



PGNiG

**Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA**

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE

**ZA OKRESY 12 MIESIĘCY ZAKOŃCZONYCH
31 GRUDNIA 2006 ORAZ 31 GRUDNIA 2005 ROKU**

**SPORZĄDZONE ZGODNIE Z MIĘDZYNARODOWYMI
STANDARDAMI SPRAWOZDAWCZOŚCI FINANSOWEJ**

SPIS TREŚCI

WYBRANE DANE FINANSOWE	4
SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT	5
SKONSOLIDOWANY BILANS	6
SKONSOLIDOWANY RACHUNEK PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	7
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM	8
INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO ...	10
1. INFORMACJE OGÓLNE	10
2. INFORMACJE O STOSOWANYCH ZASADACH RACHUNKOWOŚCI	10
3. INFORMACJE DOTYCZĄCE SEGMENTÓW DZIAŁALNOŚCI	22
4. ŚWIADCZENIA PRACOWNICZE I POZOSTAŁE KOSZTY OPERACYJNE NETTO	25
5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE	26
6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI	26
7. PODATEK DOCHODOWY	27
8. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA	30
9. ZYSK PRZYPADAJĄCY NA JEDNĄ AKCJĘ	30
10. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY	30
11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE	31
12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE	34
13. WARTOŚCI NIEMATERIALNE	35
14. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY	37
15. INNE AKTYWA FINANSOWE	37
16. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO	38
17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE	38
18. ZAPASY	38
19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI	39
20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO	39
21. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE	40
22. AKTYWA FINANSOWE PRZEZNACZONE DO OBROTU	40
23. ŚRODKI PIENIĘŻNE	40
24. KAPITAŁ PODSTAWOWY	40
25. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE	41
26. REZERWY	42
27. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE PRZYCHODÓW	45
28. REZERWA NA PODATEK ODROZONY	45
29. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA	45
30. POCHODNE INSTRUMENTY ZABEZPIECZAJĄCE WYCENIANE WEDŁUG WARTOŚCI GODZIWEJ ODNOSZONE NA RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT	46
31. ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE	49
32. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH	52
33. CELE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM	60
34. ŚREDNIE ZATRUDNIENIE W PODZIALE NA GRUPY (DANE W OSOBACH)	61
35. INFORMACJA NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG S.A.	61
36. GŁÓWNE PRZYCZYNY NIEPEWNOŚCI WARTOŚCI SZACUNKOWYCH	64
37. ZESTAWIENIE ORAZ OBJASNIENIE RÓŻNIC POMIĘDZY DANYMI UJAWNIONYMI W SPRAWOZDANIU FINANSOWYM I PORÓWNYWALNYCH DANYCH FINANSOWYCH, A UPRZEDNIO SPORZĄDZONYMI I OPUBLIKOWANYMI SPRAWOZDANIAMI FINANSOWYMI	65
38. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM	66

Członkowie Zarządu

Prezes Zarząd	Krzysztof Głogowski	_____
Wiceprezes Zarządu	Jan Anysz	_____
Wiceprezes Zarządu	Zenon Kuchciak	_____
Wiceprezes Zarządu	Stanisław Niedbalec	_____
Wiceprezes Zarządu	Tadeusz Zwierzyński	_____

Warszawa, 3 kwietnia 2007 rok

WYBRANE DANE FINANSOWE**za okres zakończony 31 grudnia 2006 roku**

	PLN		EUR	
	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
I. Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów	15 197 653	12 559 988	3 897 734	3 121 192
II. Zysk (strata) z działalności operacyjnej	1 464 609	1 397 720	375 627	347 337
III. Zysk (strata) brutto	1 566 641	1 254 355	401 796	311 711
IV. Zysk (strata) netto	1 323 525	880 663	339 444	218 847
V. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 535 008	2 399 051	393 683	596 171
VI. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(867 160)	(732 253)	(222 400)	(181 967)
VII. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(294 975)	626 884	(75 652)	155 782
VIII. Przepływy pieniężne netto, razem	372 873	2 293 682	95 631	569 986
IX. Aktywa razem	30 739 647	30 363 665	8 023 503	7 866 642
X. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	9 531 536	9 596 085	2 487 872	2 486 161
XI. Zobowiązania długoterminowe	6 661 886	6 624 923	1 738 851	1 716 390
XII. Zobowiązania krótkoterminowe	2 869 650	2 971 162	749 021	769 771
XIII. Kapitał własny	21 208 111	20 767 580	5 535 631	5 380 481
XIV. Kapitał zakładowy	5 900 000	5 900 000	1 539 987	1 528 577
XV. Liczba akcji (średnia ważona w tys. szt.)	5 900 000	5 258 904	5 900 000	5 258 904
XVI. Zysk (strata) na jedną akcję zwykłą (w zł / EUR)	0,22	0,17	0,06	0,04
XVII. Rozwodniony zysk (strata) na jedną akcję zwykłą (w zł / EUR)	0,22	0,17	0,06	0,04
XVIII. Wartość księgowa na jedną akcję (w zł / EUR)	3,59	3,52	0,94	0,91
XIX. Rozwodniona wartość księgowa na jedną akcję (w zł / EUR)	3,59	3,52	0,94	0,91
XX. Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (w zł / EUR)*	0,15	0,10	0,04	0,02

Pozycje od I do VIII, od XVI do XVII zostały przeliczone po średnim kursie EURO w okresie. Pozycje od IX do XIV zostały przeliczone po kursie EURO na koniec okresu.

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do EURO ustalone przez NBP

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Średni kurs w okresie	3,8991	4,0241
Kurs na koniec okresu	3,8312	3,8598

SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT**za okres zakończony 31 grudnia 2006 roku**

	Informacja dodatkowa	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
		(w tysiącach złotych)	
Przychody ze sprzedaży	3	15 197 653	12 559 988
Zużycie surowców i materiałów		(8 611 516)	(6 438 991)
Świadczenia pracownicze	4	(1 822 123)	(1 646 186)
Amortyzacja		(1 296 140)	(1 401 855)
Usługi obce		(2 652 543)	(1 779 138)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		564 979	499 100
Pozostałe koszty operacyjne, netto	4	84 299	(395 198)
Koszty operacyjne razem	3	(13 733 044)	(11 162 268)
Zysk z działalności operacyjnej		1 464 609	1 397 720
Przychody finansowe	5	520 161	645 011
Koszty finansowe	5	(495 582)	(837 980)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	6	77 453	49 604
Zysk brutto		1 566 641	1 254 355
Podatek dochodowy	7	(243 114)	(206 839)
Wypłata z zysku		(2)	(166 853)
Zysk netto za rok obrotowy		1 323 525	880 663
Przypisany:	9		
Akcjonariuszom jednostki dominującej		1 323 050	879 749
Udziałowcom mniejszościowym		475	914
		1 323 525	880 663
Zysk na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej	9		
- podstawowy z zysku za rok obrotowy		0,22	0,17
- rozwodniony z zysku za rok obrotowy		0,22	0,17

SKONSOLIDOWANY BILANS
na dzień 31 grudnia 2006 roku

	Informacja dodatkowa	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
(w tysiącach złotych)			
AKTYWA			
Aktywa trwałe (długoterminowe)			
Rzeczowe aktywa trwałe	11	17 756 155	17 524 429
Nieruchomości inwestycyjne	12	6 765	10 553
Wartości niematerialne	13	1 086 708	952 698
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	6	589 284	512 076
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	14	18 112	21 358
Inne aktywa finansowe	15	3 275 379	4 107 585
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	16	440 596	384 504
Pozostałe aktywa trwałe	17	48 672	17 248
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem		23 221 671	23 530 451
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)			
Zapasy	18	1 351 203	815 345
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	19	2 529 594	2 618 350
Należności z tytułu podatku bieżącego	20	17 187	30 883
Rozliczenia międzyokresowe	21	33 176	17 501
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	22	23 265	30 391
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	30	5 723	120 273
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	23	3 557 828	3 200 471
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem		7 517 976	6 833 214
Suma Aktywów		30 739 647	30 363 665
PASYWA			
Kapitał własny			
Kapitał podstawowy (akcyjny)	24	5 900 000	5 900 000
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		(15 609)	(14 086)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartość nominalnej		1 740 093	1 740 093
Inne kapitały rezerwowe		2 890 068	2 624 841
Zyski (straty) zatrzymane		10 685 888	10 509 489
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)		21 200 440	20 760 337
Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych		7 671	7 243
Kapitał własny razem		21 208 111	20 767 580
Zobowiązania długoterminowe			
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	25	2 343 846	2 369 082
Rezerwy	26	1 179 882	981 493
Rozliczenia międzyokresowe przychodów	27	1 082 084	1 151 115
Rezerwa na podatek odroczonego	28	2 056 074	2 123 233
Zobowiązania długoterminowe razem		6 661 886	6 624 923
Zobowiązania krótkoterminowe			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	29	2 173 702	2 108 806
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	25	113 621	89 218
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	30	55 067	173 177
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	20	184 556	75 201
Rezerwy	26	250 529	426 315
Rozliczenia międzyokresowe przychodów	27	92 175	98 445
Zobowiązania krótkoterminowe razem		2 869 650	2 971 162
Suma Zobowiązań		9 531 536	9 596 085
Suma Pasywów		30 739 647	30 363 665

SKONSOLIDOWANY RACHUNEK PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH**za okres zakończony 31 grudnia 2006 roku**

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
	(w tysiącach złotych)	
Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
Wynik finansowy netto	1 323 525	880 663
Korekty o pozycje:		
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	(77 453)	(49 604)
Amortyzacja	1 296 140	1 401 855
Zyski/Straty z tytułu różnic kursowych netto	33 039	(283 991)
Odsetki i dywidendy netto	(191 952)	87 349
Zysk/strata na działalności inwestycyjnej	(145 201)	283 959
Podatek dochodowy bieżącego okresu	243 114	206 839
Podatek dochodowy zapłacony	(243 315)	(239 687)
Pozostałe pozycje netto	37 229	(198 440)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego	2 275 126	2 088 943
Zmiana stanu kapitału obrotowego:		
Zmiana stanu należności netto	(5 711)	(537 231)
Zmiana stanu zapasów	(535 802)	(217 014)
Zmiana stanu rezerw	(115 882)	132 259
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	4 285	917 875
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów	(47 100)	(147 882)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	(39 907)	162 101
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 535 009	2 399 051
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
Wpływy ze sprzedaży rzeczowego majątku trwałego oraz wartości niematerialnych i	19 159	19 376
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach nie objętych konsolidacją	4 598	2 570
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych	117 895	231 638
Nabycie rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych i prawnych	(1 582 072)	(1 320 664)
Nabycie udziałów w jednostkach nie objętych konsolidacją	-	(1 698)
Nabycie krótkoterminowych papierów wartościowych	-	-
Otrzymane odsetki	285 190	165 122
Otrzymane dywidendy	1 415	1 506
Wpływy z tytułu leasingu finansowego	243 248	125 886
Pozostałe pozycje netto	43 407	44 011
Środki pieniężne netto na działalność inwestycyjnej	(867 160)	(732 253)
Przepływy Środków Pieniężnych z Działalności Finansowej		
Wpływy netto z wydania udziałów (emisji akcji) i innych instrumentów kapitałowych	-	2 640 093
Wpływy z tytułu zaciągnięcia kredytów i pożyczek	22 797	2 305 445
Splata kredytów i pożyczek	(15 072)	(1 164 818)
Wpływy z emisji papierów dłużnych	-	-
Wykup papierów dłużnych	-	(2 799 327)
Splata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	(25 335)	(50 757)
Wpływy z tytułu transakcji terminowych	230 350	277 504
Wydatki z tytułu transakcji terminowych	(242 434)	(281 289)
Wypłacone dywidendy	(203 519)	(150 572)
Zapłacone odsetki	(77 996)	(104 578)
Pozostałe pozycje netto	16 235	(44 817)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(294 974)	626 884
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	372 875	2 293 682
Różnice kursowe netto	(15 518)	191
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	3 205 089	911 407
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	3 577 964	3 205 089

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM
za rok zakończony 31 grudnia 2006 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 wartość nominalną	Inne kapitały rezerwowe	Zyski (straty) zatrzymane	Razem		
	(w tysiącach złotych)							
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)
Pozostałe zmiany	-	-	-	(42)	(92)	(134)	17-	(117)
Zaprzestanie konsolidacji jednostki zależnej	-	-	-	(332)	2 593	2 261	-	2 261
Wyplata 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

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM – c.d.
za rok zakończony 31 grudnia 2006 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 wartość nominalną	Inne kapitały rezerwowe	Zyski (straty) zatrzymane	Razem		
	(w tysiącach złotych)							
1 stycznia 2006	5 900 000	(14 086)	1 740 093	2 624 841	10 509 489	20 760 337	7 243	20 767 580
Różnice kursowe z przeliczenia oddziałów zagranicznych	-	(1 523)	-	-	-	(1 523)	-	(1 523)
Włączenie do konsolidacji jednostki zależnej	-	-	-	2 944	592	3 536	-	3 536
Pozostałe zmiany	-	-	-	42-	(2)	40	(47)	(7)
Wyplata dywidendy właścicielom jednostki dominującej	-	-	-	-	(885 000)	(885 000)	-	(885 000)
Przeniesienia	-	-	-	262 241	(262 241)	-	-	-
Zysk netto za 2006 rok	-	-	-	-	1 323 050	1 323 050	475	1 323 525
31 grudnia 2006	5 900 000	(15 609)	1 740 093	2 890 068	10 685 888	21 200 440	7 671	21 208 111

INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO na dzień 31 grudnia 2006 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. Aktualnie Spółka jest wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego 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 2006 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”).

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”).

W roku bieżącym Grupa przyjęła wszystkie nowe i zweryfikowane standardy i interpretacje wydane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (RMSR) i Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (KIMSF), mające zastosowanie do prowadzonej przez nią działalności i obowiązujące w rocznych okresach sprawozdawczych od 1 stycznia 2006 roku. Przyjęcie nowych i zweryfikowanych standardów i interpretacji nie spowodowało zmian w zasadach rachunkowości Grupy wpływających na wielkości wykazywane w sprawozdaniach finansowych za lata ubiegłe i za rok bieżący.

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)

MSSF w kształcie zatwierdzonym przez UE nie różnią się obecnie w znaczący sposób od regulacji przyjętych przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (RMSR), za wyjątkiem poniższych standardów, które według stanu na 31 grudnia 2006 roku nie zostały jeszcze przyjęte do stosowania:

- KIMSF 10 „Śródroczna sprawozdawczość finansowa i utrata wartości”
KIMSF 10 ma zastosowanie po raz pierwszy do okresów rocznych rozpoczynających się od dnia 1 listopada 2006. Interpretacja daje wytyczne dotyczące niejasności przy zastosowaniu wymogów MSR 34 „Śródroczna sprawozdawczość finansowa” i postanowień innych standardów na temat rozpoznawania i odwracania w sprawozdaniach finansowych utraty wartości w odniesieniu do wartości firmy i danych aktywów finansowych.
- KIMSF 11 „Transakcje w grupie kapitałowej i transakcje na akcjach własnych”
KIMSF 11 ma zastosowanie po raz pierwszy do okresów rocznych rozpoczynających się 1 marca 2007r. Interpretacja daje wytyczne dotyczące ujęcia transakcji, w których jednostka rozlicza płatności w instrumentach kapitałowych jednostki lub spółki dominującej.
- MSSF 8 „Segmenty operacyjne”
MSSF 8 został wydany 30 listopada 2006 r., i zastępuje MSR 14 „Sprawozdawczość dotycząca segmentów działalności”. MSSF 8 ma zastosowanie po raz pierwszy do okresów rocznych rozpoczynających się po 1 stycznia 2009 r. Standard specyfikuje jak jednostka powinna prezentować dane na temat segmentów operacyjnych i wymaga prezentowania informacji opartych na raportach wykorzystywanych wewnętrznie. Standard wprowadza również wymagania wprowadzenia ujawnień dotyczących produktów, usług, obszarów geograficznych i głównych klientów.
- KIMSF 12 „Porozumienia o świadczeniu usług publicznych”
KIMSF 12 ma zastosowanie po raz pierwszy do okresów rocznych rozpoczynających się od lub po 1 stycznia 2008 r. Interpretacja daje wytyczne dla operatorów w umowach koncesji na usługi pomiędzy sektorem publicznym i prywatnym w zakresie ujęcia księgowego tych umów. KIMSF 12 dotyczy umów, w których udzielający koncesji kontroluje lub reguluje, jakie usługi operator dostarczy przy pomocy określonej infrastruktury, a także kontroluje znaczący pozostały udział w infrastrukturze na konie okresu realizacji umowy.

Według szacunków Zarządu jednostki dominującej wyżej wymienione standardy i interpretacje nie miałyby istotnego wpływu na skonsolidowane sprawozdanie finansowe, jeżeli zostałyby zastosowane przez Grupę na dzień bilansowy.

Jednocześnie nadal poza regulacjami przyjętymi przez UE pozostaje rachunkowość zabezpieczeń portfela aktywów lub zobowiązań finansowych, których zasady nie zostały zatwierdzone do stosowania w UE.

Według szacunków Zarządu jednostki dominującej zastosowanie rachunkowości zabezpieczeń portfela aktywów lub zobowiązań finansowych według MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena” nie miałyby istotnego wpływu na skonsolidowane sprawozdanie finansowe, jeżeli zostałyby przyjęte przez UE do stosowania na dzień bilansowy.

Ponadto, Grupa sporządzając niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie zastosowała następujących standardów, zmian standardów i interpretacji, które zostały opublikowane i zatwierdzone do stosowania w UE, ale nie mają jeszcze zastosowania:

- Zmiany do MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych” – Ujawnianie informacji na temat kapitału. Zmiana powinna być stosowana dla okresów rocznych rozpoczynających się z dniem 1 stycznia 2007 r. lub później. Stanowi ona uzupełnienie MSSF 7 „Instrumenty Finansowe: Ujawnianie” i wprowadza wymogi dotyczące ujawniania przez wszystkie jednostki:
 - celów jednostki, zasad i procesów zarządzania kapitałem;
 - danych ilościowych dotyczących tego, co jednostka uważa za kapitał;
 - czy jednostka spełniła ewentualne wymogi kapitałowe oraz
 - jeśli nie, jakie są konsekwencje ich niespełnienia.
- MSSF 7 „Instrumenty finansowe: Ujawnianie”
MSSF 7 został wydany 18 sierpnia 2005 r. wraz z dodatkową zmianą MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych – Ujawnianie informacji na temat kapitału”. MSSF 7 obowiązuje dla okresów rocznych rozpoczynających się z dniem 1 stycznia 2007 r. lub po tej dacie.
Wprowadza nowe wymogi dotyczące ujawniania instrumentów finansowych. Zastępuje obowiązujący na datę sporządzenia niniejszego sprawozdania MSR 32 „Instrumenty finansowe: ujawnianie i prezentacja”, ponadto rozszerza zakres ujawnień dotyczących instrumentów finansowych. MSSF 7 wymaga ujawnień ilościowych i jakościowych w zakresie zarządzania ryzykiem wynikającym z instrumentów finansowych: m.in. ryzykiem kredytowym, płynności i rynkowym. Wcześniejsze zastosowanie tego standardu jest dopuszczalne.
- KIMSF 7 „Zastosowanie podejścia dotyczącego przekształcenia zgodnie z MSR 29 - Sprawozdawczość finansowa w warunkach hiperinflacji”
KIMSF 7 daje wytyczne dotyczące zastosowania wymogów MSR 29 w okresie sprawozdawczym, w którym jednostka stwierdza istnienie hiperinflacji w kraju swojej waluty funkcjonalnej, w warunkach, w których gospodarka nie była gospodarką hiperinflacyjną w poprzednim okresie, w związku z czym jednostka zobowiązana jest do skorygowania swojego sprawozdania finansowego zgodnie z MSR 29.
- KIMSF 8, Zakres MSSF 2
Interpretacja KIMSF 8 została wydana 12 stycznia 2006 r. w celu wyjaśnienia, że MSSF 2 „Płatności regulowane akcjami” ma zastosowanie do umów, w których jednostka wypłaca wynagrodzenie w formie akcji własnych za niewystarczające świadczenie wzajemne lub bez takiego świadczenia.
- KIMSF 9 „Ponowna ocena wbudowanych instrumentów pochodnych”
KIMSF 9 ma zastosowanie po raz pierwszy do okresów rocznych rozpoczynających się od dnia 1 czerwca 2006 r. Interpretacja daje wytyczne dotyczące tego, czy jednostka powinna dokonać ponownej oceny kwestii czy wbudowany instrument pochodny powinien być rozpoznany rozłącznie z pierwotną umową.

Według szacunków Zarządu jednostki dominującej wyżej wymienione standardy i interpretacje nie miałyby istotnego wpływu na skonsolidowane sprawozdanie finansowe, jeżeli zostałyby zastosowane przez Grupę na dzień bilansowy. Zarząd nie zamierza stosować tych standardów i interpretacji przed datą ich obowiązywania.

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 godziwej. 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 ujednolicenie zasad rachunkowości stosowanych przez jednostkę z zasadami stosowanymi przez podmiot dominujący.

Wszelkie transakcje, salda, przychody i koszty pomiędzy podmiotami powiązanymi 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 2006 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 2005 roku 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 jednostką 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 ujednolicenie 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 z wyjątkiem spółki PGNiG Finance BV 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

Składniki rzeczowego majątku trwałego początkowo ujmowane są według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia. Po początkowym ujęciu do wyceny rzeczowego majątku trwałego stosuje się model kosztu historycznego, pomniejszonego o dokonane skumulowane umorzenie oraz odpisy z tytułu utraty wartości.

Amortyzację wylicza się dla wszystkich środków trwałych, z pominięciem gruntów i środków trwałych w budowie, przez oszacowany okres ich ekonomicznej przydatności, używając metody liniowej.

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. 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 określone 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, nieodpisana 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 wykazywane są w bilansie w wartości przeszacowanej, pomniejszonej w kolejnych okresach o odpisy amortyzacyjne oraz utratę wartości. Wyceny przeprowadzane są w sytuacji wystąpienia przesłanki 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 ewidencjonowane jest w księgach. Prawo wieczystego użytkowania gruntu nabyte odpłatnie zaprezentowano jako wartości niematerialne i jest amortyzowane przez okres użytkowania. Natomiast prawo wieczystego użytkowania gruntu nabyte nieodpłatnie tj. na mocy decyzji administracyjnej, traktowane jest jako leasing operacyjny i nie jest ujmowane w ewidencji bilansowej. Jest ono jedynie ujmowane 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 odzyskiwalna 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

Aktywa oddane w leasing finansowy są prezentowane w bilansie jako należności w kwocie równej inwestycji leasingowej netto, pomniejszanej o kapitałową część opłat leasingowych dotyczących danego okresu obrotowego skalkulowanych w sposób odzwierciedlający stałą okresową stopę zwrotu na nie rozliczonej części inwestycji leasingowej netto.

Przychody finansowe z tytułu odsetek z leasingu finansowego są ujmowane w odpowiednich okresach przy uwzględnieniu stałej stopy zwrotu z wartości netto inwestycji Spółki 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. Zyski i straty wynikające ze zmiany wartości godziwej ujmowane są w 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 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.).

Wycena zapasów gazu

Gaz w magazynach wyceniany jest po średniej ważonej cen jednostkowych gazu z poszczególnych źródeł pochodzenia. Uśrednione ceny gazu na poszczególnych źródłach są uzyskiwane w następujący sposób:

- gaz z danego miesiąca, pochodzący z poszczególnych kontraktów importowych rejestrowany jest wartościowo i ilościowo w podziale na poszczególne partie odpowiadające poszczególnym punktom wejścia do polskiego systemu gazowniczego. Na podstawie tych danych wyliczana jest średnia ważona cena gazu z tego źródła.
- gaz wydobywany w kopalniach krajowych jest rejestrowany ilościowo w podziale na partie odpowiadające poszczególnym kopalniom. Z kolei wartość tego gazu pochodzi z rozliczenia w

danym miesiącu kosztów wydobycia danej kopalni. Na podstawie tych informacji wyliczany jest techniczny koszt wydobycia gazu, który stanowi cenę gazu z kopalni krajowych.

- cena gazu pozyskanego z Oddziału w Odolanowie oparta jest na koszcie wytworzenia tego gazu, na który składają się techniczny koszt wydobycia gazu zaazotowanego zużytego do produkcji gazu wysokometanowego oraz koszty odazotowania tego gazu w danym miesiącu.
- cena gazu wysokometanowego uzyskiwanego w procesie mieszania gazu o większej kaloryczności z gazami zaazotowanymi jest wyliczana poprzez podzielenie sumy wartości mieszanych gazów przez sumę ilości tych gazów.

Gazu zatłaczany do magazynów w danym miesiącu (ewidencja następuje na oddzielnych partiach odpowiadających poszczególnym Podziemnym Magazynom Gazu (PMG)) wyceniany jest po średnioważonej cenie.

Rozchód gazu w danym miesiącu z PMG do systemu gazowniczego następuje po cenie opartej na średnioważonym koszcie pozyskania w danym miesiącu gazu z danego magazynu.

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 wymienialnymi 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 wyceny wynikający z zastosowania MSSF po raz pierwszy oraz wszelkie zmiany w przeszacowanych rzeczowych aktywach trwałych i wartościach niematerialnych są odnoszone na pozycję zyski/straty zatrzymane.

Kwoty powstałe z podziału zysku prezentowane są w innych kapitałach rezerwowych, natomiast niepodzielony 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 zwiększa wartość odpowiedniego środka trwałego. Późniejsze korekty wysokości rezerwy będące skutkiem zmian szacunków są również traktowane jako korekta wartości środka trwałego.

Szczegółowy opis tytułów rezerw występujących w Grupie PGNiG S.A. został opisany w punkcie 26.

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 ze zobowiązaniami z tytułu dostaw i usług oraz 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, roszczenia 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, odpisywane 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 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 odroczone 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.

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.

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

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 oraz 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 – segment ten obejmuje cały proces produkcji gazu i ropy naftowej poczynając od badań geofizycznych poprzedzających etap poszukiwań do wydobywania i przygotowania produktu do sprzedaży.

Segment obrotu i magazynowania – segment ten zajmuje się zakupem gazu, jego magazynowaniem i sprzedażą.

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

Segment pozostałej działalności – segment ten 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 2006 roku i 31 grudnia 2005 roku.

Okres zakończony 31 grudnia 2006 roku	Wydobycie i produkcja	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków						
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 822 481	4 167 322	9 110 156	97 694	-	15 197 653
Sprzedaż między segmentami	1 145 820	6 798 679	8 821	199 398	(8 152 718)	-
Przychody segmentu ogółem	2 968 301	10 966 001	9 118 977	297 092	(8 152 718)	15 197 653
Amortyzacja	(486 477)	(132 662)	(666 434)	(10 567)	-	(1 296 140)
Pozostałe koszty	(1 494 106)	(10 574 781)	(8 226 653)	(285 415)	8 144 051	(12 436 904)
Koszty segmentu ogółem	(1 980 583)	(10 707 443)	(8 893 087)	(295 982)	8 144 051	(13 733 044)
Wynik na działalności operacyjnej segmentu	987 718	258 558	225 890	1 110	(8 667)	1 464 609
Koszty finansowe netto						24 579
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		77 453				77 453
Wynik brutto						1 566 641
Podatek dochodowy						(243 114)
Wynik za rok obrotowy na działalności zaniechanej						-
Wyplata z zysku						(2)
Zysk netto						1 323 525
Bilans						
Aktywa segmentu	7 822 420	10 901 993	11 591 636	281 251	(915 238)	29 682 062
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		589 284				589 284
Aktywa nieprzypisane						27 705
Aktywa z tytułu odroczonego podatku						440 596
Aktywa ogółem						30 739 647
Kapitał własny ogółem						21 208 111
Zobowiązania segmentu	1 340 614	1 645 149	2 616 359	95 708	(915 238)	4 782 592
Zobowiązania nieprzypisane						2 692 870
Rezerwa na podatek odroczonego						2 056 074
Pasywa ogółem						30 739 647
Pozostałe informacje dotyczące						
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe	(388 142)	(433 623)	(753 399)	(6 908)		(1 582 072)
Odpisy aktualizujące aktywa	(2 596 445)	(2 152 999)	(9 368 214)	(3 305)		(14 120 963)
Odpisy aktualizujące aktywa						(48 433)

Okres zakończony 31 grudnia 2005 roku	Wydobycie i produkcja	Obrót, magazynowanie i przesył	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
Amortyzacja	(450 616)	(290 610)	(649 276)	(11 353)	-	(1 401 855)
Pozostałe koszty	(1 376 171)	(7 899 807)	(6 672 670)	(258 633)	6 446 868	(9 760 413)
Koszty segmentu ogółem	(1 826 787)	(8 190 417)	(7 321 946)	(269 986)	6 446 868	(11 162 268)
Wynik na działalności operacyjnej segmentu	755 873	531 103	133 191	(5 037)	(17 410)	1 397 720
Odsetki i inne koszty finansowe, netto						(192 969)
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
Aktywa 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*	(2 568 086)	(1 896 164)	(9 610 676)	(3 371)		(14 078 297)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						(58 056)

* Został dodany odpis DCF w celu dostosowania do porównywalności z danymi za 2006 rok.

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 6,68% (5,8% w 2005 roku) ogólnej kwoty przychodów netto ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów.

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Sprzedaż krajowa	14 182 478	11 832 002
Gaz wysokometanowy	12 164 217	9 921 167
Gaz zaazotowany	1 109 329	921 399
Ropa naftowa	325 626	510 954
Hel	11 957	8 328
Gaz propan butan	46 503	36 885
Gazolina	6 286	13 881
Gaz rozprężony	12 992	9 771
Usługi geofizyczne - geologiczne	28 930	35 290
Usługi poszukiwawcze	59 648	2 170
Produkcja budowlano-montażowa	20 234	22 168
Usługi projektowe	13 722	16 580
Usługi hotelowe	29 889	31 203
Pozostałe usługi	327 733	273 089
Pozostałe produkty	10 728	9 195
Towary i materiały	14 684	19 922
Sprzedaż eksportowa	1 015 175	727 986
Gaz wysokometanowy	24 023	12 414
Gaz zaazotowany	-	-
Ropa naftowa	413 511	272 668
Hel	20 773	26 115
Gaz propan butan	-	-
Gazolina	-	-
Gaz rozprężony	533	-
Usługi geofizyczne - geologiczne	295 621	187 894
Usługi poszukiwawcze	230 240	210 892
Produkcja budowlano-montażowa	4 811	4 296
Usługi projektowe	990	-
Usługi hotelowe	-	-
Pozostałe usługi	8 547	7 427
Pozostałe produkty	11 240	5 679
Towary i materiały	4 886	601
Razem	15 197 653	12 559 988

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 2006	31 grudnia 2005
Wynagrodzenia	(1 332 115)	(1 245 006)
Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	(490 008)	(401 180)
Razem	(1 822 123)	(1 646 186)

Pozostałe koszty operacyjne netto

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Zmiana stanu rezerw netto	104 513	(88 934)
Zmiana stanu odpisów netto	(111 295)	17 811
Podatki i opłaty	(433 952)	(407 178)
Odsetki od pozycji niefinansowych netto	318 079	248 980
Różnice kursowe od pozycji niefinansowych netto	62 622	(34 818)
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(44 337)	(26 129)
Pozostałe przychody z zarachowanych wcześniej	77 454	91 753
Strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	(19 724)	(125 423)
Różnica z wyceny majątku przekazanego	175 379	48 759
dywidenda		
Pozostałe koszty netto	(44 440)	(120 019)
Razem	84 299	(395 198)

5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Przychody finansowe	520 161	645 011
Przychody z tytułu wyceny operacji forward i swap	230 350	277 504
Przychody z tytułu odsetek	75 370	125 824
Dodatnie różnice kursowe	-	158 890
Dyskonto rezerwy na likwidację odwertów	-	3 602
Aktualizacja wartości inwestycji	86 089	60 715
Zysk ze zbycia inwestycji	108 301	-
Pozostałe koszty finansowe	20 051	18 476
Koszty finansowe	(495 582)	(837 980)
Koszty operacji forward i swap	(340 017)	(396 237)
Koszty z tytułu odsetek	(84 098)	(336 596)
Ujemne różnice kursowe	(30 837)	-
Dyskonto rezerwy na likwidację odwertów	(5 362)	-
Aktualizacja wartości inwestycji	(27 696)	(60 357)
Strata ze zbycia inwestycji	-	(13 756)
Prowizje od kredytów	(3 216)	(20 189)
Pozostałe koszty finansowe	(4 356)	(10 845)
Razem koszty finansowe netto	24 579	(192 969)

6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
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	1 298 137	1 106 603
Cena nabycia	38 400	38 400
Udział w zmianie kapitałów	1 336 537	1 145 003
Odpis z tytułu utraty wartości	(780 537)	(651 203)
Wartość bilansowa inwestycji	556 000	493 800
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	31 993	16 985
Cena nabycia	1 291	1 291
Udział w zmianie kapitałów	33 284	18 276
Odpis z tytułu utraty wartości	-	-
Wartość bilansowa inwestycji	33 284	18 276
INVESTGAS S.A.		
Udział Grupy PGNiG S.A. w kapitale spółki	Nie dotyczy**	49,00%
Podstawowa działalność	-	Roboty inwestycyjne dot. podziemnych magazynów gazu
Wycena udziałów metodą praw własności	-	-
Cena nabycia	-	245
Udział w zmianie kapitałów	-	245
Odpis z tytułu utraty wartości	-	(245)
Wartość bilansowa inwestycji	-	-
Razem wartość bilansowa inwestycji	589 284	512 076

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

**W 2006 roku w związku z zwiększeniem udziału PGNiG S.A. do 100%, spółka została objęta konsolidacją metodą pełną.

6a. Uzgodnienie wartości udziałów w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności.

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Wartość bilansowa inwestycji na początek okresu	512 076	462 645
Wypłacona dywidenda przez Gastrading S.A.	-	(174)
Zaprzestanie wyceny spółki Investgas S.A. metodą praw własności *	(245)	-
Wycena odniesiona w wynik finansowy, w tym:	77 453	49 604
Wycena SGT EUROPOL GAZ S.A.	62 200	49 000
Wycena GAS-TRADING S.A.	15 008	604
Rozwiązanie odpisu aktualizującego na udziały w INVESTGAS S.A.*	245	-
Wartość bilansowa inwestycji na koniec okresu	589 284	512 076

*W 2006 roku w związku z zwiększeniem udziału PGNiG S.A. do 100%, spółka została objęta konsolidacją metodą pełną

Sprawozdanie finansowe SGT EuRoPol Gaz S.A. za rok 2006 na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania nie było jeszcze zbadane.

Jednostka Dominująca dokonała szacunku udziału w kapitałach własnych SGT EuRoPol Gaz S.A. opierając się na wartości tych kapitałów wynikających ze sprawozdania finansowego SGT EuRoPol Gaz S.A. na dzień 31 grudnia 2006 roku sporządzonego zgodnie z PZR, 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 utraty wartości wycenianych akcji SGT EuRoPol Gaz S.A. stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych, opierając wyliczenia na danych zawartych w planie finansowym SGT EuRoPol Gaz S.A. na lata 2006 – 2019. Zdyskontowane przepływy obejmują wszystkie przepływy gotówkowe generowane przez SGT 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 2006 roku, używając metody praw własności, Jednostka Dominująca wyliczyła wartość udziału w kapitale własnym spółki współzależnej w wysokości 1.336.537 tysięcy złotych.

Wyniki przeprowadzonych testów na 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 SGT EuRoPol Gaz S.A. w wysokości (780.537) 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.

	Nota	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Zysk brutto		1 566 641	1 254 355
Obowiązująca w okresie stawka podatkowa		19%	19%
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej		(297 662)	(238 327)
Różnice trwale pomiędzy wynikiem brutto a podstawą opodatkowania		54 548	31 488
Obciążenie podatkowe wykazane w skonsolidowanym rachunku zysków i strat		(243 114)	(206 839)
Efektywna stopa podatkowa		16%	16%
Bieżący podatek dochodowy	7a	(366 366)	(311 566)
Odroczony podatek dochodowy	7b	123 252	104 727
Stawka podatku przyjęta do wyliczenia podatku odroczonego		19%	19%

7.a. Bieżący podatek dochodowy

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Zysk (strata) brutto (skonsolidowany)	1 566 641	1 254 355
Korekty konsolidacyjne	713 221	568 447
Różnice pomiędzy zyskiem (stratą) brutto a podstawą opodatkowania podatkiem dochodowym	(432 254)	(246 698)
Przychody nie zaliczane do dochodu do opodatkowania, w tym:	3 425 636	2 994 274
Rozwiązanie odpisów	353 929	435 005
Rozwiązanie rezerw	412 518	208 188
Naliczone odsetki	20 776	51 402
Rozwiązanie przychodów przyszłych okresów	508 424	107 993
Dodatnie różnice kursowe	23 276	21 046
Przychody uzyskane za granicą	287 804	184 317
Przychody z tytułu sprzedaży gazu z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	1 154 482	1 301 283
Przychody z tytułu transakcji zabezpieczających	563 236	376 065
Różnica z wyceny majątku przekazanego dywidendą	-	192 002
Otrzymane dywidendy	59 337	101 108
Pozostałe	41 854	15 865
Koszty nie uznawane za koszty uzyskania przychodu, w tym:	(3 019 360)	(2 823 646)
Naliczone, nie zapłacone odsetki od kredytów i zobowiązań	(7 544)	(10 533)
Utworzone rezerwy	(313 041)	(302 229)
Utworzone odpisy aktualizujące	(485 972)	(429 041)
Koszty transakcji zabezpieczających	(660 819)	(491 014)
Ujemne różnice kursowe	(62 787)	(83 190)
Amortyzacja rozliczana z rozliczeniami międzyokresowymi przychodów	56 466	(56 736)
Koszty poniesione za granicą	(267 478)	(176 648)
Koszty związane ze sprzedażą z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	(1 087 577)	(1 058 225)
Wartość w cenie nabycia zbytych udziałów	-	(37 920)
Niewypłacone wynagrodzenia wraz z nieopłaconymi składkami ZUS	(85 067)	(84 422)
Pozostałe	(105 541)	(93 688)
Przychody podatkowe nie zaliczane do księgowych, w tym:	1 571 801	1 219 491
Opłaty przyłączeniowe	67 503	71 414
Zrealizowane dodatnie różnice kursowe	5 323	132 749
Przychody z tyt. najmu dzierżawy, sprzedaży gazu, mediów o terminie płatności w następnym miesiącu	1 229 681	881 238
Leasing finansowy - rata kapitałowa	225 327	118 843
Pozostałe	43 967	15 247
Koszty stanowiące koszt uzyskania przychodu, nie zaliczane do kosztów księgowych, w tym:	(1 572 627)	(1 258 110)
Zapłacone odsetki	(8 437)	(7 069)
Zrealizowane ujemne różnice kursowe z lat poprzednich	(75)	(303 007)
Koszty transakcji zabezpieczających	(20 651)	(105 308)
Amortyzacja podatkowa	(355 630)	(121 606)
Raty leasingowe	(16 501)	(15 056)
Koszty z tyt. najmu dzierżawy, sprzedaży gazu, mediów o terminie płatności w następnym miesiącu	(1 046 929)	(653 019)
Wypłacone wynagrodzenia oraz składkami ZUS z poprzedniego miesiąca	(51 281)	(300)
Pozostałe	(73 123)	(52 745)
Odliczenia od dochodu, w tym:	(25 152)	(37 451)
Darowizny i dotacje	(2 098)	(1 675)
Dochód uzyskany za granicą	(8 427)	(4 039)
Strata z lat ubiegłych	(14 627)	(31 737)
Podstawa opodatkowania podatkiem dochodowym	1 847 608	1 576 104
Stawka podatkowa w danym okresie	19%	19%
Podatek dochodowy	(351 046)	(299 460)
Zwiększenia, zaniechania, zwolnienia, odliczenia i obniżki podatku	(15 320)	(12 106)
Podatek dochodowy bieżący wykazany w deklaracji podatkowej okresu	(366 366)	(311 566)
Bieżący podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	(366 366)	(311 566)

7.b. Odroczony podatek dochodowy

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Powstanie i odwrócenie się różnic przejściowych z tytułu ujemnych różnic przejściowych	47 903	(63 378)
Rezerwy z tyt. wypłat deputatów emerytalnych	(11 266)	(1 851)
Rezerwy z tyt. wypłat odpraw i nagród jubileuszowych	8 548	(3 263)
Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych	(1 458)	1 511
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	831	(295)
Rezerwa na likwidację odwertów	(16 244)	2 837
Odpisy aktualizujące środki trwałe	28 488	1 222
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	(1 828)	(2 129)
Odpisy aktualizujące odsetki od pożyczek	-	(5 790)
Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	(68)	(27 009)
Wycena transakcji terminowych	(22 441)	(12 353)
Wydatki związane z transakcjami zabezpieczającymi ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	15 293	(6 857)
Ujemne różnice kursowe	2 678	(54 469)
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	(354)	(1 182)
Oplata przyłączeniowa	7 668	6 715
Strata podatkowa	(1 070)	3 312
Niewypłacone wynagrodzenia	2 338	13 934
Koszty dotyczące sprzedaży z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	28 107	-
Zaprzestanie konsolidacji w związku ze zbyciem spółki zależnej	-	(29)
Pozostałe	8 681	22 318
Powstanie i odwrócenie się różnic przejściowych z tytułu dodatnich różnic przejściowych	75 349	168 105
Dodatnie różnice kursowe od kredytów i lokat	5 769	31 998
Naliczone odsetki od pożyczek	(548)	7 230
Naliczone odsetki od należności	26	26 996
Wycena instrumentów finansowych	21 765	21 346
Amortyzacja podatkowa większa od bilansowej	(54 110)	-
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	3 182	(21 089)
Rezerwa na naliczone odsetki od otrzymanej pożyczki	-	(8 937)
Przeszacowanie środków trwałych	113 467	112 403
Przychody z leasingu finansowego	(12 423)	-
Pozostałe	(1 779)	(1 842)
Odroczony podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	123 252	104 727

Bieżący okres sprawozdawczy obejmował okres podatkowy od 1 stycznia 2006 roku do 31 grudnia 2006 roku.

W 2006 roku obowiązywała 19 % stawka podatku dochodowego od osób prawnych. W okresie porównawczym, tj. 2005 roku stawka ta wynosiła również 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

W 2006 roku Grupa nie zaniechała żadnej działalności. Grupa nie przewiduje również zaniechania żadnej z dotychczasowych działalności.

9. ZYSK PRZYPADAJĄCY NA JEDNĄ AKCJĘ

Zysk podstawowy przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku netto za okres sprawozdawczy, 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 okres sprawozdawczy, 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 okresu sprawozdawczego (skorygowaną o wpływ opcji rozwadniających oraz rozwadniających umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe).

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	1 323 050	879 749
Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej zastosowany do obliczenia rozwodnionego zysku na jedną akcję	1 323 050	879 749
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia podstawowego zysku na jedną akcję (tyś. szt.)	5 900 000	5 258 904
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia rozwodnionego zysku na jedną akcję (tyś. szt.)	5 900 000	5 258 904
Zysk podstawowy za okres obrotowy na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej	0,22	0,17
Zysk rozwodniony za okres obrotowy na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej	0,22	0,17

W 2006 roku nie wystąpiła zmiana liczby akcji. W związku z tym średnia ważona liczba akcji dla 2006 roku jest równa liczbie akcji na koniec okresu. Natomiast średnia ważona liczba akcji dla 2005 roku 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 2006				
2005-12-31	2006-12-31	5 900 000	365	5 900 000
Razem			365	5 900 000
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

10. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY

	2006	2005
Dywidendy wypłacone w okresie		
Wypłacona dywidenda na jedną akcję w PLN	0,15	0,10
Liczba akcji (tyś. szt.)*	5 900 000	5 000 000
Wartość wypłaconej dywidendy w tys. PLN, w tym:	885 000	500 000
- dywidenda rzeczowa do Skarbu Państwa	681 481	500 000
- dywidenda pieniężna do Skarbu Państwa	68 519	-
- dywidenda pieniężna dla pozostałych akcjonariuszy	135 000	-

* Liczba akcji uprawniających do dywidendy za 2005 i 2004 rok do wypłaty lub wypłaconych odpowiednio w 2006 i 2005 roku.

Wpływ na wynik okresów z tytułu nadwyżki wartości majątku przekazanego dywidendą rzeczową nad wartością księgową netto w bilansie na dzień przekazania dywidendy został zaprezentowany w nocie 4.

11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Grunty	88 469	102 852
Budynki i budowle	13 899 904	13 769 416
Urządzenia techniczne i maszyny	2 119 767	2 182 381
Środki transportu i pozostałe	879 491	894 141
Środki trwałe w budowie	768 524	575 639
Razem	17 756 155	17 524 429

31 grudnia 2006

Na dzień 1 stycznia 2006 roku, z uwzględnieniem umorzenia

Zwiększenie stanu

Zmniejszenie stanu

Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami

Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Amortyzacja za rok obrotowy

Na dzień 31 grudnia 2006 roku, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji

Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
102 852	13 769 416	2 182 381	894 141	16 948 790
2 268	545 237	89 326	30 248	667 079
(7 409)	(376 905)	(50 466)	(84 337)	(519 117)
(4 830)	744 064	223 631	120 116	1 082 981
(3 435)	48 312	(13 902)	45 737	76 712
(977)	(830 220)	(311 203)	(126 414)	(1 268 814)
88 469	13 899 904	2 119 767	879 491	16 987 631

Na dzień 1 stycznia 2006 roku

Wartość brutto

Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Wartość bilansowa netto

104 989	26 787 280	3 295 431	1 446 158	31 633 858
(2 137)	(13 017 864)	(1 113 050)	(552 017)	(14 685 068)
102 852	13 769 416	2 182 381	894 141	16 948 790

Na dzień 31 grudnia 2006 roku

Wartość brutto

Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Wartość bilansowa netto

94 947	27 651 578	3 520 586	1 493 880	32 760 991
(6 478)	(13 751 674)	(1 400 819)	(614 389)	(15 773 360)
88 469	13 899 904	2 119 767	879 491	16 987 631

Grupa Kapitałowa PGNiG S.A.
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okresy roczne zakończone 31 grudnia 2006 roku oraz 31 grudnia 2005 roku
Sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej
(w tysiącach złotych)

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	23 669	304 088	89 993	45 597	463 347
Zmniejszenie stanu	(65 921)	(10 604 085)	(885 280)	(107 984)	(11 663 270)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	1 447	798 882	255 982	78 795	1 135 106
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	108	5 843 873	459 323	12 597	6 315 901
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	145 739	36 610 462	3 880 390	1 447 693	42 084 284
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 085)	(18 237 121)	(1 325 209)	(447 979)	(20 011 394)
Wartość bilansowa netto	144 654	18 373 341	2 555 181	999 714	22 072 890
Na dzień 31 grudnia 2005 roku					
Wartość brutto	104 989	26 787 280	3 295 431	1 446 158	31 633 858
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 137)	(13 017 864)	(1 113 050)	(552 017)	(14 685 068)
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.

11a. Odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe

	Grunty	Budynki i	Urządzenia	Środki transportu	Razem
Na dzień 1 stycznia 2005 roku	109	16 989 244	1 052 150	313 443	18 354 946
Zwiększenie stanu	-	68 998	6 922	4	75 924
Zmniejszenie stanu	(108)	(5 912 871)	(466 245)	(12 601)	(6 391 825)
Na dzień 31 grudnia 2005 roku	1	11 145 371	592 827	300 846	12 039 045
Na dzień 1 stycznia 2006 roku	1	11 145 371	592 827	300 846	12 039 045
Zwiększenie stanu	3 435	674 982	162 781	1 849	843 047
Zmniejszenie stanu	-	(723 294)	(148 879)	(47 586)	(919 759)
Na dzień 31 grudnia 2006 roku	3 436	11 097 059	606 729	255 109	11 962 333

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na początek okresu wynosiła 12.039.045 tysięcy złotych, z tego:

- majątek kopalniany 2.602.477 tysięcy złotych
- majątek dystrybucyjny 9.426.531 tysięcy złotych
- pozostały 27 tysięcy złotych

W bieżącym okresie miało miejsce zwiększenie odpisów na kwotę 843.047 tysięcy złotych (z tego na majątek kopalniany przypada 828.316 tysięcy złotych) oraz zmniejszenie na kwotę 919.759 tysięcy złotych (z tego na majątek kopalniany - 659.535 tysięcy złotych).

Zmniejszenie odpisów związanych z majątkiem dystrybucyjnym związane było głównie z likwidacją składników majątku, natomiast zmniejszenia dotyczące majątku kopalnianego związane były zarówno z weryfikacją założeń bądź ustaniem przesłanek dla odpisów (zmniejszenie o 295.116 tysięcy złotych) bądź z likwidacją składników majątku (pozostała kwota).

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na koniec okresu wyniosła 11.962.333 tysięcy złotych, z tego:

- majątek kopalniany 2.771.240 tysięcy złotych
- majątek dystrybucyjny 9.191.066 tysięcy złotych
- pozostały 27 tysięcy złotych.

Odpis na środki trwałe w budowie w bieżącym okresie wyniósł 26.120 tysięcy złotych. Na koniec poprzedniego okresu odpis ten wynosił 24.442 tysięcy złotych.

12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Na początek okresu, z uwzględnieniem umorzenia	10 553	11 279
Zwiększenie stanu	-	-
Zmniejszenie stanu	(8)	(459)
Przeniesienia z rzeczowych aktywów trwałych	(3 318)	32
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	250
Amortyzacja za rok obrotowy	(462)	(549)
Na koniec okresu, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji	6 765	10 553

Na początek okresu		
Wartość brutto	13 680	12 080
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(3 127)	(801)
Wartość bilansowa netto	10 553	11 279

Na koniec okresu		
Wartość brutto	9 505	11 650
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 740)	(1 097)
Wartość bilansowa netto	6 765	10 553

Ze względu na nieistotność pozycji nieruchomości inwestycyjnych w bilansie, Grupa nie dokonuje co roku wyceny tych nieruchomości w celu ustalenia ich wartości godziwych.

13. WARTOŚCI NIEMATERIALNE

31 grudnia 2006

Na dzień 1 stycznia 2006 roku, z uwzględnieniem umorzenia

Zwiększenie stanu

Zmniejszenie stanu

Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami

Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Amortyzacja za rok obrotowy

Na dzień 31 grudnia 2006 roku, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji

Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Nakłady na poszukiwania	Inne wartości niematerialne i prawne	Razem
844	-	876 146	75 708	952 698
-	-	345 915	31 293	377 208
-	-	(82 326)	(34 801)	(117 127)
-	-	(76 856)	34 897	(41 959)
-	-	(56 978)	(270)	(57 248)
(252)	-	-	(26 612)	(26 864)
592	-	1 005 901	80 215	1 086 708

Na dzień 1 stycznia 2006 roku

Wartość brutto

Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Wartość bilansowa netto

1 262	-	1 066 882	111 604	1 179 748
(418)	-	(190 736)	(35 896)	(227 050)
844	-	876 146	75 708	952 698

Na dzień 31 grudnia 2006 roku

Wartość brutto

Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Wartość bilansowa netto

1 262	-	1 253 615	141 892	1 396 769
(670)	-	(247 714)	(61 677)	(310 061)
592	-	1 005 901	80 215	1 086 708

Grupa Kapitałowa PGNiG S.A.
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okresy roczne zakończone 31 grudnia 2006 roku oraz 31 grudnia 2005 roku
Sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej
(w tysiącach złotych)

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 utraty wartości	-	-	(23 552)	27	(23 525)
Amortyzacja za rok obrotowy	(275)	-	-	(23 535)	(23 810)
Na dzień 31 grudnia 2005 roku, z	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
13a. Odpisy aktualizujące wartości niematerialne i prawne					
	Koszty zakończonych prac	Wartość firmy	Nakłady na poszukiwania	Inne wartości niematerialne i prawne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2006 roku	-	-	167 184	27	167 211
Zwiększenie stanu	-	-	114 952	-	114 952
Zmniejszenie stanu	-	-	(91 400)	(27)	(91 427)
Na dzień 1 stycznia 2006 roku	-	-	190 736	-	190 736
Na dzień 1 stycznia 2006 roku	-	-	190 736	-	190 736
Zwiększenie stanu	-	-	146 536	270	146 806
Zmniejszenie stanu	-	-	(89 558)	-	(89 558)
Na dzień 1 stycznia 2006 roku	-	-	247 714	270	247 984

14. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	71 438	69 802
Akcje notowane na giełdzie (wartość brutto)	-	-
Razem brutto	71 438	69 802
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	18 112	21 358
Akcje notowane na giełdzie (wartość netto)*	-	-
Razem netto	18 112	21 358

*Pomniejszone o odpis aktualizujący

15. INNE AKTYWA FINANSOWE

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Należności z tytułu leasingu finansowego	3 272 125	4 106 207
Udzielone pożyczki	7 421	12 990
Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych	163	308
Należności z tytułu gwarancji i zabezpieczeń	1 208	509
Lokaty długoterminowe	138	177
Pozostałe	1 745	434
Razem brutto	3 282 800	4 120 625
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(7 421)	(13 040)
Razem netto	3 275 379	4 107 585

15a. Leasing finansowy

Umowa leasingu z dnia 6 lipca 2005 roku zawarta pomiędzy PGNiG S.A. i OGP Gaz - System Sp. z o.o. (obecnie OGP Gaz - System S.A.) stanowi element "Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A." przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 5 października 2004 roku. Rozdzielenie działalności przesyłowej od działalności produkcyjno - handlowej nastąpiło poprzez oddanie majątku przesyłowego do używania Gaz-System S.A. Przedmiot leasingu stanowią nieruchomości, rzeczy ruchome i prawa majątkowe. Umowa została zawarta na okres 17 lat.

Suma opłat pomniejszonych o dyskonto, ustalona w dniu zawarcia umowy i przypadająca do zapłaty w okresie jej obowiązywania, przekracza 90% wartości rynkowej przedmiotu umowy na ten dzień. W związku z tym leasing ten ujmowany jest jako leasing finansowy zgodnie z MSR 17. Opłata leasingowa zawiera część kapitałową i odsetkową. Część odsetkowa ustalana jest w oparciu o stawki WIBOR 3M w miesiącu poprzedzającym miesiąc, którego dotyczy naliczana rata leasingowa, powiększona o marżę.

Wpływy związane z umową leasingu systemu przesyłowego:

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Rata odsetkowa	268 617	145 082
Rata kapitałowa	225 327	118 843
Razem	493 944	263 925

W poniższej tabeli został przedstawiony podział należności długoterminowych z tytułu leasingu finansowego, według okresów spłaty:

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
- powyżej 1 roku do 3 lat	598 074	598 074
- powyżej 3 do 5 lat	398 716	398 716
- powyżej 5 lat	2 275 335	3 109 417
Razem	3 272 125	4 106 207

16. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZCZONEGO

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Rezerwy z tyt. wypłat deputatów emerytalnych	15 617	19 510
Rezerwy z tyt. wypłat odpraw i nagród jubileuszowych	59 088	52 242
Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych	2 804	4 262
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	4 819	3 945
Rezerwa na likwidację odwiertów	88 933	105 177
Odpisy aktualizujące środki trwałe	86 413	59 036
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	10 333	10 698
Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	662	730
Wycena transakcji terminowych	29 680	32 904
Wydatki związane z transakcjami zabezpieczającymi ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	-	3 924
Ujemne różnice kursowe	7 532	4 854
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	1 133	1 617
Oplata przyłączeniowa	35 878	28 210
Niewypłacone wynagrodzenia wraz ze składkami ZUS	16 324	13 977
Strata podatkowa	7 781	8 842
Koszty dotyczące sprzedaży z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	23 512	-
Pozostałe	50 087	34 576
Razem	440 596	384 504

17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Materiały wielokrotnego użytku	10 545	11 322
Koszty finansowe rozliczane w czasie	3 833	4 728
Oplaty za ustanowienie użytkowania górniczego	21	1 192
Rozliczenia międzyokresowe czynne dotyczące środków trwałych oddanych w leasing	32 491	-
Pozostałe rozliczenia międzyokresowe czynne	1 782	6
Razem	48 672	17 248

18. ZAPASY

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Materiały		
Według cen nabycia, w tym:	1 348 773	809 753
- gaz	1 145 864	650 710
Według wartości netto możliwej do uzyskania, w tym:	1 313 369	783 827
- gaz	1 145 864	650 710
Półprodukty i produkty w toku		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	18 956	24 908
Według wartości netto możliwej do uzyskania	18 718	24 800
Produkty gotowe		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	17 801	5 440
Według wartości netto możliwej do uzyskania	17 720	5 357
Towary		
Według cen nabycia	1 626	1 619
Według wartości netto możliwej do uzyskania	1 396	1 361
Zapasy razem, według niższej z dwóch wartości: ceny nabycia (kosztu wytworzenia) oraz wartości netto możliwej do uzyskania	1 351 203	815 345

19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Należności z tytułu dostaw i usług	2 549 206	2 537 965
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	48 207	44 705
Należności z tytułu podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	274 997	327 150
Należności z tytułu nadpłaty obowiązkowej wpłaty z zysku dla właściciela	-	47 890
Wymagalna część udzielonych pożyczek	198 820	254 057
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	3 952	3 950
Należności z tytułu leasingu finansowego	218 924	262 200
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	83 747	86 538
Pozostałe należności	215 766	187 105
Razem należności brutto	3 593 619	3 751 560
Odpis aktualizujący należności wątpliwe (tabela 19a)	(1 064 025)	(1 133 210)
Razem należności netto	2 529 594	2 618 350
w tym:		
Należności z tytułu dostaw i usług	1 901 721	1 870 083
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	3 182	1 868
Należności z tytułu podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	274 997	326 277
Należności z tytułu nadpłaty obowiązkowej wpłaty z zysku dla właściciela	-	47 890
Wymagalna część udzielonych pożyczek	-	-
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	3 932	3 931
Należności z tytułu leasingu finansowego	218 924	262 200
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	30	2 933
Pozostałe należności	126 808	103 168

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

19.a. Odpisy aktualizujące należności

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Odpis aktualizujący, bilans otwarcia	(1 133 210)	(1 280 988)
Utworzenie odpisu	(105 182)	(167 365)
Rozwiązanie odpisu	180 295	210 319
Wykorzystanie odpisu	6 704	91 635
Transfery pomiędzy częścią krótkoterminową a długoterminową	(12 632)	13 189
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(1 064 025)	(1 133 210)

20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	75 201	4 214
Zmiana stanu należności z tytułu podatku bieżącego*	(13 696)	(892)
Należności z tytułu podatku bieżącego na początek	30 883	31 775
Należności z tytułu podatku bieżącego na koniec	17 187	30 883
Podatek dochodowy (koszt okresu)	366 366	311 566
Podatek dochodowy zapłacony w okresie	(243 315)	(239 687)
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu	184 556	75 201

*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 2006	31 grudnia 2005
Ubezpieczenia majątkowe	5 906	3 094
Remonty rozliczane w czasie	1 509	2 997
Koszty finansowe rozliczane w czasie	1 523	2 393
Oplaty za ustanowienie użytkowania górniczego	21	143
Materiały rozliczane w czasie	646	599
Prenumeraty	371	524
Wycena kontraktów długoterminowych	8 137	3 216
Rozliczenia międzyokresowe czynne dotyczące środków trwałych oddanych w leasing	2 571	-
Pozostałe koszty rozliczane w czasie	12 492	4 535
Razem	33 176	17 501

22. AKTYWA FINANSOWE PRZEZNACZONE DO OBROTU

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	6 678	11 201
Akcje notowane na giełdzie (wartość brutto)	-	-
Lokata krótkoterminowa (wartość brutto)	146	-
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość brutto)	18 141	16 000
Bony skarbowe (wartość brutto)	1 108	12 802
Razem brutto	26 073	40 003
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	3 870	1 589
Akcje notowane na giełdzie (wartość netto)*	-	-
Lokata krótkoterminowa (wartość netto)	146	-
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość netto)	18 141	16 000
Bony skarbowe (wartość netto)	1 108	12 802
Razem netto	23 265	30 391

*Pomniejszone o odpis aktualizujący

23. ŚRODKI PIENIĘŻNE

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Środki pieniężne w kasie i w banku	210 547	197 357
Lokaty bankowe	2 828 888	996 921
Krótkoterminowe o wysokiej płynności papiery wartościowe*	504 726	1 998 290
Inne środki pieniężne**	13 667	7 903
Razem	3 557 828	3 200 471

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

** Są to środki pieniężne w drodze oraz чеки 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.

Uzyskane z podwyższenia kapitału w 2005 roku środki, zgodnie z zapisami prospektu emisyjnego, lokowane były w 2006 roku przede wszystkim w bezpieczne, pod względem ryzyka kredytowego, bony i obligacje emitowane przez Skarb Państwa oraz obligacje emitowane przez NBP. Pozostała część (kilkanaście procent) lokowana była w bankach o uznanej renomie.

24. KAPITAŁ PODSTAWOWY

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Liczba akcji razem w tysiącach sztuk	5 900 000	5 900 000
Wartość nominalna jednej akcji w złotych	1	1
Kapitał zakładowy, razem	5 900 000	5 900 000

Grupa Kapitałowa PGNiG S.A.
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okresy roczne zakończone 31 grudnia 2006 roku oraz 31 grudnia 2005 roku
Sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej
(w tysiącach złotych)

25. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE

Długoterminowe

Zobowiązania z tytułu leasingu
Kredyt konsorcjalny*

Razem długoterminowe

Waluta	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005	Zabezpieczenie
	Wartość w walucie				Wartość w PLN		
PLN	45 126	53 202	6,42%	2006-2010	45 126	53 202	-
EUR	600 000	600 000	Euribor 3M+0,25	27.07.2010	2 298 720	2 315 880	Gwarancje spółek dystrybucyjnych
					2 343 846	2 369 082	

Krótkoterminowe

Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu

Bieżąca część kredytu konsorcjalnego*

Kredyt krótkoterminowy w banku Millennium S.A. Warszawa

Linia kredytowa w banku Raiffeisen Bank S.A. Warszawa

Kredyt obrotowy w banku Societe Generale S.A. Warszawa

Kredyt w rachunku bieżącym w banku BPH S.A. I O/Kraków

Linia kredytowa w banku Societe Generale Kraków

Linia kredytowa w banku BPH S.A. Kraków

Linia kredytowa w banku Komerční Banka A.S. (Czechy)

Kredyt krótkoterminowy w banku PeKaO S.A. Toruń

Kredyt krótkoterminowy w banku BRE Bank S.A. Bydgoszcz

Linia kredytowa w banku BPH S.A. Oddział w Krakowie

Kredyt krótkoterminowy w banku Komerční Banka a.s. Czechy

Kredyt w rachunku bieżącym w banku Komerční Banka a.s. Czechy

Kredyt krótkoterminowy w banku Volkswagen Bank Polska S.A.

Kredyt w rachunku bieżącym w banku Millennium S.A. Warszawa

Kredyt w rachunku bieżącym w banku Raiffeisen Bank S.A.

Kredyt obrotowy w banku BRE S.A.

Kredyt obrotowy w banku PeKaO S.A. O/Toruń

Kredyt w rachunku bieżącym w banku PeKaO S.A. O/Toruń

Kredyt krótkoterminowy w banku BPH S.A. O/Jasło

Kredyt w rachunku bieżącym w banku BPH S.A. I O/Kraków

Kredyt w rachunku bieżącym w banku Societe Generale Warszawa

Kredyt w rachunku bieżącym w banku BPH S.A. O/Piła

Kredyt w rachunku bieżącym w banku BGK S.A. O/Piła

Linia kredytowa w banku ING Bank Śląski S.A. O/Bytom

Pożyczka od osoby fizycznej (w spółce zależnej)

Razem krótkoterminowe

Waluta	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005	Zabezpieczenie
	Wartość w walucie				Wartość w PLN		
PLN	43 543	31 788	6,42%	2007	43 543	31 788	-
EUR	1 283	2 165	Euribor 3M+0,25	27.07.2010	4 917	8 356	Gwarancje spółek dystrybucyjnych
PLN	-	5 616	Wibor 3M+0,65	27.04.2006	-	5 616	Weksel in blanco
PLN	-	4 886	Wibor 1M+0,5	31.05.2006	-	4 886	Weksel in blanco
USD	-	1 322	Libor 1M+0,8	13.01.2006	-	4 312	Hipoteka na nieruchomości
PLN	-	12 992	Wibor 1M+0,4	29.09.2006	-	12 992	Hipoteka na nieruchomości, cesja wierzytelności z kontraktów
PLN	-	2 197	Wibor 1M+0,8	31.10.2006	-	2 197	Cesja należności
PLN	-	10 200	Wibor 1M+0,4	30.09.2006	-	10 200	Hipoteka, przewłaszczenie
CZK	-	2 792	Pribor 3M+0,15	03.07.2006	-	371	Wpływy ze sprzedaży
PLN	-	4 500	Wibor 1M+0,7	31.05.2006	-	4 500	Weksel in blanco
PLN	-	4 000	Wibor 1M+0,7	25.08.2006	-	4 000	Weksel in blanco
PLN	13 264	-	Wibor 1M+0,4	28.09.2007	13 264	-	hipoteka kaucyjna
PLN	5 000	-	Pribor 1M+1,5	30.06.2007	697	-	cesja należności
PLN	4 198	-	Pribor 1M+1,5	31.05.2007	585	-	cesja należności
PLN	68	-	0% kredyt kupiecki	17.03.2007	68	-	przewłaszczenie
PLN	5 680	-	Wibor 3M+0,65	26.04.2007	5 680	-	Weksel in blanco
PLN	2 278	-	Wibor 1W+0,50	31.05.2007	2 278	-	Weksel in blanco
PLN	4 700	-	Wibor 3M+0,60	24.08.2007	4 700	-	Weksel in blanco
PLN	2 959	-	Wibor 3M+0,60	31.05.2007	2 959	-	Weksel in blanco
PLN	1 500	-	Wibor 3M+0,60	31.05.2007	1 500	-	Weksel in blanco
PLN	1 002	-	Wibor 1M+1,5	28.09.2007	1 002	-	Weksel in blanco, zapasy
PLN	13 923	-	Wibor 1M+0,4	28.09.2007	13 923	-	hipoteka na nieruchomości
CHF	1 668	-	Libor 1M+0,8	31.07.2007	3 978	-	cesja wierzytelności
PLN	5 899	-	Wibor 1M+0,6	30.09.2007	5 899	-	przewłaszczenie
PLN	8 283	-	Wibor 3M+1,1	25.04.2007	8 283	-	przewłaszczenie
PLN	293	-	Wibor 1M+1,2	28.09.2007	293	-	weksel in blanco, cesje wierzytelności
PLN	52	-	Wibor 1M+0,5	31.12.2007	52	-	
					113 621	89 218	

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

Na dzień 31 grudnia 2006 roku Jednostka Dominująca wykorzystywała jeden kredyt konsorcjalny, którego umowę podpisano 27 lipca 2005 roku. Kredyt składa się z transzy A, kredytu terminowego na kwotę 600 milionów EURO, oraz z transzy B, kredytu odnawialnego na kwotę 300 milionów EURO. W 2006 roku część odnawialna kredytu nie była wykorzystywana.

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	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na zwrot majątku z leasingu	Rezerwa na renegocjację cen importowych	Pozostałe	Razem
Na dzień 31 grudnia 2005 roku	297 691	102 683	76 637	25 721	572 278	25 764	60 098	35 569	81 285	50 224	79 858	1 407 808
Utworzone w ciągu roku obrotowego	69 162	2 428	64 531	1 799	140 378	28 192	-	50 916	-	-	51 906	409 312
Przeniesienia	-	-	-	-	-	-	(5 450)	-	-	-	5 450	
Wykorzystane	(29 354)	(22 913)	(64 404)	(12 760)	(25 967)	-	(50 580)	(1 332)	(81 285)	(50 224)	(47 890)	(386 709)
												-
Na dzień 31 grudnia 2006 roku	337 499	82 198	76 764	14 760	686 689	53 956	4 068	85 153	-	-	89 324	1 430 411
Długoterminowe 31 grudnia 2006 roku	281 837	58 826	-	9 017	659 425	53 956	-	84 411	-	-	32 410	1 179 882
Krótkoterminowe 31 grudnia 2006 roku	55 662	23 372	76 764	5 743	27 264	-	4 068	742	-	-	56 914	250 529
	337 499	82 198	76 764	14 760	686 689	53 956	4 068	85 153	-	-	89 324	1 430 411
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	50 224	39 027	426 315
	297 691	102 683	76 637	25 721	572 278	25 764	60 098	35 569	81 285	50 224	79 858	1 407 808

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.

Przyjęte do wyliczeń stopy procentowe

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
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 nagrody jubileuszowe wykazywana jest w wartości bieżącej zobowiązań wynikających z wyliczeń aktuarialnych. Saldo rezerw na odprawy emerytalne ujęte jest w bilansie w wysokości zobowiązania netto, czyli po skorygowaniu o nieujęte zyski i straty aktuarialne oraz koszty przeszłego zatrudnienia – świadczenia, do których nie nabyto uprawnień.

Nieujęte zyski i straty aktuarialne oraz koszty przeszłego zatrudnienia rozliczne są w bieżący rachunek wyników przez okres 15 lat.

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Nagrody jubileuszowe		
Wartość zobowiązania ujęta w bilansie na początek okresu	198 343	216 513
Koszty odsetek	3 769	8 227
Koszty bieżącego zatrudnienia	14 519	12 078
Wypłacone świadczenia	(34 216)	(32 545)
Aktuarialny zysk/strata	58 061	(1 659)
Straty/zyski z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	(4 271)
Wartość zobowiązania ujęta w bilansie na koniec okresu	240 476	198 343
Odprawy emerytalne		
Wartość zobowiązania ujęta w bilansie na początek okresu	99 348	92 822
Koszty bieżącego zatrudnienia	5 081	4 349
Koszty odsetek	1 717	3 549
Wartość netto zysku/straty aktuarialnej ujętej w ciągu roku	(832)	(480)
Wypłacone świadczenia	(5 816)	(4 895)
Koszty przeszłego zatrudnienia	909	909
Straty/zyski z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	(1 500)
Pozostałe	(3 384)	4 594
Wartość zobowiązania ujęta w bilansie na koniec okresu	97 023	99 348
Razem wartość zobowiązania ujęta w bilansie na koniec okresu	337 499	297 691

Rezerwa na deputat gazowy wypłacany byłym pracownikom

Spółka dokonuje wypłat deputatów gazowych emerytom, którzy przeszli na emeryturę 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.

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 stanowiła 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.

W związku z uprawomocnieniem się wyroku Sądu Apelacyjnego zmieniającego decyzję Prezesa UOKiK, w ten sposób, że kwota wymierzonej kary uległa zmniejszeniu, Spółka dokonała rozwiązania rezerwy z tego tytułu.

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

W związku ze zwrotem części majątku z umowy leasingu i ujęciu skutków tego zwrotu w niniejszym sprawozdaniu finansowym, Spółka dokonała rozwiązania rezerwy z tego tytułu.

Rezerwa na renegotjacje cen importowych

W związku ze zakończeniem negocjacji cen gazu Zarząd PGNiG S.A. uznał że skutki zmiany cen zostały już uwzględnione w sprawozdaniu finansowym i że utrzymywanie rezerwy z tego tytułu nie ma już uzasadnienia. W związku z tym Spółka dokonała rozwiązania rezerwy z tego tytułu.

Pozostałe rezerwy

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

27. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE PRZYCHODÓW

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Długoterminowe		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	713 279	754 612
Oплата przyłączeniowa	365 566	325 487
Przychody przyszłych okresów od środków trwałych oddanych w leasing	-	65 565
Pozostałe	3 239	5 451
Razem długoterminowe	1 082 084	1 151 115
Krótkoterminowe		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	50 213	59 462
Oплата przyłączeniowa	15 021	15 002
Przychody przyszłych okresów od środków trwałych oddanych w leasing	-	4 253
Pozostałe	26 941	19 728
Razem krótkoterminowe	92 175	98 445

28. REZERWA NA PODATEK ODROZCZONY

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Dodatnie różnice kursowe	3 109	8 880
Naliczone odsetki	1 427	803
Wycena instrumentów finansowych	1 087	22 852
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	69 209	72 397
Amortyzacja podatkowa większa od bilansowej	74 832	20 723
Przychody z tytułu leasingu finansowego	20 698	8 275
Przeszacowanie środków trwałych	1 879 695	1 985 850
Pozostałe	6 017	3 453
Razem	2 056 074	2 123 233

29. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	977 506	807 088
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek powiązanych	17 455	11 779
Zobowiązania z tytułu podatków, cel i ubezpieczeń społecznych	696 689	810 454
Zobowiązanie z tytułu obowiązkowej wpłaty z zysku dla właściciela	28 800	28 800
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	34 062	28 511
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	20 619	16 473
Zobowiązania wobec spółek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	9 316	54 680
Zobowiązania inne wobec jednostek powiązanych	127 796	104 885
Rozliczenia międzyokresowe bierne i zaliczki na dostawy	2 560	4 571
Pozostałe	258 899	241 565
Razem	2 173 702	2 108 806

30. POCHODNE INSTRUMENTY ZABEZPIECZAJĄCE WYCENIANE WEDŁUG WARTOŚCI GODZIWEJ ODNOSZONE NA RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT

Wartość nominalna w walucie	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
			31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Collar				
10 mln USD	10 styczeń 2007	3,2900-2,9980	(890)	-
10 mln USD	10 styczeń 2007	3,2600-2,9965	(876)	-
5 mln EUR	19 styczeń 2007	4,0600-3,8985	(362)	-
10 mln USD	10 styczeń 2007	3,1200-2,9080	(145)	-
5 mln EUR	19 styczeń 2007	4,0200-3,8000	(48)	-
10 mln USD	18 styczeń 2007	3,1100-2,9070	(208)	-
5 mln EUR	18 styczeń 2007	3,1200-2,9250	(313)	-
10 mln USD	21 luty 2007	3,2850-2,9985	(1 050)	-
10 mln USD	20 marzec 2007	3,2900-2,9980	(1 134)	-
10 mln USD	9 luty 2007	3,2950-3,0185	(1 193)	-
10 mln USD	9 luty 2007	3,2850-3,0200	(1 206)	-
10 mln USD	9 marzec 2007	3,2800-3,0060	(1 171)	-
10 mln USD	9 marzec 2007	3,2800-2,9900	(1 040)	-
10 mln USD	20 luty 2007	3,2500-2,9970	(1 033)	-
10 mln USD	9 marzec 2007	3,2500-2,9970	(1 094)	-
10 mln USD	9 luty 2007	3,2300-2,9940	(978)	-
10 mln USD	18 styczeń 2007	3,2600-3,0000	(937)	-
10 mln USD	20 marzec 2007	3,2500-2,9980	(1 130)	-
5 mln EUR	20 luty 2007	4,1100-3,8935	(391)	-
5 mln EUR	20 marzec 2007	4,1100-3,8870	(397)	-
10 mln USD	20 luty 2007	3,2200-3,0025	(1 078)	-
5 mln EUR	20 luty 2007	4,0900-3,8740	(316)	-
5 mln EUR	20 marzec 2007	4,0900-3,8800	(368)	-
10 mln USD	9 luty 2007	3,1900-3,0275	(1 270)	-
10 mln USD	20 marzec 2007	3,1900-2,9995	(1 129)	-
10 mln USD	18 styczeń 2007	3,2500-3,0015	(951)	-
5 mln EUR	10 kwiecień 2007	4,0000-3,8600	(278)	-
10 mln USD	18 styczeń 2007	3,2100-3,0110	(1 041)	-
10 mln USD	9 luty 2007	3,2200-3,0035	(1 060)	-
10 mln USD	9 marzec 2007	3,2100-3,0075	(1 175)	-
10 mln USD	10 kwiecień 2007	3,1400-2,9975	(1 134)	-
10 mln USD	10 kwiecień 2007	3,0900-2,9900	(1 034)	-
10 mln USD	10 styczeń 2007	3,1500-2,9920	(832)	-
10 mln USD	10 kwiecień 2007	3,1000-2,9640	(851)	-
10 mln USD	10 maj 2007	3,1000-2,9250	(651)	-
10 mln USD	20 marzec 2007	3,1000-2,9370	(622)	-
10 mln USD	10 maj 2007	3,0900-2,9160	(586)	-
10 mln USD	10 maj 2007	3,0900-2,9115	(561)	-
10 mln USD	20 kwiecień 2007	3,0800-2,9160	(543)	-
10 mln USD	18 maj 2007	3,0800-2,9100	(551)	-
10 mln USD	20 kwiecień 2007	3,0700-2,8990	(437)	-
10 mln USD	18 maj 2007	3,0600-3,8730	(334)	-
10 mln USD	20 luty 2007	3,0450-2,9240	(423)	-
10 mln EUR	20 kwiecień 2007	3,0450-2,8815	(316)	-
10 mln USD	18 maj 2007	3,0400-2,8565	(231)	-
5 mln EUR	10 maj 2007	3,9500-3,7570	(8)	-
5 mln EUR	10 kwiecień 2007	3,9500-3,7580	(11)	-
10 mln USD	18 styczeń 2007	2,9700-2,8890	(77)	-
10 mln USD	20 marzec 2007	2,9900-2,8600	(91)	-
10 mln USD	20 kwiecień 2007	2,9700-2,8635	(86)	-
10 mln USD	18 maj 2007	2,9700-2,8560	(74)	-
10 mln USD	20 kwiecień 2007	2,9800-2,8505	(60)	-
10 mln USD	10 maj 2007	2,9500-2,8460	31	-
10 mln USD	18 maj 2007	2,9600-2,8230	76	-
10 mln USD	18 maj 2007	2,9600-2,8175	94	-
10 mln USD	8 czerwiec 2007	2,9600-2,7875	175	-
5 mln EUR	20 czerwiec 2007	3,9200-3,7447	51	-
5 mln EUR	18 maj 2007	3,9000-3,7335	88	-
			(33 260)	-
Forward				
10 mln USD	10 styczeń 2007	3,0853	(1 759)	-
10 mln USD	10 styczeń 2007	3,0545	(1 451)	-

(w tysiącach złotych)				
10 mln USD	10 kwiecień 2007	3,0797	(1 776)	-
10 mln USD	9 marzec 2007	3,0581	(1 538)	-
10 mln USD	20 luty 2007	3,0595	(1 537)	-
10 mln USD	18 styczeń 2007	3,0603	(1 516)	-
10 mln USD	18 styczeń 2007	3,0434	(1 347)	-
10 mln USD	20 luty 2007	3,0395	(1 338)	-
10 mln USD	10 kwiecień 2007	3,0336	(1 321)	-
10 mln USD	20 kwiecień 2007	2,9929	(925)	-
10 mln USD	20 marzec 2007	2,9964	(936)	-
10 mln USD	18 styczeń 2007	2,9928	(843)	-
10 mln USD	10 maj 2007	2,9857	(868)	-
10 mln USD	20 luty 2007	2,9940	(886)	-
10 mln USD	20 luty 2007	2,9862	(808)	-
10 mln USD	20 luty 2007	2,9742	(689)	-
10 mln USD	20 marzec 2007	2,9719	(693)	-
10 mln USD	20 marzec 2007	2,9540	(515)	-
10 mln USD	20 luty 2007	2,9599	(547)	-
10 mln USD	18 styczeń 2007	2,8900	183	-
10 mln USD	8 czerwiec 2007	2,8561	384	-
10 mln USD	8 czerwiec 2007	2,8500	444	-
10 mln USD	10 styczeń 2007	2,8595	496	-
10 mln USD	20 czerwiec 2007	2,8477	456	-
10 mln USD	8 czerwiec 2007	2,8490	453	-
10 mln USD	10 styczeń 2007	2,8775	317	-
10 mln USD	9 luty 2007	2,8760	299	-
10 mln USD	9 marzec 2007	2,8720	309	-
10 mln USD	9 luty 2007	2,8733	326	-
10 mln USD	9 marzec 2007	2,8698	331	-
10 mln USD	10 styczeń 2007	2,8771	321	-
10 mln USD	20 marzec 2007	2,8792	226	-
10 mln USD	9 luty 2007	2,8842	217	-
10 mln USD	18 styczeń 2007	2,8874	209	-
10 mln USD	18 styczeń 2007	2,8874	209	-
10 mln USD	20 marzec 2007	2,8991	29	-
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

(w tysiącach złotych)				
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)
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)
			(16 084)	(12 957)
Cross Currency Interest Rate Swap				
120 mln EUR	30 Październik 2006	3,8750	-	107 893
			-	107 893
Cross Currency Rate Swap				
100 mln USD	22 Czerwiec 2006	4,0150	-	(13 091)
100 mln USD	6 Wrzesień 2006	4,2820	-	(26 599)
25 mln EUR	26 Październik 2006	3,9750	-	(2 362)
25 mln EUR	26 Październik 2006	3,9970	-	(2 956)
25 mln EUR	26 Październik 2006	4,3870	-	(13 083)
25 mln EUR	26 Październik 2006	4,2499	-	(10 012)
25 mln EUR	26 Październik 2006	4,3475	-	(12 100)
25 mln EUR	26 Październik 2006	4,3000	-	(11 184)
25 mln EUR	26 Październik 2006	4,1175	-	(6 868)
25 mln EUR	26 Październik 2006	4,2890	-	(10 378)
25 mln EUR	26 Październik 2006	4,4450	-	(14 503)
25 mln EUR	26 Październik 2006	4,4750	-	(15 248)
25 mln EUR	26 Październik 2006	4,2525	-	(9 456)
			-	(147 840)
Razem			(49 344)	(52 904)

31. ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE

31.a. Zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
W okresie 1 roku	3 067	3 268
W okresie od 1 do 5 lat	4 824	6 517
Powyżej 5 lat	-	-
Razem	7 891	9 785

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

	31 grudnia 2006		
Zapadalność w terminie:	Wartość z dyskontem	Odsetki	Przyszła wartość
Do jednego roku	43 543	3 397	46 940
Do dwóch lat	32 474	1 481	33 955
Do trzech lat	7 746	711	8 457
Do czterech lat	3 621	100	3 721
Do pięciu lat	1 285	-	1 285
Po pięciu latach	-	-	-
Razem	88 669	5 689	94 358

	31 grudnia 2005		
Zapadalność w terminie:	Wartość z dyskontem	Odsetki	Przyszła wartość
Do jednego roku	31 788	4 213	36 001
Do dwóch lat	25 886	2 681	28 567
Do trzech lat	20 282	1 047	21 329
Do czterech lat	4 811	288	5 099
Do pięciu lat	2 223	19	2 242
Po pięciu latach	-	-	-
Razem	84 990	8 248	93 238

31.c. Zobowiązania inwestycyjne

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów	423 281	301 227
Stan realizacji umów na dzień bilansowy	271 789	191 737
Zobowiązania wynikające z umów po dniu bilansowym	151 492	109 490

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.						
EUROPOL GAZ S.A.	56 000	PLN	56 000	30 wrzesień 2012	Bank Gdański S.A.	poręczenie kredytu
The President Islamic Republic of Pakistan	2 316	USD	6 741	31 grudzień 2008	Societe Generale Oddział w Polsce	gwarancja bankowa
Sąd Najwyższy w Pakistanie	1 122	USD	3 267	30 styczeń 2008	Societe Generale Oddział w Polsce	gwarancja bankowa
Gazexport Ltd.	100 000	USD	291 050	8 luty 2007	Societe Generale Oddział w Polsce	gwarancja bankowa
Gazexport Ltd.	50 000	USD	145 525	8 luty 2007	Bank PEKAO S.A. Centrala	gwarancja bankowa
Gazprom-Export Ltd.	90 000	USD	261 945	8 luty 2008	Societe Generale Oddział w Polsce	gwarancja bankowa
Gazprom-Export Ltd.	90 000	USD	261 945	8 luty 2008	Bank PEKAO S.A. Centrala	gwarancja bankowa
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Spółki Gazownictwa**						
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Spółki Gazownictwa**	1 250 000	EUR	4 789 000	27 stycznia 2012	Konsorcjum banków - agent Bank Handlowy S.A. w Warszawie	gwarancja spłaty
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Geofizyka Kraków Sp. z o.o.						
Urząd Celny w Pakistanie	2 910	USD	8 470	31 grudzień 2006	Urząd Celny	gwarancja celna
Oil India Comany LTD	2 363	USD	6 877	31 sierpień 2008	Oil India Comany LTD	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
Hydro Libia	600	USD	1 746	31 grudzień 2007	Hydro Libia	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
OGDC Pakistan	155	USD	452	26 kwiecień 2007	OGDC	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Gazobudowa Zabrze Sp. z o.o.						
ERGO Hestia	239	PLN	239	25 październik 2008	ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
Uniga Łódź	764	PLN	764	6 listopad 2007	PKN Orlen Płock	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
Uniga Łódź	1 703	PLN	1 703	7 wrzesień 2007	PKN Orlen Płock	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
ERGO Hestia	450	PLN	450	28 luty 2008	ABB Zamech Gazpetro	gwarancja dobrego wykonania kontraktu
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Diament Sp. z o.o.						
PN Diament Sp. z o.o.	337	PLN	337	1 maj 2009	NCC ROADS Sp.z o.o.	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	25	PLN	25	30 sierpień 2009	WUPRINŻ Sp. z o.o. Poznań	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	77	EUR	77	30 czerwiec 2009	MITEX S.A. W-wa	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	9	PLN	9	22 maj 2009	Lasy Państwowe Nadleśnictwo Zielona Góra	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	14	PLN	14	31 październik 2007	Strabag Sp. z o.o. W-wa	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	10	PLN	10	31 październik 2007	Strabag Sp. z o.o. W-wa	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	15	PLN	15	10 grudzień 2009	Urząd Miasta Skarżysko-Kamienna	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	15	PLN	15	12 czerwiec 2009	Gmina Kozienice	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	178	PLN	178	24 sierpień 2009	ABM Sp.z o.o. Legnica	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	55	PLN	55	29 listopad 2010	EKOMEL Sp.z o.o. Sulechów	gwarancja bankowa
PN Diament Sp. z o.o.	59	EUR	226	15 listopad 2007	Strabag S.A.	gwarancja bankowa
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Investgas S.A.						
PKN ORLEN S.A.	717	PLN	717	31 grudzień 2010	Deutsche Bank PLC W-wa	gwarancja dobrego wykonania umowy
Razem			5 837 852			

* Zobowiązania warunkowe w walucie przeliczone wg kursów NBP z dnia 31.12.2006 roku.

** 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

Na dzień 31 grudnia 2006 roku obowiązywała umowa zawarta 22 września 2005 roku przez PGNiG S.A. ze Spółkami Gazownictwa, dotycząca udzielenia gwarancji w związku z Umową Kredytową zawartą przez PGNiG S.A. z konsorcjum banków w dniu 27 lipca 2005 roku. Umowa ta dotyczy udzielonych solidarnie przez Spółki, 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.

31.e. Zobowiązania warunkowe z tytułu wystawionych weksli

Podmiot, któremu został wystawiony weksel	Wysokość wystawionego weksla w walucie	Waluta wystawionego weksla	Wysokość wystawionego weksla w złotych	Data obowiązywania weksla
Weksle wystawione przez PGNiG S.A.				
Bank Polskiej Spółdzielczości S.A. Oddział we Wrocławiu	2 400	PLN	2 400	15 grudzień 2007
Weksle wystawione przez PNiG Jasło Sp. z o.o.				
Bank PeKaO S.A.	5 000	PLN	5 000	31 grudzień 2007
Bank BPH S.A.	2 000	PLN	2 000	28 wrzesień 2007
Bank PeKaO S.A.	2 440	PLN	2 440	31 sierpień 2007
Weksle wystawione przez Mazowiecką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.				
Krajowa Izba Gospodarcza	1 691	PLN	1 691	30 kwiecień 2008
Weksle wystawione przez Wielkopolską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.				
Europejski Fundusz Leasingowy	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
PLN ORLEN S.A.	20	PLN	20	
BRE Bank S.A.	8 000	PLN	8 000	14 listopad 2008
TU ALLIANZ Polska S.A. Warszawa	3 000	PLN	3 000	14 marzec 2007
ERGO HESTIA Katowice	2 000	PLN	2 000	
UNIQUA TU S.A.	1 391	PLN	1 391	18 październik 2008
PLN ORLEN S.A.	10	PLN	10	
BRE Leasing Warszawa	339	PLN	339	22 wrzesień 2007
BRE Leasing Warszawa	679	PLN	679	23 październik 2007
Weksle wystawione przez Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.				
Control-Process Sp. z o.o. Tarnów	75	PLN	75	10 listopad 2009
Control-Process Sp. z o.o. Tarnów	29	PLN	29	10 listopad 2009
Control-Process Sp. z o.o. Tarnów	105	PLN	105	10 listopad 2009
Weksle wystawione przez Diament Sp. z o.o.				
Bank BRE S.A.	2 000	PLN	2 000	1 maj 2009
Bank BRE S.A.	337	PLN	337	31 marzec 2010
Europejski Fundusz Leasingowy	190	PLN	190	15 luty 2009
Razem			34 453	

31.f. Inne zobowiązanie warunkowe

Podatek od nieruchomości

Uchwała Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie z dnia 2 lipca 2001 roku w składzie 7 sędziów zadecydowała, że podziemne wyrobiska górnicze nie podlegają podatkowi od nieruchomości. Ponieważ dla górnictwa ropy i gazu wyrobiskiem górniczym jest odwiert wiertniczy, urzędy gmin z rejonu działania Oddziału 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 w Zielonej Górze utworzył rezerwy na roszczenia gmin z tytułu podatku od nieruchomości w wysokości 821,3 tysięcy złotych

(wartość tej rezerwy nie uległa zmianie w stosunku do 2005 roku), 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 2006 roku 59.290,3 tysięcy złotych (w 2005 roku zobowiązanie to wynosiło 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 4.214,0 tysięcy złotych z tytułu potencjalnych kosztów poinformowania klientów o zmianach w aktualnie obowiązującej taryfie (wartość tego zobowiązania na koniec 2005 roku wynosiła 16.604,0 tysięcy złotych).

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 2006	31 grudnia 2005
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.	Polska	100,00%	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%	88,83%
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%
INVESTGAS S.A. ¹⁾	Polska	100,00%	49,00%
Spółki zależne od spółki zależnej Naftomontaż Krosno Sp. z o. o.			
Naft-Stal Krosno Sp. z o. o. ²⁾	Polska	59,88%	59,88%
Spółki współzależne i stowarzyszone			
EUROPOL GAZ S.A. ³⁾	Polska	49,74%	49,74%
GAS-TRADING S.A.	Polska	43,41%	43,41%

¹⁾ Na koniec 2005 roku spółka była wyceniana metodą praw własności

²⁾ Udział pośredni 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.

³⁾ 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 powiązanymi

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 powiązanym	Udzielone pożyczki netto podmiotom powiązanym	Zobowiązania wobec podmiotów powiązanych
Jednostki stowarzyszone konsolidowane metodą praw własności	31 grudnia 2006	35 243	86 231	3 952	3 932	192 361	-	9 316
	31 grudnia 2005	30 026	145 384	3 950	3 931	252 671	-	54 680
Podmioty zależne i stowarzyszone nie konsolidowane	31 grudnia 2006	7 143	168 916	131 954	3 212	13 880	-	145 251
	31 grudnia 2005	26 234	142 554	131 243	4 801	14 376	-	116 664
Razem podmioty powiązane	31 grudnia 2006	42 386	255 147	135 906	7 144	206 241	-	154 567
	31 grudnia 2005	56 260	287 938	135 193	8 732	267 047	-	171 344

Najistotniejszymi transakcjami z akcjonariuszami w 2006 oraz 2005 roku były wypłaty dywidendy przedstawione dokładnie w nocie 10.

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

Imię i nazwisko	31 grudnia 2006		Razem wynagrodzenie wypłacone w 2006 roku
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2006 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanyc h w 2006 roku	
Razem Zarząd w tym:	1 307,90	620,88	1 928,78
<u>Osoby zarządzające na dzień 31 grudnia 2006 roku</u>			
Głogowski Krzysztof - prezes zarządu **	48,05	100,58	148,63
Anysz Jan- członek zarządu	196,59	9,80	206,39
Kuchciak Zenon - członek zarządu *	186,18	149,30	335,48
Niezbalec Stanisław - członek zarządu	172,24	29,97	202,21
Zwierzyński Tadeusz - członek zarządu *	80,69	9,28	89,97
Marzec Bogusław - prokurent *	241,84	11,29	253,13
Bernacik Ewa - prokurent **	53,89	32,03	85,92
<u>Osoby zarządzające w 2006 roku ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2006 roku:</u>	-	-	
Krok Franciszek - członek zarządu	32,99	95,21	128,20
Pawlak Bartłomiej - członek zarządu *	52,21	149,30	201,51
Puławski Mieczysław - prezes zarządu	48,05	-	48,05
Mikosz Maria Teresa - prokurent ***	195,17	34,12	229,29
Razem Rada Nadzorcza w tym:	285,89	52,10	337,99
<u>Osoby nadzorujące na dzień 31 grudnia 2006 roku</u>			
Rościszewski Andrzej	32,03	-	32,03
Szwarc Piotr	32,03	52,10	84,13
Chrobak Kazimierz	32,03	-	32,03
Arkuszewski Wojciech	32,03	-	32,03
Kawecki Mieczysław	32,03	-	32,03
Moryń Marcin	17,29	-	17,29
Puławski Mieczysław	24,02	-	24,02
Szakuluba Mirosław	32,03	-	32,03
Wojtowicz Jarosław	5,87	-	5,87
<u>Osoby nadzorujące w 2006 roku ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2006 roku:</u>	-	-	
Bąkowska Magdalena	14,87	-	14,87
Głogowski Krzysztof	24,02	-	24,02
Kamieński Zbigniew	7,64	-	7,64
Razem	1 593,79	672,98	2 266,77

Imię i nazwisko	31 grudnia 2005		
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wyplaconych w 2005 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanyc h w 2005 roku	Razem wynagrodzenie wyplacone w 2005 roku
Razem Zarząd w tym:	1 765,73	2 714,38	4 480,11
<u>Osoby zarządzające na dzień 31 grudnia 2005 roku</u>			
Anysz Jan	263,11	46,89	310,00
Krok Franciszek	222,98	203,64	426,62
Maria Teresa Mikosz - prokurent	254,61	30,55	285,16
Zenon Kuchciak - prokurent	16,50	-	16,50
Bartłomiej Pawlak* - prokurent	-	-	-
<u>Osoby zarządzające w 2005 roku ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2005 roku:</u>			
Foltynowicz Marek	249,63	266,41	516,04
Kossowski Marek	245,96	769,53	1 015,49
Jakiel Mieczysław	233,86	684,47	918,33
Kamiński Paweł	223,06	79,04	302,10
Staniewski Jerzy	56,02	633,85	689,87
Razem Rada Nadzorcza w tym:	239,02	779,82	1 018,84
<u>Osoby nadzorujące na dzień 31 grudnia 2005 roku</u>			
Bąkowska Magdalena	30,55	-	30,55
Chrobak Kazimierz	15,53	-	15,53
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 Szkaluba	5,35	-	5,35
Piotr Szwarc	1,70	-	1,70
<u>Osoby nadzorujące w 2005 roku ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2005 roku:</u>			
Arendarski Andrzej	28,98	606,79	635,77
Kamieński Zbigniew	18,92	-	18,92
Kasprzyk Bogusław	17,07	3,39	20,46
Libera Wiesława	10,18	-	10,18
Macioszek Zbigniew	14,66	-	14,66
Niewiarowski Piotr	10,18	-	10,18
Perek Stanisław	7,29	15,53	22,82
Soroka Tadeusz	18,92	154,11	173,03
Speczik Stanisław	5,09	-	5,09
Stosur Stanisław	10,18	-	10,18
Sukacz Dawid	21,80	-	21,80
Zajac Stanisław	10,18	-	10,18
Razem	2 004,75	3 494,20	5 498,95

* 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 2006	31 grudnia 2005
Wynagrodzenie Członków Zarządów	14 340	23 684
Jednostka dominująca	1 308	1 766
Jednostki zależne	11 320	10 074
Jednostka współzależna	1 160	10 844
Jednostki stowarzyszone	552	1 000
Wynagrodzenie Członków Rad Nadzorczych	6 151	10 169
Jednostka dominująca	286	239
Jednostki zależne	3 196	2 741
Jednostka współzależna	2 119	6 143
Jednostki stowarzyszone	550	1 046
Razem	20 491	33 853

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

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Członkowie Zarządów		
Oprocentowanie (%)	1%-6%	1%-6%
Warunki spłaty (na ile lat)	3-12 lat	3-12 lat
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	190	232
Członkowie Rad Nadzorczych		
Oprocentowanie (%)	0%-6%	0%-6%
Warunki spłaty (na ile lat)	1-3 lat	1-5 lat
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	9	1
Razem wartości pożyczek pozostałych do spłaty	199	233

32.f. Wspólne przedsięwzięcia nie podlegające konsolidacji

W 2006 roku PGNiG S.A. współpracowała na terytorium Polski z następującymi firmami zagranicznymi: CalEnergy Gas (Polska) Sp. z o.o. i CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o., Eurogas Polska Sp. z o.o. oraz FX Energy Poland Sp. z o.o.

CalEnergy

Siedziba w/w spółki znajduje się w Warszawie.

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

W wyniku podpisanej 26 października 2005 roku umowy 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)), PGNiG S.A. posiada udziały w tym obszarze wydobywczym w wysokości 51%, a pozostałe udziały posiadają odpowiednio firmy: FX Energy – 24,5% i CalEnergy – 24,5%. W I półroczu 2006 roku nastąpiło podpisanie umowy kupna-sprzedaży gazu ze złoża Zaniemyśl, a w II półroczu 2006 roku złoża to zostało zagospodarowane i rozpoczęto wydobywanie gazu w ramach próbnej eksploatacji.

Eurogas Polska Sp. z o.o.

PGNiG S.A. podpisało, w lipcu 2006 roku, list intencyjny z Eurogas Polska Sp. z o.o. w sprawie współpracy oraz skierowano do Ministra Środowiska wspólny wniosek o przeniesienie koncesji oraz prawa użytkowania górniczego posiadanych przez Eurogas obejmujących bloki: 416, 417, 436, 437, 438, 456, 457 i 458 na rzecz PGNiG S.A., na co Minister Środowiska, pismem z dnia 3 stycznia 2007 roku, wyraził zgodę.

Na terenie przedmiotowych bloków koncesyjnych PGNiG S.A. i Eurogas Sp. z o.o. zaplanowały prowadzenie wspólnych prac poszukiwawczych. PGNiG obejmie 51% udziałów w tym przedsięwzięciu, a pozostałe 49% miało zostać objęte przez Eurogas. Spółka Eurogas odstąpiła połowę swojego udziału (czyli 24,5% całości) brytyjskiej firmie naftowej Aurelian. Aktualnie trwają negocjacje z ww. firmami mające na celu podpisanie umowy o wspólnych operacjach.

FX Energy Poland sp. z o.o.

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)

Z firmą FX Energy PGNiG S.A. współpracuje na obszarach „Płotki” i „Poznań”.

Obszar „Płotki”

Zgodnie z umową z FX Energy (oraz CalEnergy), PGNiG S.A. posiada 51% udziałów, a FX Energy – 24,5% w tym obszarze natomiast pozostałe udziały to jest 24,5% należą do CalEnergy.

W II półroczu 2006 roku znajdujące się w tym obszarze złoża Zaniemyśl zostało zagospodarowane i rozpoczęto wydobywanie gazu w ramach próbnej eksploatacji.

W 2006 roku przygotowano i zatwierdzono projekt otworu poszukiwawczego Roszków-1 (głębokość 2970 metrów). Przetarg na wykonanie wiercenia otworu wygrała spółka Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło. Wiercenie otworu rozpoczęło się w I kwartale 2007 roku.

Na początku roku 2007 została podpisana „Umowa przeniesienia Użytkowania Górniczego na złożu gazu ziemnego Klęka” oraz „Porozumienie w sprawie rozliczeń gazu ziemnego wydobywanego z otworu Klęka 11”.

Obszar „Poznań”

Zgodnie z umową z FX Energy, PGNiG S.A. posiada 51% udziałów, a FX Energy – 49% w tym obszarze.

Na obszarze „Poznań” w roku 2006 wykonane zostały prace polowe: sejsmika 2D Poznań-Śrem-Jarocin; sejsmika 2D Grundy II etap; sejsmika 2D Łuszczanów II Etap, Lubinia 2D oraz zdjęcie sejsmiczne 3D Kórnik-Środa Wielkopolska.

Zakończono wiercenie otworu poszukiwawczego Winna Góra-1 do głębokości około 3650 metrów. Otwór oczekuje na test produkcyjny.

Obszar bloku 255 (Wilga).

We wrześniu 2006 roku rozpoczęto produkcję gazu ziemnego ze złoża Wilga. Podział produkcji gazu pomiędzy PGNiG S.A. i FX Energy dokonywany jest zgodnie z wielkościami udziałów.

Na początku 2007 roku podpisana została „Umowa przeniesienia Użytkowania Górniczego na bloku 255”, w której FX Energy przekazuje na rzecz PGNiG S.A. 18,8 % użytkowania górniczego.

32.g. Działalność poza granicami kraju

Udziały PGNiG S.A. w spółkach zagranicznych

Ukraina

Spółka **”Dewon” Z.S.A.** jest spółką akcyjną typu zamkniętego (nie giełdowa). Została utworzona 17 listopada 1999 roku. Podstawowym celem i zadaniem Spółki jest realizacja usług związanych z wydobywaniem ropy naftowej i gazu ziemnego, rekonstrukcja odwiertów oraz zagospodarowanie i eksploatacja złóż na Ukrainie.

Fundusz statutowy (kapitał zakładowy) Spółki wynosi 11.146,8 tysięcy UAH to jest 6.420,6 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 29 grudnia 2006 roku) i dzieli się na 120,0 tysięcy akcji o wartości nominalnej 92,89 UAH każda. Zaangażowanie w spółce wynosi 4.055,2 tysięcy UAH to jest 2.335,8 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 29 grudnia 2006 roku).

Struktura własności akcji przedstawia się następująco:

• PGNiG S.A.	36,38%
• Prawniczyj Alians Sp. z o.o.	25,99%
• Ferrous Trading Ltd.	25,08%
• NAK Neftieghaz Ukrainy	12,13%
• Oszkader Walentyna Georgijewna	0,41%
• SZJu Ltawa Sp. z o.o.	0,01%

Produkcja gazu ziemnego została uruchomiona przez Spółkę w listopadzie 2003 roku. Obiektem eksploatacji jest sachalińskie złożo gazokondensatu w Rejonie Krasnokuckim Obwodu Charkowskiego (wschodnia Ukraina). Spółka wydobywa węglowodory, prowadzi produkcję gazu ziemnego i kondensatu oraz zajmuje się ich sprzedażą na rynku ukraińskim.

Eksploracja złoża Sachalinskoie odbywa się na podstawie umowy joint venture ze spółką PoltavaNaftoGasGeologia. PoltavaNaftoGasGeologia jest jednostką zależną Państwowej Spółki „Nadra Ukrainy” i posiada koncesję na poszukiwanie i wydobywanie gazu ze złoża Sachalinskoie

Oman

Kapitał zakładowy Spółki „Sahara Petroleum Technology Llc” wynosi 150,0 tysięcy RO (ormiańskich riali), to jest 1.136,9 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 27 grudnia 2006 roku) i dzieli się na 150,0 tysięcy udziałów o wartości 1 RO każdy. Zaangażowanie PGNiG S.A. w Spółce wynosi 73,5 tysięcy riali, to jest 557,1 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 27 grudnia 2006 roku). Struktura własności udziałów przedstawia się następująco:

- | | |
|-------------------------------------|-----|
| • PGNiG S.A. | 49% |
| • Petroleum and Gas Technology Ilc | 51% |
| P.O. Box 3641, Ruwi, Sułtanat Omanu | |

Spółka zawiązana została z inicjatywy Zakładu Robót Górniczych w Krośnie (do 30 czerwca 2005 roku Oddział PGNiG S.A. a obecnie jest to Spółka, w której PGNiG SA posiada 100% udziałów) w 2000 roku. Głównym celem zawiązania Spółki było prowadzenie przez nią usług serwisowych w zakresie obróbki i rekonstrukcji odwiertów, operacji techniką linową, konserwacji głowic eksploatacyjnych i lekkich oraz średnich wierceń z wykorzystaniem potencjału technologicznego PGNiG S.A. (ZRG). PGNiG S.A. zamierza wycofać się ze spółki.

Niemcy

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

- **InterTransGas GmbH (ITG)**
- **InterGasTrade GmbH (IGT)**

Obaj partnerzy objęli po 50% udziałów w każdej ze spółek. Kapitał zakładowy założonych Spółek wynosi po 200 tysięcy EURO (to jest 383,1 tysięcy złotych według średniego kursu NBP z dnia 29 grudnia 2006 roku), a ich siedzibą jest Poczdam.

W dniu 9 sierpnia 2005 roku Spółka InterTransGas GmbH została wpisana do rejestru handlowego w Poczdamie.

Przedmiotem działalności Spółki jest budowa, eksploatacja i sprzedaż mocy przesyłowych.

Aktualnie, na podstawie decyzji Wspólników, InterTransGas GmbH działa przy założeniu ponoszenia minimalnych kosztów niezbędnych do funkcjonowania Spółki. Po zaistnieniu okoliczności umożliwiających budowę gazociągu łączącego polski i niemiecki system przesyłu gazu, Spółka będzie mogła podjąć podstawową działalność określoną w Umowie Spółki.

Udziały PGNiG S.A. w licencjach poszukiwawczych:

Pakistan

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

W roku 2006 wykonano interpretację archiwalnych profili sejsmicznych po reprocessingu i na bazie kompleksowych danych geologiczno – geofizycznych opracowano „Projekt Prac Sejsmicznych 2D w obszarze bloku Kirthar”. Na przełomie września i października, drogą przetargu nieograniczonego, został wyłoniony wykonawca tych prac, którym została Geofizyka Kraków. Sejsmiczne prace polowe poprzedzone zostały wykonaniem analizy wpływu badań sejsmicznych na środowisko naturalne. W grudniu 2006 roku rozpoczęto mobilizację grupy sejsmicznej i przystąpiono do prac geodezyjnych poprzedzających cykl produkcyjny. Na początku lutego 2007 roku wykonano prace eksperymentalne, których celem było określenie parametrów metodycznych i następnie przystąpiono do produkcji. Zakończenie cyklu produkcyjnego przewiduje się na maj 2007 roku.

Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z firmą Pakistan Petroleum Ltd. Podział udziałów jest następujący: PGNiG S.A. 70%, a Pakistan Petroleum Ltd – 30%. Koszty inwestycji są adekwatne do posiadanych przez firmy udziałów.

Norwegia

W dniu 28 lutego 2007 roku PGNiG S.A. zawarła warunkową umowę z Mobil Development Norway A/S oraz ExxonMobil Production Norway Inc. (ExxonMobil) na zakup 15% udziałów w trzech koncesjach zawierających złoża Skarv i Snadd na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Zgodnie z zapisami umowy PGNiG S.A. nabędzie 15% udziałów w koncesjach za cenę 360 mln USD, to jest około 1.069,2 milionów złotych (przeliczone po kursie NBP z dnia 28 lutego 2007 roku).

Wykonanie Umowy uzależnione jest od spełnienia następujących warunków:

- a) uzyskanie zgody Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy PGNiG S.A. oraz innych wymaganych zgód korporacyjnych;
- b) uzyskanie zgody Norweskiego Ministerstwa ds. Węglowodorów i Energii zgodnie z art. 10-12 norweskiej Ustawy o węglowodorach;
- c) wydanie przez norweskie Ministerstwo Finansów decyzji w sprawie podatku zgodnie z art. 10 Ustawy o opodatkowaniu działalności w sektorze naftowym;
- d) niewykonania prawa pierwokupu.

Umowa może zostać rozwiązana, jeżeli przynajmniej jeden z warunków nie zostanie spełniony, w tym:

- 1) wymieniony w punkcie a) nie zostanie spełniony do dnia 15 maja 2007 roku,
- 2) pozostałe warunki nie zostaną spełnione do 1 listopada 2007 roku.

Ponadto, w celu realizacji Umowy niezbędne jest po stronie PGNiG S.A. otrzymanie tzw. prekwalifikacji oraz kwalifikacji od norweskiego Ministerstwa ds. Węglowodorów i Energii, co stanowi standardową procedurę dla firm, które zamierzają inwestować w sektor gazu i ropy naftowej w Norwegii. Oprócz konieczności spełnienia wymogu uzyskania kwalifikacji do daty spełnienia wszystkich warunków, PGNiG musi również uzyskać pozwolenia na transport gazu w terminie dwóch miesięcy od Daty Zamknięcia.

Z chwilą nabycia Licencji Spółka stanie się stroną szeregu umów dotyczących organizacji i eksploatacji złóż.

Według danych zatwierdzonych przez NPD (Norwegian Petroleum Directorate) (2006 Fact Book), łączna wielkość zasobów wszystkich Złóż, w których PGNiG nabędzie udziały od ExxonMobil, szacowana jest na około:

- 35,8 miliardów m³ gazu ziemnego;
- 18,3 milionów m³ ropy naftowej i kondensatu (około 15 milionów ton);
- 5,8 milionów ton NGL (Natural Gas Liquids).

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

Rozpoczęcie wydobywania gazu i ropy naftowej przewidywane jest na połowę roku 2011. Zgodnie z szacunkami PGNiG S.A. nakłady inwestycyjne na rozwój złóż wyniosą około 5 miliardów USD, z czego nakłady inwestycyjne PGNiG S.A. wyniosą około 600 milionów USD to jest około 1.781,9 milionów złotych (przeliczone po kursie NBP z dnia 28 lutego 2007 roku).

Prawem obowiązującym w stosunku do dokumentów transakcji jest prawo norweskie.

Inwestycja PGNiG S.A. w licencje jest inwestycją długoterminową.

Indie

W styczniu 2007 roku PGNiG S.A. podpisała MoU (Memorandum of Understanding) z firmą GSPC (Gujarat State Petroleum Company, państwowa firma naftowa indyjskiego stanu Gujarat) o możliwości współpracy na obszarze Indii, a także Jemenu i Egiptu.

W 2006 roku PGNiG S.A. ubiegała się o uzyskanie koncesji poszukiwawczych w takich krajach jak Libia, Algieria, Egipt i Dania. W 2007 roku powyższe działania będą kontynuowane.

Oddziały Spółek zależnych poza granicami kraju:

Geofizyka Toruń Sp. z o.o.

Oddział Geofizyka Toruń Branch Office Jebel Ali w Dubaju, 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 Jasło Sp. z o.o.
Oddział w Libii.

PNiG Piła Sp. z o.o.
Oddział w Indiach
Oddział w Egipcie

PNiG Kraków Sp. z o.o.
Oddział w Pakistanie
Oddział w Kazachstanie
Przedstawicielstwo w Czechach
Przedstawicielstwo na Litwie
Przedstawicielstwo w Rosji
Przedstawicielstwo w Egipcie

Gazobudowa Zabrze Sp. z o.o.
Przedstawicielstwo w Niemczech

33. CELE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM

Spółka 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.

Firma 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 Spółki denominowana jest w euro, natomiast zobowiązania handlowe z tytułu długoterminowych kontraktów handlowych na zakupy gazu denominowane są w USD i EUR.

Głównym celem podejmowanych przez Spółkę 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 Spółka 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 Spółki jest zasadniczo ograniczone do ewentualnych kwot, o które zobowiązania stron trzecich przewyższają zobowiązania Spółki. Spółka stosuje zasadę zawierania transakcji dotyczących instrumentów finansowych z wieloma podmiotami charakteryzującymi się dobrą zdolnością kredytową. Dzięki temu Spółka nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego.

Pochodne instrumenty finansowe

Zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej oraz z przepisami obowiązującymi od 2002 roku tj. Ustawą o Rachunkowości oraz Rozporządzeniem Ministra Finansów w sprawie instrumentów finansowych Spółka wykazuje w sprawozdaniu finansowym wycenę wszystkich instrumentów pochodnych wyliczoną w wartości godziwej.

Spółka w roku 2006 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 obrotowy.

Zabezpieczenie wartości godziwej oraz przepływów środków pieniężnych

Spółka dokonuje zabezpieczenia wartości godziwej oraz przepływów pieniężnych dla części swoich zobowiązań kredytowych i handlowych denominowanych w USD i EUR. W tym celu zawiera transakcje pochodne z renomowanymi instytucjami finansowymi polegające na terminowym zakupie waluty lub prawa do takiego zakupu (transakcje opcyjne).

Poniższa nota prezentuje wycenę pochodnych instrumentów finansowych.

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

	31 grudnia 2006	31 grudnia 2005
Spółki konsolidowane metodą pełną w tym:	28 441	29 832
Stanowiska robotnicze	14 237	15 292
Stanowiska nierobotnicze	11 404	11 706
Stanowiska kierownicze	2 800	2 834
Spółki konsolidowane metodą praw własności	293	344
Razem	28 734	30 176

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

Spółka PGNiG S.A. w 2006 roku realizowała proces restrukturyzacji wynikający z przyjętego przez Radę Ministrów RP 5 października 2004 roku „Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.”. Znowelizowane 4 marca 2005 roku Prawo energetyczne oraz przyjęty uprzednio (5 października 2004 roku) przez Radę Ministrów „Program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.” - implementując założenia zawarte w Dyrektywie nr 2003/55/EC Parlamentu Europejskiego i Rady – nakładają obowiązek prawnego rozdzielenia działalności handlowej i technicznej dystrybucji gazu oraz wyodrębnienia Operatorów Systemu Dystrybucyjnego (OSD) w terminie do 1 lipca 2007 roku. Obowiązek ten dotyczy również funkcjonujących w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG od 1 stycznia 2003 roku sześciu regionalnych Spółek Gazownictwa (Dolnośląska, Górnośląska, Karpacka, Mazowiecka, Pomorska i Wielkopolska), z uwagi na to, że każda z nich prowadzi działalność technicznej dystrybucji gazu oraz działalność handlową, w tym obsługę klienta.

Rozdzielenie działalności handlowej i technicznej dystrybucji gazu.

Zarząd PGNiG S.A. Uchwałą Nr. 256/2006 z 11 kwietnia 2006 roku przyjął koncepcję wdrożenia modelu rozdzielenia działalności handlowej i technicznej dystrybucji gazu w wariantie przewidującym połączenie w ramach PGNiG S.A. działalności obrotu hurtowego i detalicznego oraz ukształtowanie sześciu Spółek Gazownictwa jako sześciu Operatorów Systemu Gazowniczego.

Ważnym czynnikiem mającym wpływ na wybór najkorzystniejszego wariantu była kwestia wyposażenia wydzielonych prawnie operatorów systemów dystrybucyjnych w majątek sieciowy.

Podstawowe założenia Projektu rozdzielenia działalności handlowej i technicznej dystrybucji gazu:

- Działalność detalicznego obrotu gazem oraz obsługa klientów na terenie całego kraju zostanie „przeniesiona” ze Spółek Gazownictwa do PGNiG S.A. W ten sposób PGNiG S.A. oprócz działalności wydobywczej i magazynowej prowadzić będzie także całość działalności handlowej (obróty hurtowy i detaliczny).
- Działalność dystrybucji gazem w dalszym ciągu realizowana będzie przez Spółki Gazownictwa, które po przeniesieniu działalności obrotu detalicznego do PGNiG S.A. przekształcone zostaną w Operatorów Systemu Dystrybucyjnego. OSD posiadać będą pełną własność sieci dystrybucyjnej wraz z infrastrukturą techniczną.
- Działalność obrotu realizowana będzie w ramach PGNiG S.A. poprzez Oddział Obrotu. W Oddziale tym skupiona będzie cała działalność obrotu gazem, w tym m.in. marketing, sprzedaż

-
- gazu (z importu i źródeł własnych), obsługa klientów oraz bilansowanie handlowe gazu. Ze względów strategicznych zakupy gazu pozostaną poza Oddziałem Obrotu, w ramach struktur Centrali PGNiG S.A.
 - Strukturę organizacyjną Oddziału Obrotu tworzyć będą, oprócz Centrali Oddziału, Zakłady Obrotu (Gazownie) wraz z jednostkami terenowymi (BOK –i inne).

Kamienie milowe Projektu:

- utworzenie sześciu Oddziałów Obrotu w Spółkach Gazownictwa (po jednym w każdej) na bazie – wydzielonych równolegle z dotychczasowych Oddziałów Spółek Gazowniczych – 23 Zakładów Obrotu (Gazowni) zajmujących się obrotem gazu (grudzień 2006 roku),
- w terminie najpóźniej do 1 lipca 2007 roku dokonanie podziału Spółek Gazownictwa i przeniesienie sześciu Oddziałów Obrotu ze Spółek Gazownictwa do utworzonych już przez PGNiG S.A. sześciu Spółek Obrotu Gazem (tzw. Spółek Tymczasowych) z siedzibami w Warszawie (Oddział Obrotu każdej Spółki Gazownictwa wnoszony jest do odrębnej Spółki Obrotu Gazem),
- w możliwie najkrótszym terminie (przewidywany termin - III kwartał 2007 roku)– inkorporacja Spółek Tymczasowych z PGNiG S.A., przy zachowaniu zasady włączenia 23 Zakładów Obrotu (Gazowni) do jednego utworzonego w Warszawie Oddziału Obrotu PGNiG S.A.

Organizacja oraz przebieg prac projektowych i wdrożeniowych

Projekt rozdzielenia działalności handlowej i technicznej dystrybucji gazu realizowany jest przez przyjętą przez Zarząd PGNiG S.A. strukturę obejmującą trzy szczeble organizacji prac: Komitet Sterujący, Komitet Projektu, Zespoły Zadaniowe wyznaczone odrębnie dla każdego z obszarów biznesowych, w skład których wchodzi przedstawiciele Centrali PGNiG S.A. oraz Spółek Gazownictwa. W celu wsparcia Komitetu Projektu powołano Zespół Konsultacyjny, w skład którego wchodzi przedstawiciele Zarządów SG.

W ramach Projektu powołano 23 Przedstawicieli PGNiG S.A. w Zakładach Gazowniczych Spółek (od 1 stycznia 2007 roku – Dyrektorów Gazowni).

W dniu 10 sierpnia 2006 roku Zarząd PGNiG S.A. przyjął podstawową „Koncepcję funkcjonowania Oddziału Obrotu w PGNiG S.A.”, która określa wytyczne do szczegółowych prac projektowych w wyniku których przygotowano „Projekt restrukturyzacji” wraz z harmonogramem prac wdrożeniowych. 3 listopada 2006 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A., pozytywnie zaopiniowało powyższe opracowanie i podjęło m.in. uchwały w sprawach:

- wyrażenia zgody na wdrożenie Projektu Restrukturyzacji w GK PGNiG wraz ze szczegółowym Harmonogramem prawnym,
- wyrażenia zgody na utworzenie 6 Spółek Tymczasowych z siedzibami w Warszawie,
- upoważnienia Zarządu PGNiG S.A. do podjęcia wszelkich działań w celu przeprowadzenia przyszłego połączenia PGNiG S.A. i Spółek Tymczasowych.

8 listopada 2006 roku odbyły się Zgromadzenia Wspólników Spółek Gazownictwa, w czasie których podjęto uchwały w sprawie wyrażenia zgody na wdrożenie Projektu Restrukturyzacji w Spółkach Gazownictwa, w tym w szczególności upoważnienie Zarządów tych spółek do podjęcia wszelkich działań w celu przeprowadzenia podziału Spółek Gazownictwa.

W Spółkach Gazownictwa z dniem 31 grudnia 2006 roku utworzone zostały Oddziały Obrotu zarejestrowane w KRS. 31 grudnia 2006 roku Zarządy Spółek Gazownictwa wyposażyły je w stosowny majątek oraz zasoby ludzkie. Należy nadmienić, że przeprowadzone alokacje podlegać będą jeszcze pewnym korektom, w związku z przyjmowaniem dalszych szczegółowych rozwiązań biznesowych.

27 grudnia 2006 roku podpisane zostały Akty Założycielskie niżej wymienionych Spółek Tymczasowych:

- Dolnośląska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie,
- Górnośląska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie,
- Karpacka Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie,
- Mazowiecka Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie,
- Pomorska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie,
- Wielkopolska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie.

Wszystkie udziały w kapitale zakładowym tych Spółek zostały objęte w całości przez jednego wspólnika PGNiG S.A.

W oparciu o przyjętą 6 lutego 2007 roku przez Zarząd PGNiG S.A. Szczegółową Koncepcję Biznesową dla Oddziału Obrotu PGNiG S.A. opracowane zostały Plany Podziału Spółek Gazownictwa, określające szczegółowe zasady podziału wraz z projektami dokumentów koniecznych do przeprowadzenia procedury podziału. Aktualnie trwają prace nad uszczegółowieniem opracowanej w lipcu 2006 roku „Koncepcji funkcjonowania operatorów Systemu Dystrybucyjnego utworzonych na bazie Spółek gazownictwa”.

Komunikacja w zakresie realizowanego Projektu

Od momentu uruchomienia Projektu osoby odpowiedzialne za komunikację wewnętrzną zainicjowały szereg działań informacyjnych o projekcie skierowanych do wszystkich zainteresowanych grup odbiorców. W styczniu 2007 roku uruchomiony został specjalny internetowy serwis informacyjny o Projekcie dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG.

Na etapie projektowym i wdrożeniowym realizowanego Projektu odbywał się dialog z przedstawicielami związków zawodowych w Grupie Kapitałowej PGNiG. 7 grudnia 2006 roku zawarto „Porozumienie pomiędzy Centralami Związków Zawodowych Górnictwa Nafty i Gazu a PGNiG S.A. w sprawie zapewnienia ochrony praw pracowniczych Grupy Kapitałowej PGNiG w procesie realizacji rządowego programu restrukturyzacji i prywatyzacji oraz dostosowania struktury organizacyjnej do zapisów prawa energetycznego, w szczególności integracji Obrotu i przekształcenia Spółek Gazownictwa w Operatorów Systemów Dystrybucyjnych”.

Restrukturyzacja wewnętrzna spółki PGNiG S.A.

W 2006 roku przeprowadzono i zakończono formalny proces likwidacji (księgowo-rozliczeniowej) sześciu Regionalnych Oddziałów Przesyłu, zapewniając między innymi cesję umów z PGNiG S.A. (ROP-y) na Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. (OGP Gaz-System Sp. z o.o., obecnie OGP Gaz-System S.A.),

Realizacja Programu restrukturyzacji zatrudnienia

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 otoczeniu praw zewnętrznych.

Znowelizowany Program umożliwia częściowe finansowanie osłon dla pracowników GK PGNiG z utworzonego Centralnego Funduszu Restrukturyzacji, dla wspierania restrukturyzacji zatrudnienia w tych podmiotach Grupy Kapitałowej, których trudna sytuacja finansowa tego wymaga. Znowelizowany Program zakładał, 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 okresie 1 stycznia 2004 roku – 31 grudnia 2006 roku Programem w całej Grupie Kapitałowej PGNiG różnymi formami restrukturyzacji objęto 4.296 pracowników w tym:

- w oddziałach PGNiG S.A. - 1.245 osób,
- w spółkach gazownictwa - 1.982 osób,
- w pozostałych spółkach zależnych - 962 osób,
- w ROP-ach (do 30 czerwca 2005 roku) - 107 osób.

Oszczędności w zakresie wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych w tym okresie w skali Grupy Kapitałowej PGNiG wyniosły 296 milionów złotych, zaś efekt restrukturyzacji (po uwzględnieniu kosztów restrukturyzacji i konsekwencji finansowych wynikających z niezbędnych przyjęć do pracy) osiągnął wielkość 128 milionów złotych. Bezwzględny stan zatrudnienia w podmiotach objętych Programem w okresie 1 stycznia 2003 roku – 31 grudnia 2006 roku zmniejszył się o 5.829 osób (uwzględniając transfer 2.181 osób związany z wydzieleniem OGP Gaz-System Sp. z o.o. (obecnie OGP Gaz-System S.A.) poza Grupę Kapitałową PGNiG S.A.).

W samym PGNiG S.A. w okresie 1 stycznia 2004 roku – 31 grudnia 2006 roku objęto restrukturyzacją 1.245 osób. Poniesione z tego tytułu koszty restrukturyzacji wyniosły 10 milionów złotych. Oszczędności w zakresie wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych w tym okresie wyniosły 90 milionów złotych, zaś efekt restrukturyzacji osiągnął wielkość 43 milionów złotych.

3. W ramach wewnętrznej restrukturyzacji majątkowej kontynuowane jest zagospodarowywanie majątku nieprodukcyjnego, nieprzydatnego do działalności gospodarczej Spółki, głównie poprzez jego wydzierżawianie lub sprzedaż (przede wszystkim są to nieruchomości). Majątek ten pozostał po

likwidacji oddziałów zakładów gazowniczych w 2003 roku, regionalnych oddziałów przesyłu w 2006 roku, ponadto stał się zbędny dla działalności oddziałów górniczych.

Odrębnym zagadnieniem jest zagospodarowanie składników majątkowych wyłączonych w 2006 roku z Umowy Leasingu Operacyjnego, tj. składników majątkowych uznanych przez OGP Gaz-System S.A. jako nieprzydatnych w systemie przesyłowym. Z Umowy Leasingu Operacyjnego zostały wyłączone składniki majątkowe na wartość leasingową 224 milionów złotych, co na dzień wyłączenia z leasingu stanowiło wartość 209 milionów złotych (wartość pomniejszona o dotychczasową spłatę). Składniki majątkowe o charakterze dystrybucyjnym wyłączone z Umowy Leasingu Operacyjnego zostały zagospodarowane przez Spółki Dystrybucyjne.

Na mocy uchwały Zarządu z dnia 19 grudnia 2006 roku składniki te zostaną przekazane Spółkom Dystrybucyjnym w 2007 roku w formie aportu. Obecnie są wydierżawiane Spółkom.

Łączna wartość netto nieruchomości sprzedanych w 2006 roku, wyłączonych z działalności w ramach restrukturyzacji wewnętrznej wynosi ok. 13,9 milionów złotych. Ponadto Spółka PGNiG S.A. dokonała zrzeczenia się praw do 24 zbędnych nieruchomości na rzecz Skarbu Państwa.

Opisany powyżej i aktualnie realizowany „Projekt rozdzielenia działalności handlowej i technicznej dystrybucji gazu” w istotny sposób wpływa na działalność PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG. Na etapie projektowania, we wrześniu 2006 roku zidentyfikowano poniższe ryzyka:

- Bardzo duże zmiany organizacyjne w działalności obrotu, co krótkoterminowo może wpłynąć negatywnie na poziom obsługi klientów,
- Konieczność stworzenia od podstaw ogólnokrajowej struktury obrotu, w szczególności na poziomie Centrali Oddziału Obrotu,
- Prawdopodobne dodatkowe koszty ujednolicenia wielu zmian wprowadzonych w ostatnich latach przez SG w działalności obrotu, w tym systemów informatycznych, systemów motywacyjnych, sposobu organizacji pracy, itp.
- Zmiana przedmiotu i sposobu funkcjonowania Spółek Gazowniczych (tylko działalność dystrybucyjna), co może mieć (przynajmniej w krótkim i średnim okresie) negatywny wpływ na obsługę klientów. Jednak należy zaznaczyć, że każdy wariant zmierzający do rozdzielenia działalności handlowej i technicznej oznacza zmianę sposobu funkcjonowania Spółek Gazownictwa na dotychczasowych zasadach i może negatywnie wpłynąć na poziom obsługi klientów,
- Znacząca liczba formalności prawnych związanych z przekształceniami (procedury prawne, umowy zewnętrzne, umowy pracownicze, itp.).

Na obecnym etapie realizacji Projektu ryzyka powyższe nie stworzyły zagrożeń dla funkcjonowania Grupy Kapitałowej PGNiG i PGNiG S.A.

36. GŁÓWNE PRZYCZYNY NIEPEWNOŚCI WARTOŚCI SZACUNKOWYCH

W procesie zastosowania przez Grupę polityki rachunkowości opisanej w punkcie 2 niniejszego sprawozdania finansowego, Spółka przyjęła następujące założenia dotyczące niepewności i szacunków, które miały najistotniejszy wpływ na wartości zamieszczone w sprawozdaniu finansowym. W związku z tym istnieje ryzyko istotnych zmian w następnych okresach dotyczące głównie następujących obszarów:

Sprawa dopłat do kapitału Gazotech Sp. z o.o.

Do momentu sporządzenia niniejszego sprawozdania, pozew PGNiG S.A. o ustalenie nieistnienia stosunku prawnego (ustalenie nieistnienia uchwały nr 1 Zgromadzenia Wspólników PI Gazotech Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku w sprawie umorzenia udziałów) nie został jeszcze rozstrzygnięty.

Zarząd oszacował prawdopodobieństwo poniesienia dodatkowych kosztów kierując się zasadą ostrożności. W sprawozdaniu za 2006 rok Spółka pozostawiła w księgach zobowiązanie i należność od PI Gazotech Sp. z o.o. z tytułu dopłaty do kapitału zakładowego w wysokości 82.472 tys. zł oraz utworzony odpis na tą należność w kwocie 82.472 tys. zł a także rezerwę na potencjalne koszty w wysokości 924 tys. zł.

Utrata wartości majątku trwałego

Podstawowe aktywa operacyjne Grupy stanowi majątek kopalniany, infrastruktura przesyłowa oraz magazyny gazu. Wartość majątku została poddana testom na utratę wartości. Grupa skalkulowała i ujęła w księgach istotne kwoty odpisów z tytułu utraty wartości majątku bazując na ocenie ich przydatności do użycia obecnie i w przyszłości, planowanych likwidacji lub sprzedaży. Dla pewnych składników założenia przyjęte w związku z możliwością użytkowania, likwidacji i sprzedaży aktywów

mogą ulec zmianie. Odpowiednie informacje odnośnie wartości odpisów z tytułu utraty wartości zamieszczono w Nocie 11a.

Okresy ekonomicznej użyteczności składników środków trwałych

W punkcie 2 sprawozdania podano stawki amortyzacyjne dla głównych grup środków trwałych. Okresy ekonomicznej użyteczności środków trwałych oparto na ocenie służb technicznych, zajmujących się ich eksploatacją. Szacunkom takim towarzyszy niepewność, co do przyszłych warunków prowadzenia działalności gospodarczej, zmian technologicznych i konkurencji na rynku, które skutkować mogą inną oceną ekonomicznej przydatności składników i pozostałego okresu ich użyteczności, co w rezultacie może istotnie wpłynąć na wartość środków trwałych oraz koszty amortyzacji w przyszłości.

Rezerwy na ochronę środowiska

Znaczącą pozycję rezerw w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym stanowi rezerwa na koszty likwidacji odwiertów oraz inne rezerwy na ochronę środowiska opisane w nodzie 26. Rezerwa ta jest oparta na szacunkach przyszłych kosztów likwidacji i rekultywacji, na którą znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskontowa oraz szacunek okresu przepływów pieniężnych.

Nie otrzymane opinie z badania spółek stowarzyszonych

Na dzień sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. nie otrzymaliśmy opinii z badania:

- spółki współzależnej EuRoPol Gaz SA, wycenianej metodą praw własności
- spółki stowarzyszonej Gas-Trading SA, wycenianej metodą praw własności.

Zdaniem Zarządu nie istnieją znaczące i nie ujawnione zobowiązania bądź rezerwy dotyczące tych podmiotów, które by wpłynęły istotnie na skonsolidowane sprawozdanie finansowe.

Utrata wartości akcji SGT EuRoPol Gaz S.A.

Zarząd przeprowadził analizę pod kątem utraty wartości wycenianych akcji SGT EuRoPol Gaz S.A. stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych, opierając wyliczenia na danych zawartych w planie finansowym SGT EuRoPol Gaz S.A. na lata 2006 – 2019, o czym mowa szerzej w punkcie 6 Informacji. Wyniki przeprowadzonych testów na utratę wartości wykazują znaczne różnice w zależności od przyjętych założeń dotyczących przyszłych przepływów pieniężnych, przyjętej stopy dyskontowej oraz szacunkowego okresu przepływów pieniężnych, w rezultacie może istotnie wpłynąć na wartość udziałów w przyszłości.

37. ZESTAWIENIE ORAZ OBJASNIENIE RÓŻNIC POMIĘDZY DANYMI UJAWNIONYMI W SPRAWOZDANIU FINANSOWYM I PORÓWNYWALNYCH DANYCH FINANSOWYCH, A UPRZEDNIO SPORZĄDZONYMI I OPUBLIKOWANYMI SPRAWOZDANIAMI FINANSOWYMI

W związku z badaniem sprawozdania finansowego za rok 2006 oraz z pojawieniem się po sporządzeniu sprawozdania za IV kwartał 2006 roku istotnych informacji mających wpływ na wynik finansowy, Spółka ujęła w niniejszym sprawozdaniu finansowym wymienione poniżej korekty zalecone przez Audytora Spółki.

Zmiany zysku z działalności operacyjnej

Zysk z działalności operacyjnej ze sprawozdania za IV kwartał 2006 roku	1 313 573
a) Zmiana stanu rezerw	49 505
b) Zmiana stanu odpisów aktualizujących	93 593
c) Pozostałe korekty	7 938
Zysk z działalności operacyjnej ze sprawozdania rocznego za 2006 rok	1 464 609

Zmiany zysku netto za rok obrotowy

Zysk netto za rok obrotowy ze sprawozdania za IV kwartał 2006 roku	1 227 724
a) Zmiana stanu rezerw	49 505
b) Zmiana stanu odpisów aktualizujących	95 923
c) Pozostałe korekty	3 597
d) Podatek dochodowy dotyczący wprowadzonych korekt	-28 744
e) Korekta podatku odroczonego	-24 480
Zysk netto za rok obrotowy ze sprawozdania rocznego za 2006 rok	1 323 525

Spółka dokonała również dwóch zmian prezentacyjnych w danych za 2005 rok w celu doprowadzenia danych za okres porównawczy do porównywalności z okresem bieżącym.

Pierwsza zmiana polegała na przeniesieniu do pozycji „Pozostałe koszty operacyjne, netto” z pozycji „Przychody finansowe” przychodów z tytułu odsetek od leasingu finansowego (traktowanego zgodnie ze statutem jako element działalności operacyjnej) w kwocie 145.082 tysięcy złotych. Zmiana ta wpłynęła na wzrost zysku z działalności operacyjnej i zmniejszenie przychodów finansowych o tą kwotę, natomiast pozostałe pozycje wynikowe w tym wynik netto nie uległy zmianom.

Dруга zmiana polegała na przeniesieniu z pozycji „Pozostałe koszty operacyjne, netto” do pozycji „Świadczenia pracownicze” kosztów netto dotyczących rezerw na deputaty gazowe oraz rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne, w wysokości (336) tysięcy złotych. Zmiana ta została dokonana w obrębie działalności operacyjnej i nie miała żadnego wpływu na pozycje wynikowe.

38. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM

a. W dniu 17 stycznia 2007 roku PGNiG S.A. otrzymała z Sądu Okręgowego w Warszawie, XX Wydział Gospodarczy odpis, złożonego przez akcjonariuszy PGNiG S.A. Pana Bolesława Potyrałę, Józefa Ryla i Juliusza Wrońskiego, pozwu o uchylenie uchwały nr 2 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGNiG S.A. z dnia 26 października 2006 roku w sprawie zmiany Statutu Spółki.

b. W dniu 5 lutego 2007 roku agencja Standard & Poor's Rating Services podniosła długoterminowy rating PGNiG S.A. z „BBB” do „BBB+” z perspektywą stabilną.

c. W dniu 28 lutego 2007 roku PGNiG S.A., zawarła warunkową Umowę zakupu z Mobil Development Norway A/S wraz z ExxonMobil Production Norway Inc. („ExxonMobil”), 15% udziałów w Licencjach PL212, PL212B i PL262 zawierających złoża Skarv i Snadd na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Zgodnie z zapisami Umowy PGNiG nabędzie 15% udziałów w Licencjach za cenę netto 360 milionów USD (równowartość kwoty ok. 1 069,2 milionów PLN zgodnie z tabelą kursów nr 42/A/NBP/2007 z dnia 28 lutego 2007 roku). Bardziej szczegółowy opis znajduje się w punkcie 32.g niniejszego sprawozdania.

d. W dniu 28 lutego 2007 roku Zarząd Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. podjął decyzję o zamiarze połączenia PGNiG S.A. z sześcioma spółkami obrotu gazem:

- Dolnośląską Spółką Obrotu Gazem Sp. z o.o.,
- Górnośląską Spółką Obrotu Gazem Sp. z o.o.,
- Karpacką Spółką Obrotu Gazem Sp. z o.o.,
- Mazowiecką Spółką Obrotu Gazem Sp. z o.o.,
- Pomorską Spółką Obrotu Gazem Sp. z o.o.,
- Wielkopolską Spółką Obrotu Gazem Sp. z o.o.

PGNiG S.A. posiada 100% udziałów oraz 100% głosów na zgromadzeniu wspólników w wyżej wymienionych spółkach obrotu gazem.

Połączenie 6 Spółek Obrotu Gazem z PGNiG S.A. ma na celu integrację działalności obrotu gazem w PGNiG S.A., co przyniesie korzyści w postaci ujednolicenia całości procesów handlowych i obsługi klienta, optymalizacji kosztów działalności handlowej oraz wzmocnienia pozycji konkurencyjnej działalności handlowej w obliczu liberalizacji rynku obrotu gazem.

Ustawa Prawo energetyczne oraz przyjęty w dniu 5 października 2004 r. przez Radę Ministrów „Program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.” - implementują założenia zawarte w Dyrektywie nr 2003/55/EC Parlamentu Europejskiego i Rady – nakładają obowiązek prawnego rozdzielenia działalności handlowej i technicznej dystrybucji gazu w terminie do 1 lipca 2007 roku. Obowiązek ten dotyczy w szczególności funkcjonujących w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG sześciu regionalnych Spółek Gazownictwa (Dolnośląska, Górnośląska, Karpacka, Mazowiecka, Pomorska i Wielkopolska). Wszystkie z nich prowadzą działalność dystrybucji gazu oraz działalność handlową (w tym obsługę klientów). Podpisanie planu połączenia w dniu 27 lutego 2007 roku jest następstwem trwającego w Grupie Kapitałowej PGNiG procesu rozdzielenia działalności handlowej i technicznej dystrybucji gazu oraz wyodrębnienia Operatorów Systemu Dystrybucyjnego w 6 wymienionych powyżej Spółkach Gazownictwa. W ramach procesu wydzielania operatorów sieci dystrybucyjnych, działalność handlowa zostanie przeniesiona z 6 Spółek Gazownictwa do 6 Spółek Obrotu Gazem (w drodze podziału Spółek Gazownictwa przez wydzielenie w rozumieniu KSH) a następnie zintegrowana w PGNiG S.A. w drodze połączenia Spółek Obrotu Gazem z PGNiG S.A.

e. W dniu 8 marca 2007 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki PGNiG S.A. podjęło decyzję o użyciu środków z kapitału rezerwowego „Centralny Fundusz Restrukturyzacji na lata 2005 – 2007”, w kwocie 1.170 tysięcy złotych na jednorazowe wypłaty (osłony) dla 25 byłych pracowników ZUN Naftomet Sp. z o.o. w Krośnie.

f. W dniu 8 marca 2007 Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. wyraziło zgodę na objęcie przez PGNiG S.A. 33.000 nowych udziałów o łącznej wartości 33.000 tysięcy złotych, w podwyższonym kapitale zakładowym Spółki Geofizyka Toruń Sp. z o.o. pokrytych wkładem pieniężnym.

g. W dniu 8 marca 2007 Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. 6.381 nowych udziałów o łącznej wartości 6.381 tysięcy złotych w podwyższonym kapitale zakładowym Spółki Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. i pokrycie wszystkich udziałów wkładem pieniężnym poprzez umowne potrącenie wierzytelności z tytułu wpłaty na poczet udziałów wierzytelnością o zapłatę odsetek od pożyczki udzielonej PNiG Kraków Sp. z o.o. przez PGNiG S.A. w dniu 14.09.1998 roku.

h. 16 marca 2007 roku spółka PGNiG S.A. otrzymał decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 14 marca 2007 roku o przedłużeniu terminu obowiązywania Taryfy dla paliw gazowych Nr 4 zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 17 marca 2006 r. nr DTA-4212-3(11)/2006/652/IV/TK zmienionej decyzją z dnia 15 grudnia 2006 r. nr DTA-4212-3(62)/2006/652/IV/PB.

Termin obowiązywania Taryfy dla paliw gazowych nr 4 wydłużony został o kolejne 6 miesięcy tj. do dnia 30 września 2007 roku.

Poniższa tabela przedstawia ceny za paliwo gazowe w odniesieniu do grup taryfowych odbiorców gazu wysokometanowego oraz zaazotowanego, a także opłaty abonamentowe, które obowiązują w rozliczeniach z Odbiorcami PGNiG S.A. od dnia 01 stycznia 2007 r do dnia 30 września 2007 roku.

Grupa taryfowa	Cena za paliwo gazowe	Stawki opłat abonamentowych
	zł/m ³	zł/miesiąc
Dla odbiorców gazu wysokometanowego (GZ 50) E		
E1-E4	0,7788	541,00
Dla odbiorców gazu zaazotowanego (GZ 35) Ls		
Ls1-Ls4	0,4936	541,00
Dla odbiorców gazu naazotowanego (GZ 41,5) Lw		
Lw1-Lw4	0,5761	541,00

i. 27 marca 2007 roku spółka PGNiG S.A. podpisała Warunki Ogólne dla Sprzedaży Gazu z firmą TOTAL E&P NORGE AS z siedzibą w Norwegii.

Warunki Ogólne mają charakter umowy ramowej i są bazą dla zawierania poszczególnych transakcji na dostawę gazu ziemnego. Określają ogólne zasady, w oparciu o które będzie realizowana współpraca w zakresie dostaw gazu, natomiast szczegóły dotyczące poszczególnych dostaw, np. ilość i cena, będą każdorazowo doprecyzowywane w zawieranych w przyszłości Uzgodnieniach Transakcji. W Warunkach Ogólnych zawarte zostały postanowienia umożliwiające PGNiG dostęp do punktów dostaw gazu norweskiego na terenie Europy. Pozwoli to PGNiG dokonywać zakupu gazu w okresach zwiększonego zapotrzebowania oraz odsprzedaż jego ewentualne nadwyżki.

Warunki Ogólne zostały zawarte na czas nieokreślony.

j. 29 marca 2007 roku Walne Zgromadzenie Spółki PGNiG S.A. wyraziło zgodę na użycie środków z kapitału rezerwowego „Centralny Fundusz Restrukturyzacji na lata 2005 – 2007”, w kwocie 560 tysięcy złotych na jednorazowe wypłaty (osłony) dla 11 byłych pracowników spółki Geovita Sp. z o.o. w Warszawie.

k. 29 marca 2007 roku Walne Zgromadzenie Spółki PGNiG S.A. wyraziło zgodę na zawiązanie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Świnoujściu, która będzie prowadzić działalność pod firmą: „Polskie LNG Sp. z o.o.”, o kapitale zakładowym w wysokości 28.000.000 (słownie: dwadzieścia osiem milionów) złotych oraz z przedmiotem działalności obejmującym w szczególności regazyfikację paliw gazowych oraz objęcie przez PGNiG SA wszystkich udziałów w tak utworzonej spółce w zamian za wniesione wkłady pieniężne w wysokości nominalnej wartości kapitału zakładowego. PGNiG S.A. obejmie wszystkie nowe udziały w przypadku podwyższenia kapitału zakładowego w spółce, o której mowa powyżej, o kwotę 11.000 tysięcy złotych w terminie do dnia 30 września 2007 roku oraz o dalszą kwotę 11.000 tysięcy złotych w terminie do dnia 31 grudnia 2007 roku, w obu przypadkach w zamian za wniesione wkłady pieniężne w wysokości nominalnej wartości podwyższenia kapitału zakładowego.