techniką liniową, konserwacja głowic eksploatacyjnych i lekkich oraz średnich wierceń z wykorzystaniem potencjału technicznego PGNiG S.A. Z założenia spółka winna świadczyć usługi głównie dla Petroleum Development Oman, właściciela koncesji na eksploatację większości złóż naftowych w Omanie.

Niemcy

W dniu 1 lipca 2005 roku w Poczdamie pomiędzy PGNiG S.A. oraz VNG-Verbundnetz Gas AG zostały podpisane dwie umowy założycielskie spółek na prawie niemieckim:

- InterTransGas GmbH (ITG) - zajmującej się przesyłem gazu ziemnego,
- InterGasTrade GmbH (IGT) - zajmującej się obrotem gazu ziemnego.

Obaj partnerzy objęli po 50% udziałów w każdej ze spółek. Kapitał zakładowy założonych spółek wynosi po 200 tys. EUR, a ich siedzibą jest Poczdam.

W dniu 9 sierpnia 2005 roku Spółka ITG GmbH została wpisana do rejestru handlowego w Poczdamie pod nr HRB 18775P. Przedmiotem działalności Spółki jest projektowanie, budowa, eksploatacja i sprzedaż mocy przesyłowych. Jednym z celów ITG GmbH jest budowa i eksploatacja interkonektora Börnicke – Police.

Odnosnie spółki IGT- z uwagi na zastrzeżenia partnera niemieckiego do uzasadnienia decyzji Prezesa UOKiK wyrażającej zgodę na dokonanie koncentracji, wspólnicy (VNG AG i PGNiG S.A.) zdecydowali się wstrzymać rejestrację spółki do czasu uzyskania ponownej decyzji UOKiK. W związku z powyższym partnerzy nie opłacili kapitału zakładowego, a dokumenty założycielskie spółki przechowuje notariusz. Ponowna decyzja Prezesa UOKiK została uzyskana w dniu 18 stycznia 2006 roku.

Udziały PGNiG S.A. w licencjach poszukiwawczych:

Pakistan

Prace poszukiwawcze w Pakistanie realizuje Oddział Operatorski PGNiG S.A. w Pakistanie.

W maju 2005 PGNiG S.A. uzyskała od Rządu Pakistanu koncesję poszukiwawczą na blok Kirthar w zachodniej części prowincji Sind, na okres trzech lat, na której wykona prace poszukiwawcze i ma możliwość wykonania zaległych obligacji wiertniczych, przeniesionych z bloku Mekhtar. W okresie od maja do września 2005 roku dokonano zakupu wszystkich danych archiwalnych z obszaru koncesji, w zakresie materiałów sejsmicznych, geologicznych i otworowych. Dokonano analizy tych materiałów i przyjęto założenia, które stanowią podstawę opracowanego harmonogramu prac. Rozpoczęto reprocessing 283 kmb starych profili sejsmicznych i będzie prowadzona ich interpretacja. Równolegle prowadzona była interpretacja danych z dwóch otworów wiertniczych, odwierconych poprzednio w tym obszarze.

Zgodnie z umową koncesyjną na blok Kirthar, PGNiG S.A. zobowiązana było do oddania 25% udziałów firmie pakistańskiej. Wśród wielu ofert za najbardziej wiarygodną uznano firmę Pakistan Petroleum Ltd., która wniosowała nie o 25% a o 30% udziałów. W grudniu 2005 roku po negocjacjach i za zgodą Zarządu PGNiG S.A. została podpisana przez obie strony umowa cesji, w której PGNiG S.A. przekazała firmie Pakistan Petroleum Ltd. 30% udziałów. Koszty realizacji prac poszukiwawczych pokrywane będą przez obie strony, adekwatnie do udziałów.

Na potencjalne zobowiązanie wobec Rządu Pakistanu (objęte gwarancją bankową), które wystąpi w przypadku odstąpienia od realizacji odwiertu, Spółka utworzyła rezerwę finansową w pełnej kwocie 2.316 tysięcy USD.

W sumie od początku swej działalności w roku 1997 do końca 2005 roku na Działalność w Pakistanie PGNiG S.A. wydała kwotę ok. 17.880 tysięcy USD, zaś kwota 1.122 tysięcy USD jest przedmiotem sporu sądowego z firmą Tullow.

Indie

Koncesja poszukiwawcza na Bloki RJ-ON-90/4 i RJ-ON-90/5 w Radzastanie (udziałowcy Oil India Ltd., Essar Oil Ltd. i PGNiG S.A.). PGNiG S.A. posiada 25% udziałów w koncesji.

Po rezygnacji spółki Essar z koncesji poszukiwawczej na Bloku RJ-ON-90/5, współpraca i umowy zawarte pomiędzy PGNiG S.A. i Essar Oil Ltd. wygasły. W 2005 roku PGNiG S.A. nie prowadziła żadnych wspólnych prac na obszarze Indii.

Oddziały Spółek zależnych poza granicami kraju:

Geofizyka Toruń Sp. z o.o.

Oddział w Republice Kazachstan

Oddział Geofizyka Toruń Branch Office Jebel Ali w Dunaju, Zjednoczone Emiraty Arabskie

Geofizyka Kraków Sp. z o.o.

Oddział Pakistan Branch -Islamabad

Zakład Słowacja w Bratysławie

Zakład Czechy w Ostrawie

Oddział Libia Branch -Trypolis.

PNiG Piła Sp. z o.o.

Biuro Projektu w Indiach

PNiG Kraków Sp. z o.o.

Oddział w Pakistanie

Oddział w Kazachstanie

Przedstawicielstwo na Litwie

Przedstawicielstwo na Rosji

33. CELE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM

Jednostka Dominująca prowadząc swoją działalność gospodarczą narażona jest na ryzyko finansowe, a w szczególności na następujące rodzaje tego ryzyka:

- ryzyko kursowe,
- ryzyko stóp procentowych,
- ryzyko towarowe,
- ryzyko kredytowe.

Jednostka Dominująca zarządza swoją ekspozycją na poszczególne rodzaje ryzyka, dążąc do jego redukcji do akceptowalnych poziomów. W tym celu zawierane są m.in. transakcje zabezpieczające z wykorzystaniem instrumentów pochodnych.

Ryzyko walutowe

Długoterminowa część zobowiązań finansowych Jednostki Dominującej denominowana jest w EUR, natomiast zobowiązania handlowe z tytułu długoterminowych kontraktów handlowych na zakupy gazu denominowane są w USD i EUR.

Głównym celem podejmowanych przez Jednostkę Dominującą działań zabezpieczających przed ryzykiem walutowym jest ochrona przed wahaniami kursów wymiany, które towarzyszą realizowanym w obcych walutach spłatom rat kapitałowych, odsetek od kredytów oraz płatnościom za dostawy gazu. Do zabezpieczenia swoich zobowiązań Jednostka Dominująca wykorzystuje przede wszystkim transakcje forward, opcyjnie oraz cross currency swap o terminie realizacji do 5 lat.

Ryzyko cen towarów

Ryzyko cenowe związane z kontraktami na dostawy gazu jest znaczące. Czynnikiem ryzyka jest zmienność cen produktów ropopochodnych na giełdach paliwowych. W niektórych kontraktach formuła wyliczenia ceny zakupu gazu ogranicza zmienność poprzez zastosowanie średnioważonych

cen z poprzednich miesięcy. Dodatkowo prawo energetyczne dopuszcza możliwość wnioskowania o zmianę taryfy w przypadku wzrostu kosztu pozyskania gazu w okresie kwartału o więcej niż 5%.

Ryzyko kredytowe

Ryzyko kredytowe wynikające z niemożności wypełnienia przez strony trzecie warunków umowy dotyczących instrumentów finansowych Jednostki Dominującej jest zasadniczo ograniczone do ewentualnych kwot, o które zobowiązania stron trzecich przewyższają zobowiązania Jednostki Dominującej. Jednostka Dominująca stosuje zasadę zawierania transakcji dotyczących instrumentów finansowych z wieloma podmiotami charakteryzującymi się dobrą zdolnością kredytową. Dzięki temu Jednostka Dominująca nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego.

Pochodne instrumenty finansowe

Jednostka Dominująca od 2001 roku stosuje zasady zgodne z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej. Standardy te wymagają, by jednostka gospodarcza wykazywała wszystkie instrumenty pochodne w wartości godziwej.

Jeśli instrument pochodny jest instrumentem zabezpieczającym, wówczas, w zależności od charakteru zabezpieczenia, zmiany w wartości godziwej zostają albo skompensowane zmianami wartości godziwej aktywów lub zobowiązań, albo ujmowane jako osobny składnik kapitałów własnych, dopóki zabezpieczona pozycja nie zostanie ujęta w przychodach.

Nieefektywna część zmiany wartości godziwej instrumentu pochodnego zostaje natychmiast ujęta w rachunku zysków i strat.

Jednostka Dominująca w 2005 roku nie stosowała zasad rachunkowości zabezpieczeń. Dlatego też zmiany w wartości godziwej zabezpieczanych instrumentów finansowych oraz instrumentów zabezpieczających zostały przedstawione w rachunku zysków i strat za dany okres obrachunkowy.

Zabezpieczenie wartości godziwej oraz przepływów środków pieniężnych

Jednostka Dominująca dokonuje zabezpieczenia wartości godziwej oraz przepływów pieniężnych dla części swoich zobowiązań kredytowych i handlowych denominowanych w USD i EURO. W tym celu zawiera transakcje pochodne z renomowanymi instytucjami finansowymi polegające na terminowym zakupie waluty lub prawa do takiego zakupu (transakcje opcyjnie). W wyniku przeprowadzonej w 2005 roku restrukturyzacji zadłużenia część z transakcji zabezpieczających zobowiązania kredytowe wymagać będzie zmiany ich warunków w celu dopasowania do nowej struktury zadłużenia. Celem Spółki jest utrzymanie wskaźnika zabezpieczenia swojej ekspozycji na ryzyko kursowe na analogicznym jak w 2005 roku poziomie.

34. ŚREDNIE ZATRUDNIENIE W PODZILE NA GRUPY (DANE W OSOBACH)

	31 grudnia 2005	31 grudnia 2004
Spółki konsolidowane metodą pełną w tym:	29 832	30 252
Stanowiska robotnicze	15 292	15 823
Stanowiska nierobotnicze	11 706	11 517
Stanowiska kierownicze	2 834	2 913
Spółki konsolidowane metodą praw własności	344	287
Razem	30 176	30 539

35. KOREKTY DO SKONSOLIDOWANYCH SPRAWOZDAŃ FINANSOWYCH SPORZĄDZONYCH ZGODNIE Z POLSKIMI ZASADAMI RACHUNKOWOŚCI (PZR)

Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. prowadzą swoje księgi zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (Dz. U. Nr 76 z dnia 17 czerwca 2002 roku).

W związku z tym, że Jednostka Dominująca jest zobowiązana sporządzać skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. zgodne z MSSF, spółka dokonuje wyliczeń korekt przekształcających skonsolidowane sprawozdanie finansowe według PZR na skonsolidowane sprawozdanie według MSSF. Uzgodnienie kapitału własnego na moment przejścia na MSSF oraz kapitału własnego i wyniku dla okresu porównawczego zostały zaprezentowane poniżej:

	Noty objaśniające	31 grudnia 2004	1 stycznia 2004
Kapitały własne wg PZR		8 797 869	7 727 909
Przeszacowanie środków trwałych na 01.01.2004	35.a)	11 043 436	11 405 333
Korekta zysków aktuarialnych	35.b)	(3 498)	(3 912)
Podatek odroczony od korekt MSSF	35.c)	(2 097 346)	(2 166 016)
Wyплаты z podziału zysku dla pracowników	35.d)	-	-
Kapitał akcjonariuszy mniejszościowych	35.e)	6 312	6 328
Kapitały własne wg MSSF		17 746 773	16 969 642
	Noty objaśniające	31 grudnia 2004	
Zysk netto wg PZR		1 109 512	
Przeszacowanie środków trwałych na 01.01.2004	35.a)	(361 897)	
Korekta zysków aktuarialnych	35.b)	414	
Podatek odroczony od korekt MSSF	35.c)	68 670	
Wyплаты z podziału zysku dla pracowników	35.d)	(23 638)	
Zysk akcjonariuszy mniejszościowych	35.e)	52	
Zysk netto wg MSSF		793 113	

35.a) Przeszacowanie środków trwałych na dzień 1 stycznia 2004 roku

W korekcie tej Spółka uwzględniła wszystkie zmiany wynikające z zastosowania: MSR 38 „Wartości niematerialne”, MSR 16 „Rzeczowe aktywa trwałe”, MSSF 5 „Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży oraz działalność zaniechana” oraz MSR 36 „Utrata wartości aktywów”.

Główną kwotę korekty stanowi wartość przeszacowania majątku, którego spółka dokonała według stanu na dzień 1 stycznia 2004 roku.

Zgodnie z MSSF 1 spółka sporządza swoje skonsolidowane sprawozdanie finansowe wg MSSF po raz pierwszy. W związku z tym korzystając z dopuszczanego przez MSSF 1 rozwiązania Grupa dokonała jednorazowej wyceny przez niezależnego eksperta składników majątku trwałego do wartości godziwej na dzień zastosowania MSSF. Wartości ta została potraktowana jako podstawa amortyzacji w kolejnych okresach.

35.b) Korekta zysków aktuarialnych

Jednostki Grupy Kapitałowej ujmują w księgach rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne (NJI OE) w wysokości wyliczonej przez aktuarium bez uwzględniania zysków i strat aktuarialnych. Zgodnie z MSR jednostka powinna ujmować w rachunku zysków i strat wszystkie koszty dotyczące wyceny tych rezerw. W związku z tym zyski aktuarialne zostały ujęte w sprawozdaniu jako zwiększenie kosztu okresu.

35.c) Podatek odroczony od korekt MSSF

Sposób naliczania podatku odroczonego w PZR i w MSSF jest identyczny. Konieczność wprowadzenia korekty podatku odroczonego związana jest z pozostałymi korektami dostosowującymi PZR do MSSF, w wyniku których zmienia się wielkość różnic przejściowych będących podstawą do naliczenia podatku odroczonego.

35.d) Wyплаты z podziału zysku dla pracowników

Według dotychczasowych zasad rachunkowości jednostki Grupy Kapitałowej wykazują kwoty przekazane zgodnie z uchwałą o podziale zysku na zakładowy fundusz świadczeń socjalny (ZFŚS) oraz fundusz nagród jako podział wyniku finansowego netto.

Zgodnie z MSR kwoty przekazane na ZFŚS i fundusz nagród nie stanowią podziału zysku netto, lecz spełniają definicję kosztu. W związku z tym wszelkie kwoty przekazane na ZFŚS i fundusz nagród zostały ujęte jako koszt w momencie powstania zobowiązania tj. w momencie podjęcia uchwały o

podziale zysku netto. W wyniku ujęcia tej korekty wzrosły koszty świadczeń pracowniczych co wpłynęło na zmniejszenie wyniku danego okresu.

35.e) Udziały akcjonariuszy mniejszościowych

Zgodnie z polskimi przepisami kapitał udziałowców mniejszościowych prezentowany jest w odrębnej pozycji bilansu skonsolidowanego, a udział mniejszości w wyniku finansowym za okres pomniejsza zysk netto. Zgodnie z MSR, kapitały mniejszości prezentowane są w ramach kapitału własnego w podziale na kapitał przypadających na akcjonariuszy jednostki dominującej oraz kapitał akcjonariuszy mniejszościowych, a zysk netto za okres zawiera zarówno zyski przypadające akcjonariuszom jednostki dominującej jak i akcjonariuszom mniejszościowym w jednostkach zależnych. W związku z powyższym dokonano korekt rekłasyfikacyjnych dotyczących prezentacji udziałów mniejszości w danych skonsolidowanych.

36. INFORMACJA NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG S.A.

I. Spółka PGNiG S.A. w 2005 roku realizowała przyjęty przez Radę Ministrów RP 5 października 2004 roku „Program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.”, który uwzględnia m.in. postanowienia Dyrektywy Gazowej 2003/55/EC zobowiązującej kraje członkowskie UE do wyodrębnienia Operatorów Systemu Przesyłowego (OSP) od 1 lipca 2004 roku oraz Operatorów Systemu Dystrybucyjnego (OSD) od 1 lipca 2007 roku.

a. W wyniku negocjacji zmierzających do uzyskania zgody wierzycieli na realizację „Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG S.A.” (a w szczególności zawarcia umowy leasingu operacyjnego składników systemu przesyłowego na rzecz OGP Gaz-System Sp. z o.o.), w marcu 2005 roku podpisane zostały odpowiednie aneksy do umów kredytowych oraz uzyskana została zgoda euroobligatariuszy na wcześniejsze umorzenie (wykup) obligacji wyemitowanych w 2001 roku. Na tej podstawie, w dniu 6 kwietnia 2005 roku ostatecznie zakończone zostało umorzenie euroobligacji.

W drugiej połowie 2005 roku Spółka podjęła działania w celu dalszej restrukturyzacji zadłużenia. Efektem tych działań było znaczące obniżenie kosztów finansowych oraz poprawa płynności finansowej. 27 lipca 2005 roku PGNiG S.A. zawarła umowę kredytu konsorcjalnego na kwotę 900.000 tysięcy EUR z konsorcjum banków. Kredyt ten dzieli się na kredyt terminowy w kwocie 600.000 tysięcy EUR oraz kredyt odnawialny w kwocie 300.000 tysięcy EUR. Kredyt odnawialny może być udzielany, na żądanie PGNiG S.A., także w odpowiedniej kwocie w dolarach amerykańskich lub złotych. Kredyt udzielony został na następujące okresy: do 27 lipca 2010 roku, w odniesieniu do kredytu terminowego oraz do 27 lipca 2008 roku, w odniesieniu do kredytu odnawialnego. Kwota kredytu terminowego została w całości przeznaczona na spłatę kredytu konsorcjalnego w kwocie 600.000 tysięcy EUR. Kwota kredytu odnawialnego może być przeznaczona na spłatę rat z innych, zaciągniętych przez Spółkę kredytów lub na sfinansowanie ogólnych potrzeb finansowych Spółki.

b. W dniu 28 kwietnia 2005 roku Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. wyraziło zgodę na nieodpłatne zbycie 100% udziałów OGP Gaz-System Sp. z o.o. (w owym czasie pod nazwą PGNiG-Przesył Sp. z o.o.) na rzecz Skarbu Państwa. Udziały na rzecz Skarbu Państwa zostały przekazane w dniu 13 maja 2005 roku (wraz ze 193 pracownikami tworzącymi Centralę Spółki). Z dniem 8 lipca 2005 roku pracownicy sześciu Regionalnych Oddziałów Przesyłu (1988 osób) zostali przejęci na podstawie art. 23¹ KP przez OGP Gaz-System i stali się pracownikami terenowych Oddziałów OGP Gaz-System. W ten sposób PGNiG S.A. wywiązała się z wymogów w tym zakresie zawartych w Programie restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A. z 2004 roku jak również w artykule 9k Prawa energetycznego dotyczącego bezpośredniego podporządkowania operatorów systemów przesyłowych Skarbowi Państwa. Przekazanie pakietu 100% udziałów w OGP Gaz-System na rzecz Skarbu Państwa poprzedzone było długim i skomplikowanym procesem uzgodnień zapisów umowy leasingowej, koniecznością przeprowadzenia dodatkowych analiz i konsultacji oraz wyjaśnień z właściwymi organami kwestii podatkowych tego przedsięwzięcia i ostatecznych interpretacji przepisów Rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie sposobu finansowania zbywania akcji oraz formy i warunków zapłaty za akcje nabywane od Skarbu Państwa.

c. Zgodnie z założeniami Programu rządowego, sukcesywna sprzedaż na rzecz OGP Gaz-System Sp. z o.o. składników systemu przesyłowego, w tym tzw. elementów „aktywnych” z punktu widzenia ruchu systemu, miała się najwcześniej rozpocząć z dniem 1 listopada 2006 roku. W celu kapitałowego wzmocnienia pozycji i standingu finansowego OGP Gaz-System Sp. z o.o., Minister Skarbu Państwa postanowił pobrać z wypracowanego przez PGNiG S.A. zysku netto za 2004 rok

-
- dywidendę w formie niepieniężnej w postaci składników majątku przesyłowego o wartości 500.000 tysięcy złotych, a następnie dokonać wniesienia tego majątku na podwyższenie kapitału zakładowego OGP Gaz-System Sp. z o.o. 1 i 7 lipca 2005 roku Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło szereg uchwał dotyczących szczegółowego określenia i wypłaty dywidendy niepieniężnej na rzecz Skarbu Państwa i związanego z tym wyposażania w majątek OGP Gaz-System Sp. z o.o.
- d. Na podstawie Uchwały NWZ PGNiG S.A. z dnia 1 lipca 2005 roku, wypełniając zobowiązanie wynikające z aktu notarialnego (z dnia 7 lipca 2005 roku), PGNiG S.A. złożyła w dniu 31 sierpnia 2005 roku do OGP Gaz-System nieodwołalne oferty sprzedaży systemu przesyłowego objętego Umową leasingu w postaci 69 segmentów systemu przesyłowego oraz odrębne oferty sprzedaży składników majątku w postaci nieruchomości oraz budynków, budowli i urządzeń, których prawa własności nie są bezpośrednio związane z ww. segmentami.
- e. W wyniku uzgodnień z Ministerstwem Gospodarki oraz Ministerstwem Skarbu Państwa na wniosek Zarządu PGNiG S.A. dokonano zmian Statutu Spółki PGNiG S.A. w celu ukształtowania go w sposób umożliwiający przeprowadzenie procesu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A., a w szczególności wyposażenia w majątek przesyłowy OGP Gaz-System Sp. z o.o. (wypłaty dywidendy w formie niepieniężnej w latach 2005-2009), zawarcia umowy leasingu oraz uzyskania statusu spółki publicznej. Stosowne zmiany zabezpieczające interes Skarbu Państwa, dokonano uchwałami NWZ z dnia 29 kwietnia 2005 roku, 5 maja 2005 roku, 22 czerwca 2005 roku a w dniu 24 czerwca 2005 roku uchwałą NWZ PGNiG S.A. zatwierdzony został jednolity tekst Statutu Spółki.
- f. Przez szereg miesięcy opracowywana i uzgadniana była kluczowa dla Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A. Umowa leasingu składników systemu przesyłowego pomiędzy PGNiG S.A. i OGP Gaz-System Sp. z o.o.
- Prace uwzględniały między innymi wskazówki Ministerstwa Skarbu Państwa oraz Ministerstwa Gospodarki i Pracy a także Prezesa URE. W oparciu o zatwierdzoną przez Urząd Regulacji Energetyki, Wartość Regulowaną Aktywów (WRA – metoda dochodowa), określono wartość umowy leasingu na 4.500.000 tysięcy złotych. Wynegocjowano m.in. wieloletni okres spłat (204 miesięcznych rat) dla poszczególnych składników majątku, oraz wartość wykupu po okresie leasingu określoną na 450.000 tysięcy złotych.
- Z uwagi na konieczność dostosowania wykazu majątku leasingowego do majątku objętego dywidendą rzeczową, która została uchwalona przez Ministra Skarbu Państwa w dniu 29 kwietnia 2005 roku przyjęto na potrzeby Umowy wykaz majątku objętego leasingiem. W tym zakresie uregulowano stan prawny nieruchomości, usystematyzowano kilkanaście tysięcy środków trwałych w formie kompletnych segmentów systemu przesyłowego wg odrębnych wykazów z uwzględnieniem wyceny majątku przesyłowego metodą Wartości Regulowanej Aktywów.
- Ostateczny tekst umowy podpisanej 6 lipca 2005 roku przez PGNiG S.A. i OGP Gaz-System Sp. z o.o. zaakceptowany został przez WZ PGNiG S.A. i ZW OGP Gaz-System Sp. z o.o. 7 lipca 2005 roku. W związku z powyższym dotychczasowe oddziały PGNiG S.A. - Regionalne Oddziały Przesyłu postawione zostały w stan likwidacji a ich pracownicy, na zasadach określonych w art. 23' Kp, stali się pracownikami OGP Gaz System.
-

- g. Wynegocjowano i podpisano łącznie kilkanaście umów regulujących relacje gospodarcze pomiędzy PGNiG S.A. a OGP Gaz-System Sp. z o.o., w tym m.in. kluczowe umowy (poza umową leasingową przedstawioną powyżej):
- Umowa Nr 1 o świadczenie usługi przesyłania (gaz ziemny wysokometanowy);
 - Umowa Nr 2 o świadczenie usługi przesyłania (gaz ziemny zaazotowany);
 - Umowa o sprzedaży paliwa gazowego (na potrzeby OGP);
 - Umowa w sprawie przygotowania technicznego i realizacji inwestycji dla potrzeb systemu przesyłowego;
 - Umowa o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych;
 - Umowa o operatywne zarządzanie pojemnościami magazynów gazu;
 - Umowa na sprężanie paliwa gazowego (Oddział w Odolanowie) na potrzeby systemu przesyłowego;
 - Umowy obustronne o świadczenie usług eksploatacyjnych na gazociągach, stacjach oraz zarządzanie strumieniem gazu w systemach Ls i Lw.
- h. Zgodnie z wymogami Dyrektywy 2003/55/EC, Uchwałą nr 339/2004 z dnia 22 czerwca 2004 roku Zarząd PGNiG S.A. przyjął „Wytoczne właścicielskie dla Spółek Gazownictwa w zakresie utworzenia operatorów systemów dystrybucyjnych”, na podstawie których z dniem 1 lipca 2004 roku wyodrębniono w ramach Spółek Gazownictwa operatorów systemów dystrybucyjnych (w formie oddziałów rejestrowych spółek). Realizowane w roku 2005 prace zmierzające do prawnego rozdzielania działalności handlowej i dystrybucyjnej (opracowanie „Projektu rozdzielania działalności handlowej i technicznej dystrybucji gazu w Grupie Kapitałowej PGNiG S.A.”) weszły w etap końcowych analiz finansowych kilku możliwych zarówno z prawnego, jak i ekonomicznego punktu widzenia wariantów organizacji obrotu i dystrybucji.

II. W ramach restrukturyzacji wewnętrznej spółki PGNiG S.A.

- a. W dniu 13 maja 2005 roku NWZ PGNiG S.A. wyraziło zgodę na zawiązanie spółki Zakład Robót Górniczych Krosno sp. z o.o. z siedzibą w Krośnie i pokrycie udziałów wkładem niepieniężnym w postaci składników majątkowych stanowiących zorganizowaną część przedsiębiorstwa spółki PGNiG S.A. (na majątku Oddziału PGNiG S.A. Zakład Robót Górniczych w Krośnie). Spółka PGNiG S.A. objęła 26.802 udziałów na kwotę 26.802 tysięcy złotych. Spółka ZRG Krosno podjęła działalność w lipcu 2005 roku.
- b. Został zakończony proces likwidacji (księgowo – rozliczeniowy) Oddziału Geovita PGNiG S.A. W dniu 28 czerwca 2005 roku została podjęta uchwała Zarządu PGNiG S.A. w sprawie likwidacji Oddziału PGNiG S.A. – Geovita w Warszawie.
- c. Z dniem 8 lipca 2005 roku wszczęto formalny proces likwidacji sześciu Regionalnych Oddziałów Przesyłu. Proces ten zakończono 28 lutego 2006 roku.
- d. Realizacja Programu restrukturyzacji zatrudnienia

W Grupie Kapitałowej PGNiG S.A. od 2000 roku realizowany jest Program restrukturyzacji zatrudnienia. Program ten zakłada szeroką dywersyfikację działań restrukturyzacyjnych, poczynając od przechodzenia pracowników na emerytury wiekowe i wcześniejsze emerytury oraz świadczenia przedemerytalne, poprzez zatrudnianie pracowników w spółkach z udziałem kapitałowym PGNiG S.A. oraz spółkach pracowniczych, bądź w podmiotach kooperujących z PGNiG S.A., po ograniczanie wymiaru czasu pracy na wybranych stanowiskach oraz likwidację stanowisk pracy.

II etap Programu restrukturyzacji zatrudnienia pierwotnie przewidywany był na lata 2003 – 2006. Jednak w uzgodnieniu z Centralami Związków Zawodowych dokonano dostosowania Programu restrukturyzacji zatrudnienia (II etap) do nowych przepisów krajowych i dyrektyw unijnych oraz zmian, które zaszły w zakresie prawa pracy, prawa ubezpieczeniowego, nowej ustawy o promocji zatrudnienia, nowej ustawy o świadczeniach przedemerytalnych, znowelizowanej ustawy o zamówieniach publicznych.

W konsekwencji powyższego dokonano nowelizacji Programu restrukturyzacji zatrudnienia, która została zaakceptowana przez organy korporacyjne Spółki PGNiG S.A. (uchwała NWZ PGNiG S.A. z 15 lipca 2005 roku). Podstawowe zmiany Programu dotyczą: wydłużenia okresu obowiązywania do końca 2007 roku, korekty w zakresie funkcji, jakie powinny pozostać w ramach Grupa Kapitałowa PGNiG S.A. oraz nowych, wyższych wysokości tzw. tytułów osłonowych. Ponadto

znowelizowany Program umożliwi częściowe finansowanie osłon z utworzonego Centralnego Funduszu Restrukturyzacji, dla wspierania restrukturyzacji zatrudnienia w tych podmiotach Grupy Kapitałowej, których trudna sytuacja finansowa tego wymaga. Znowelizowany Program zakłada, że w latach 2004 – 2007 restrukturyzacją zostanie objętych maksymalnie 4.142 osoby, co daje łącznie z rokiem 2003 (objęto restrukturyzacją 1.406 osób) przewidywaną wielkość na poziomie 5.548 osób.

W latach 2004 – 2005 Programem w różnych formach objęto 3.260 pracowników w tym:

- w oddziałach Spółki PGNiG S.A. - 1.055 osób,
- w spółkach gazownictwa - 1.385 osób,
- w pozostałych spółkach zależnych - 713 osób,
- w ROP-ach (do 30 czerwca 2005r.) - 107 osób.

Oszczędności w zakresie wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych w tym okresie wyniosły 144 milionów złotych, zaś efekt restrukturyzacji (po uwzględnieniu kosztów restrukturyzacji i konsekwencji finansowych wynikających z niezbędnych przyjęć do pracy) osiągnął wielkość 61 milionów złotych. Bezwzględny stan zatrudnienia w podmiotach objętych Programem w okresie 1 stycznia 2003 roku – 31 grudnia 2005 roku zmniejszył się o 5.511 osób (łącznie z transferem 2.181 osób związanym z wydzieleniem OGP Gaz – System Sp. z o.o. poza Grupę Kapitałową PGNiG S.A.). W samym 2005 roku restrukturyzacją objęto 1.542 osoby a wydatkowano na ten cel 13.466,3 tysięcy złotych. (w tym z tytułu: osłon z dodatkowego odpisu na ZFŚS – 9.321 tysięcy złotych, odprawy ustawowe – 4.145,3 tysięcy złotych)

37. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM

37.a. W dniu 1 stycznia 2006 roku PGNiG S.A. została poinformowana przez Krajową Dyspozycję Gazu o spadku ciśnienia na punkcie zdawczo - odbiorczym na granicy polsko - ukraińskiej w Drozdowiczach. Oznacza to zmniejszenie dostaw gazu z kierunku ukraińskiego. Był to efekt decyzji rosyjskiej firmy Gazprom o ograniczeniu dostawy gazu rosyjskiego dla Ukrainy. Ograniczenie to stanowiło 14 proc. całości zużywanego w Polsce gazu. W dniu 3 stycznia 2006 roku o godzinie 08:00 zostały wznowione dostawy gazu z kierunku ukraińskiego. W związku z tym sytuacja w zakresie dostaw gazu w Drozdowiczach powróciła do normy i była stabilna. Ponownie, w dniu 22 stycznia 2006 roku, w związku z niższymi dostawami gazu z importu na punkcie zdawczo – odbiorczym Drozdowicze (na granicy polsko-ukraińskiej) PGNiG S.A. podjęła decyzję o zmniejszeniu dostaw gazu do Zakładów Wielkiej Syntezy Chemicznej oraz PKN ORLEN S.A. W dniu 7 lutego 2006 roku od godziny 22:00 zostały w pełni wznowione dostawy gazu do wszystkich odbiorców przemysłowych.

37.b. W dniu 6 stycznia 2006 roku PGNiG S.A. poinformowała o zwołaniu Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia na dzień 13 lutego 2006 roku. W porządku obrad Walnego Zgromadzenia znalazły się m. in. zmiany w Statucie Spółki oraz uchwalenie regulaminu Walnego Zgromadzenia PGNiG S.A.

37.c. W dniu 12 stycznia 2006 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. postanowiła wszcząć postępowanie kwalifikacyjne na stanowiska członków Zarządu PGNiG S.A. tj.: Prezesa Zarządu, Wiceprezesa Zarządu ds. ekonomiczno-finansowych, Wiceprezesa Zarządu ds. techniczno-inwestycyjnych.

36.d. W dniu 17 lutego 2006 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała w skład Zarządu Pana Stanisława Niedbalca, na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Techniczno – Inwestycyjnych oraz Pana Bogusława Marca, na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Ekonomiczno – Finansowych

37.e. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, decyzją z dnia 1 lutego 2006 roku udzielił PGNiG S.A. koncesji na magazynowane paliw gazowych na okres od 10 lutego 2006 roku do 31 grudnia 2025 roku. Przedmiotem działalności objętej koncesją stanowi działalność gospodarcza polegająca na magazynowaniu gazu ziemnego w 6 bezzbiornikowych magazynach gazu ziemnego o łącznej pojemności magazynowej 1621,73 mln m³, eksploatowanych przez PGNiG S.A.

37.f. W dniu 3 marca 2006 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. odwołała ze składu Zarządu Pana Franciszka Kroka, Wiceprezesa Zarządu ds. Handlu i Marketingu. Obowiązki Prezesa Zarządu zostały powierzone Panu Bogusławowi Marcowi, Wiceprezesowi Zarządu ds. Ekonomiczno-Finansowych (dotychczas obszar ten nadzorował Pan Jan Anysz, Wiceprezes Zarządu). Rada Nadzorcza PGNiG S.A. postanowiła ponadto wszcząć postępowanie kwalifikacyjne na stanowiska członków Zarządu PGNiG S.A. tj.: Wiceprezesa Zarządu ds. Projektów Strategicznych oraz Wiceprezesa Zarządu ds. Handlu i Marketingu.

37.g. W dniu 20 marca 2006 roku PGNiG S.A. otrzymała decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („Prezes URE”) z dnia 17 marca 2006 roku w sprawie zatwierdzenia zmiany taryfy w zakresie cen paliw gazowych. Taryfy będą obowiązywać przez okres dziewięciu miesięcy, począwszy od 1 kwietnia 2006 roku.

Poniższa tabela przedstawia zmienione ceny za paliwo gazowe w odniesieniu do grup taryfowych odbiorców gazu wysokometanowego oraz zaazotowanego a także opłaty abonamentowe.

Grupa taryfowa	Cena za paliwo gazowe	Stawki opłat abonamentowych
	zł/m ³	zł/miesiąc
Dla odbiorców gazu wysokometanowego (GZ 50) E		
E1 - E4	0,7086	541,00
Dla odbiorców gazu zaazotowanego (GZ 35) Ls		
Ls1 – Ls4	0,4490	541,00
Dla odbiorców gazu naazotowanego (GZ 41,5) Lw		
Lw1 – Lw4	0,5240	541,00

Zmiana taryfy zostanie wprowadzona zgodnie z art. 47 ust. 3 pkt 1 oraz art. 47 ust. 4 Prawa energetycznego.

37.h. W dniu 24 marca 2006 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. postanowiła wszcząć postępowanie kwalifikacyjne na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG S.A.

37.i. Rada Nadzorcza PGNiG S.A. na posiedzeniu w dniu 6 kwietnia 2006 roku powołała Pana Bartłomieja Pawlaka na funkcję Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A. ds. Projektów Strategicznych, a w dniu 7 kwietnia 2006 roku Pana Zenona Kuchciaka na funkcję Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A. ds. Handlu i Marketingu. Pan Bartłomiej Pawlak i Pan Zenon Kuchciak od dnia 29 listopada 2005 roku pełnili funkcje prokurentów Spółki.

37.j. W dniu 20 kwietnia PGNiG S.A. poinformowała, iż uległa zmianie informacja zawarta w Prospekcie Emisyjnym PGNiG S.A. dotycząca prognozy wydobycia ropy naftowej z 1,4 mln ton do około 1,1 mln ton w roku 2008. Korekta wydobycia wynika z niższych niż przewidywano zasobów wydobywalnych ropy naftowej złóż Lubiatów i Grotów oraz stwierdzonej, w wyniku przeprowadzenia prac geologicznych, dużej zmienności własności zbiornikowych tych złóż. Prowadzone są dalsze prace rozpoznawcze na złożu Grotów, co może mieć także wpływ na ostateczną wielkość zasobów i prognozę produkcji węglowodorów w ramach projektu Lubiatów – Międzychód – Grotów.

37.k. Rada Nadzorcza PGNiG S.A. na posiedzeniu w dniu 25 kwietnia 2006 roku powołała Pana Bogusława Marca na funkcję Prezesa Zarządu PGNiG S.A.. Pan Bogusław Marzec od dnia 17 lutego 2006 roku pełnił funkcję Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A. ds. Ekonomiczno - Finansowych.