



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

**ROCZNE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE
FINANSOWE**

**ZA ROK ZAKOŃCZONY
31 GRUDNIA 2010 ROKU**

SPIS TREŚCI

WYBRANE DANE FINANSOWE	4
SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT	5
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITEGO DOCHODU.....	5
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ	6
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH.....	7
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM	8
INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO	9
1. INFORMACJE OGÓLNE	9
2. INFORMACJE O STOSOWANYCH ZASADACH RACHUNKOWOŚCI	17
3. SEGMENTY OPERACYJNE.....	41
4. KOSZTY OPERACYJNE	44
5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE	45
6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI.....	45
7. PODATEK DOCHODOWY	46
8. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA	49
9. ZYSK/STRATA PRZYPADAJĄCY NA JEDNĄ AKCJĘ.....	49
10. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY	49
11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE	50
12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE.....	53
13. WARTOŚCI NIEMATERIALNE	54
14. AKTYWA FINANSOWE DOSTEPNE DO SPRZEDAŻY - DŁUGOTERMINOWE	56
15. INNE AKTYWA FINANSOWE	56
16. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO.....	57
17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE	57
18. ZAPASY	57
19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI	58
20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO.....	59
21. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE	59
22. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY- KRÓTKOTERMINOWE.....	59
23. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY	60
24. AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY	60
25. KAPITAŁ PODSTAWOWY	61
26. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE.....	61
27. REZERWY	64
28. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW	66
29. REZERWA NA PODATEK ODROZONY	66
30. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE	66
31. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA.....	67
32. PRZYCZYNY WYSTĘPOWANIA RÓŻNIC POMIĘDZY POZYCJAMI SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ ORAZ ZMIANAMI WYNIKAJĄCYMI ZE ZMIAN NIEKTÓRYCH POZYCJI SPRAWOZDANIA Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH ORAZ ROZBICIE POZYCJI POZSTAŁE KOREKTY W DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ	67
33. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM	69
34. INSTRUMENTY POCHODNE	82
35. ZOBOWIĄZANIA I NALEŻNOŚCI WARUNKOWE	89
36. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE	90
37. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH	91
38. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH).....	102
39. INFORMACJE NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI W GRUPIE KAPITAŁOWEJ	102
40. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM.....	103
41. INFORMACJA NA TEMAT NIEODPŁATNEGO NABYCIA AKCJI SPÓŁKI PGNiG S.A. PRZEZ UPRAWNIONYCH PRACOWNIKÓW	104
42. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM.....	104

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu	Michał Szubski	_____
Wiceprezes Zarządu	Radosław Dudziński	_____
Wiceprezes Zarządu	Sławomir Hinc	_____
Wiceprezes Zarządu	Marek Karabuła	_____
Wiceprezes Zarządu	Mirosław Szałuba	_____

Warszawa, 3 marca 2011 roku

WYBRANE DANE FINANSOWE
za okres zakończony 31 grudnia 2010 roku

	PLN		EUR	
	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
I. Przychody ze sprzedaży	21 281 161	19 331 527	5 314 444	4 453 653
II. Zysk/Strata z działalności operacyjnej	2 886 689	1 374 859	720 879	316 744
III. Zysk/Strata przed opodatkowaniem	2 936 099	1 483 189	733 218	341 701
IV. Zysk/Strata netto akcjonariuszy jednostki dominującej	2 453 741	1 235 239	612 761	284 578
V. Zysk/Strata netto	2 457 184	1 236 886	613 621	284 957
VI. Całkowite dochody przypisane akcjonariuszom jednostki dominującej	2 533 916	1 248 960	632 783	287 739
VII. Całkowite dochody razem	2 537 359	1 250 607	633 643	288 118
VIII. Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	3 843 312	2 554 924	959 772	588 611
IX. Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 558 839)	(3 637 658)	(888 732)	(838 054)
X. Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(107 871)	858 187	(26 938)	197 712
XI. Środki pieniężne netto razem	176 602	(224 547)	44 102	(51 732)
XII. Zysk/Strata netto i rozwodniony zysk/strata netto na jedną akcję przypisane akcjonariuszom jednostki dominującej (w PLN / EUR)	0,42	0,21	0,10	0,05
	Stan na 31 grudnia 2010	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2010	Stan na 31 grudnia 2009
XIII. Aktywa razem	34 316 239	31 074 364	8 665 060	7 563 985
XIV. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	10 796 769	9 639 036	2 726 250	2 346 292
XV. Zobowiązania długoterminowe	4 973 340	3 740 262	1 255 799	910 438
XVI. Zobowiązania krótkoterminowe	5 823 429	5 898 774	1 470 451	1 435 854
XVII. Kapitał własny	23 519 470	21 435 328	5 938 810	5 217 693
XVIII. Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900 000	5 900 000	1 489 786	1 436 152
XIX. Liczba akcji (średnia ważona w tys. szt.)	5 900 000	5 900 000	5 900 000	5 900 000
XX. Wartość księgową i rozwodnioną wartość księgową na jedną akcję (w PLN / EUR)	3,99	3,63	1,01	0,88
XXI. Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (w PLN / EUR)	0,08	0,09	0,02	0,02

Pozycje rachunku zysków i strat, sprawozdania z całkowitego dochodu oraz sprawozdania z przepływów pieniężnych zostały przeliczone według kursu EUR, stanowiącego średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez Narodowy Bank Polski (NBP) na ostatni dzień każdego miesiąca danego okresu obrotowego.

Pozycje sprawozdania z sytuacji finansowej zostały przeliczone według średniego kursu EUR obowiązującego na koniec danego okresu obrotowego, ustalonego przez NBP.

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do euro ustalone przez NBP

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Średni kurs w okresie	4,0044	4,3406
Kurs na koniec okresu	3,9603	4,1082

SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT
za okres zakończony 31 grudnia 2010 roku

	Informacja dodatkowa	Okres od 1	Okres od 1
		stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
(w tysiącach złotych)			
Przychody ze sprzedaży	3	21 281 161	19 331 527
Zużycie surowców i materiałów	4	(11 675 234)	(11 522 734)
Świadczenia pracownicze	4	(2 647 237)	(2 454 298)
Amortyzacja		(1 524 712)	(1 496 212)
Usługi obce	4	(3 148 800)	(2 963 630)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		1 043 028	900 131
Pozostałe koszty operacyjne netto	4	(441 517)	(419 925)
Koszty operacyjne razem		(18 394 472)	(17 956 668)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej		2 886 689	1 374 859
Przychody finansowe	5	80 515	203 315
Koszty finansowe	5	(30 410)	(94 626)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	6	(695)	(359)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem		2 936 099	1 483 189
Podatek dochodowy	7	(478 915)	(246 303)
Zysk/Strata netto		2 457 184	1 236 886
Przypisany/a:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej		2 453 741	1 235 239
Udziałom niekontrolującym		3 443	1 647
Zysk/Strata i rozwodniony zysk/strata na jedną akcję przypisany zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej	9	0,42	0,21

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITEGO DOCHODU
za okres zakończony 31 grudnia 2010 roku

	Informacja dodatkowa	Okres od 1	Okres od 1
		stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
(w tysiącach złotych)			
Zysk/Strata netto		2 457 184	1 236 886
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		(11 468)	(12 102)
Wycena instrumentów zabezpieczających		42 036	-
Wycena instrumentów finansowych		71 103	31 880
Podatek odroczoney dotyczący innych całkowitych dochodów		(21 496)	(6 057)
Inne całkowite dochody netto		80 175	13 721
Całkowite dochody razem		2 537 359	1 250 607
Przypisane:			
Akcjonariuszom jednostki dominującej		2 533 916	1 248 960
Udziałom niekontrolującym		3 443	1 647

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ
na dzień 31 grudnia 2010 roku

	Informacja dodatkowa	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
(w tysiącach złotych)			
AKTYWA			
Aktywa trwale (długoterminowe)			
Rzeczowe aktywa trwale	11	25 662 220	22 888 917
Nieruchomości inwestycyjne	12	9 915	7 480
Wartości niematerialne	13	246 710	173 459
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	6	555 828	556 523
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	14	170 442	89 789
Inne aktywa finansowe	15	39 868	299 879
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	16	676 817	592 087
Pozostałe aktywa trwale	17	71 075	49 373
Aktywa trwale (długoterminowe) razem		27 432 875	24 657 507
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)			
Zapasy	18	1 049 567	1 258 870
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	19	4 061 187	3 680 039
Należności z tytułu podatku bieżącego	20	229 666	199 413
Rozliczenia międzyokresowe	21	78 801	55 253
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	22	8 833	7 467
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	34	77 873	18 002
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	23	1 373 292	1 196 325
Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży	24	4 145	1 488
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem		6 883 364	6 416 857
Suma Aktywów		34 316 239	31 074 364
PASYWA			
Kapitał własny			
Kapitał podstawowy (akcyjny)	25	5 900 000	5 900 000
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		(57 320)	(51 162)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej		1 740 093	1 740 093
Inne kapitały rezerwowe		12 268 163	11 455 447
Zyski/Straty zatrzymane		3 655 110	2 380 473
Kapitał własny, przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej		23 506 046	21 424 851
Kapitał własny, przypisany udziałom niekontrolującym		13 424	10 477
Kapitał własny razem		23 519 470	21 435 328
Zobowiązania długoterminowe			
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	26	969 864	44 086
Rezerwy	27	1 501 164	1 315 759
Przychody przyszłych okresów	28	1 089 192	1 093 339
Rezerwa na podatek odroczonego	29	1 392 010	1 268 432
Inne zobowiązania długoterminowe	30	21 110	18 646
Zobowiązania długoterminowe razem		4 973 340	3 740 262
Zobowiązania krótkoterminowe			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	31	3 291 472	2 733 417
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	26	1 229 237	1 984 077
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	34	104 443	260 428
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	20	225 972	47 409
Rezerwy	27	289 647	240 240
Przychody przyszłych okresów	28	682 658	633 203
Zobowiązania krótkoterminowe razem		5 823 429	5 898 774
Suma Zobowiązań		10 796 769	9 639 036
Suma Pasywów		34 316 239	31 074 364

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH
za okres zakończony 31 grudnia 2010 roku

Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
	(w tysiącach złotych)	
Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
Zysk/Strata netto	2 457 184	1 236 886
Korekty o pozycje:		
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	695	359
Amortyzacja	1 524 712	1 496 212
Zysk/Strata z tytułu różnic kursowych netto	(64 525)	(248 944)
Odsetki i dywidendy netto	(4 837)	12 727
Zysk/Strata z działalności inwestycyjnej	(346 138)	(211 674)
Podatek dochodowy bieżącego okresu	478 915	246 303
Podatek dochodowy zapłacony	(216 075)	(556 033)
Pozostałe pozycje netto	32 (44 835)	684 638
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego	3 785 096	2 660 474
Zmiana stanu kapitału obrotowego:		
Zmiana stanu należności netto	32 (411 507)	61 810
Zmiana stanu zapasów	32 217 016	462 389
Zmiana stanu rezerw	32 49 586	(8 111)
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	32 247 156	(570 873)
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów	32 (23 388)	979
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	32 (20 647)	(51 744)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	3 843 312	2 554 924
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
Wpływy ze sprzedaży rzeczowego majątku trwałego oraz wartości niematerialnych	8 999	23 936
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach nie objętych konsolidacją	200	137
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych	2 731	12 108
Nabycie rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych	(3 669 900)	(3 840 760)
Nabycie udziałów w jednostkach nie objętych konsolidacją	(13 248)	(5 098)
Nabycie krótkoterminowych papierów wartościowych	(2 358)	(5 000)
Otrzymane odsetki	14 453	47 168
Otrzymane dywidendy	4 065	8 287
Wpływy z tytułu leasingu finansowego	15 865	40 111
Pozostałe pozycje netto	80 354	81 453
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(3 558 839)	(3 637 658)
Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
Wpływy netto z wydania udziałów (emisji akcji) i innych instrumentów kapitałowych oraz dopłat do kapitału	-	-
Wpływy z tytułu zaciągnięcia kredytów i pożyczek	1 028 544	1 178 927
Wpływy z emisji papierów dłużnych	1 090 517	-
Spłata kredytów i pożyczek	(1 947 576)	(66 618)
Wykup papierów dłużnych	-	-
Spłata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	(37 166)	(36 380)
Wpływy z tytułu transakcji terminowych	-	-
Wydatki z tytułu transakcji terminowych	-	-
Wypłacone dywidendy	(132 006)	(148 501)
Zapłacone odsetki	(61 477)	(67 888)
Pozostałe pozycje netto	(48 707)	(1 353)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(107 871)	858 187
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	176 602	(224 547)
Różnice kursowe netto	365	(1 067)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	1 196 316	1 420 863
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	1 372 918	1 196 316

SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM

za okres zakończony 31 grudnia 2010 roku

	Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)					Kapitał własny (przypisany udziałom niekontrolującym)	Kapitał własny razem	
	Kapitał podstawowy (akcyjny)	Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Inne kapitały rezerwowe	Zyski/Straty zatrzymane			Razem
	(w tysiącach złotych)							
Stan na 1 stycznia 2010	5 900 000	(51 162)	1 740 093	11 455 447	2 347 193	21 391 571	10 477	21 402 048
Efekt zmiany zasad rachunkowości dla opłaty przyłączeniowej (patrz nota 2.2.1.)	-	-	-	-	33 280	33 280	-	33 280
Stan na 1 stycznia 2010 po zmianie zasad rachunkowości	5 900 000	(51 162)	1 740 093	11 455 447	2 380 473	21 424 851	10 477	21 435 328
Przeniesienia	-	5 310	-	715 894	(721 211)	(7)	7	-
Włączenie do konsolidacji spółek zależnych	-	-	-	5 179	14 107	19 286	-	19 286
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(472 000)	(472 000)	(503)	(472 503)
Całkowite dochody za rok 2010	-	(11 468)	-	91 643	2 453 741	2 533 916	3 443	2 537 359
Stan na 31 grudnia 2010	5 900 000	(57 320)	1 740 093	12 268 163	3 655 110	23 506 046	13 424	23 519 470
Stan na 1 stycznia 2009	5 900 000	(39 060)	1 740 093	10 729 053	2 376 809	20 706 895	9 030	20 715 925
Przeniesienia	-	-	-	700 571	(700 575)	(4)	4	-
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(531 000)	(531 000)	(204)	(531 204)
Całkowite dochody za rok 2009	-	(12 102)	-	25 823	1 235 239	1 248 960	1 647	1 250 607
Stan na 31 grudnia 2009	5 900 000	(51 162)	1 740 093	11 455 447	2 380 473	21 424 851	10 477	21 435 328

INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO na dzień 31 grudnia 2010 roku

1. INFORMACJE OGÓLNE

1.1. Nazwa, siedziba, podstawowy przedmiot działalności gospodarczej oraz podstawowe dane rejestrowe

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna („PGNiG S.A.”, „Spółka”; „Jednostka Dominująca”) z siedzibą w Polsce w Warszawie, kod pocztowy 01-224, przy ulicy Marcina Kasprzaka 25 jest jednostką dominującą Grupy Kapitałowej PGNiG („GK PGNiG”, „Grupa Kapitałowa”, „Grupa”).

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 oraz NIP 525-000-80-28.

Akcje PGNiG S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie.

Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest poszukiwanie i wydobycie ropy naftowej i gazu, import, magazynowanie oraz sprzedaż paliw gazowych.

Grupa Kapitałowa jest jedyną pionowo zintegrowaną firmą w sektorze gazowym w Polsce i posiada wiodącą pozycję we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. jest jednostką dominującą Grupy Kapitałowej.

Obszar działalności Grupy Kapitałowej obejmuje poszukiwanie złóż, wydobycie z krajowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, import, magazynowanie oraz obrót i dystrybucję paliw gazowych. Grupa Kapitałowa jest głównym importerem paliwa gazowego z Rosji, krajów Azji Środkowej, Norwegii, Niemiec, jak i głównym producentem gazu ziemnego ze złóż krajowych. Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej jest jednym z kluczowych czynników zapewniających Spółce konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu.

Obrót i dystrybucja gazu ziemnego stanowiące, obok wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, podstawową działalność Grupy Kapitałowej są regulowane przez Prawo Energetyczne, czego konsekwencją jest koncesjonowanie działalności oraz uzależnienie przychodów Grupy Kapitałowej od poziomu taryf dla paliw gazowych zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Działalność poszukiwawczo-wydobywczą prowadzona jest na podstawie posiadanych koncesji, normowanych przepisami Prawa geologicznego i górniczego.

1.2. Czas trwania działalności Grupy Kapitałowej

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

Z dniem 23 września 2005 roku, w związku ze sprzedażą na Giełdzie Papierów Wartościowych („GPW”) w Warszawie nowej emisji akcji, PGNiG S.A. z jednoosobowej spółki Skarbu Państwa stała się spółką publiczną.

Czas trwania działalności Jednostki Dominującej i jednostek zależnych jest nieoznaczony.

1.3. Okres objęty skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym

W skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym zaprezentowane zostały dane obejmujące okresy roczne od dnia 1 stycznia 2010 roku do 31 grudnia 2010 roku wraz z danymi porównawczymi z okresu od 1 stycznia 2009 roku do 31 grudnia 2009 roku.

1.4. Sprawozdanie zawiera dane łączne

Sprawozdanie zawiera skonsolidowane dane: Jednostki Dominującej, 26 spółek zależnych (w tym: 2 grup kapitałowych oraz 4 spółek zależnych pośrednio) oraz 1 spółki stowarzyszonej i 1 spółki współzależnej.

1.5. Opis organizacji Grupy Kapitałowej wraz ze wskazaniem jednostek podlegających konsolidacji

Według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziło PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 37 spółek o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

- 25 spółek zależnych od PGNiG S.A.
- 12 spółek pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG

Nazwa jednostki	Kapitał zakładowy w PLN	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w PLN	Procentowy udział PGNiG S.A. w kapitale	Procentowy udział PGNiG S.A. w liczbie głosów
Spółki zależne od PGNiG S.A.				
1 Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%	100,00%
2 Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.	105 231 000,00	105 231 000,00	100,00%	100,00%
3 Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.	60 000 000,00	60 000 000,00	100,00%	100,00%
4 GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	64 400 000,00	64 400 000,00	100,00%	100,00%
5 GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	66 000 000,00	66 000 000,00	100,00%	100,00%
6 Poszukiwania Naftowe Diament Sp. z o.o.	62 000 000,00	62 000 000,00	100,00%	100,00%
7 Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 903 000,00	26 903 000,00	100,00%	100,00%
8 PGNiG Norway AS	951 327 000,00 (NOK) ¹⁾	951 327 000,00 (NOK) ¹⁾	100,00%	100,00%
9 Polish Oil and Gas Company - Libya B.V.	20 000,00 (EUR) ¹⁾	20 000,00 (EUR) ¹⁾	100,00%	100,00%
10 INVESTGAS S.A.	502 250,00	502 250,00	100,00%	100,00%
11 Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	658 384 000,00	658 384 000,00	100,00%	100,00%
12 Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 300 338 000,00	1 300 338 000,00	100,00%	100,00%
13 Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 484 953 000,00	1 484 953 000,00	100,00%	100,00%
14 Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 255 800 000,00	1 255 800 000,00	100,00%	100,00%
15 Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	614 696 000,00	614 696 000,00	100,00%	100,00%
16 Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 033 186 000,00	1 033 186 000,00	100,00%	100,00%
17 Geovita Sp. z o.o.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%	100,00%
18 PGNiG Technologie Sp. z o.o. (poprzednio Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.)	120 398 000,00	120 398 000,00	100,00%	100,00%
19 PGNiG Energia S.A.	6 000 000,00	6 000 000,00	100,00%	100,00%
20 BUD-GAZ P.P.U.H. Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
21 POGC Trading GmbH	10 000 000,00 (EUR) ¹⁾	10 000 000,00 (EUR) ¹⁾	100,00%	100,00%
22 Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	1 000 000,00	1 000 000,00	100,00%	100,00%
23 Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	1 212 000,00	1 212 000,00	100,00%	100,00%
24 Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa Gazoprojekt S.A.	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%	75,00%
25 NYSAGAZ Sp. z o.o.	6 800 000,00	3 468 000,00	51,00%	51,00%
Spółki pośrednio zależne od PGNiG S.A.				
26 BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	39 220 000,00	39 220 000,00	100,00%	100,00%
27 Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o.	23 500 000,00	23 500 000,00	100,00%	100,00%
28 ZRUG Sp. z o.o. (w Pogórskiej Woli)	9 244 000,00	9 244 000,00	100,00%	100,00%
29 Geofizyka Torun Kish Ltd (Rial)	10 000 000,00 (IRR) ¹⁾	10 000 000,00 (IRR) ²⁾	100,00%	100,00%
30 Oil Tech International F.Z.E.	20 000,00 (USD) ¹⁾	20 000,00 (USD) ¹⁾	100,00%	100,00%
31 Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. (Piła)	1 806 500,00	1 806 500,00	100,00%	100,00%
32 Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o.	105 000,00	105 000,00	100,00%	100,00%
33 Powiśle Park Sp. z o.o. (Warszawa)	81 131 000,00	81 131 000,00	100,00%	100,00%
34 CHEMKOP Sp. z o.o. Kraków	3 000 000,00	2 550 000,00	85,00%	85,00%
35 Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o.	44 751 000,00	39 751 000,00	88,83%	88,83%
36 GAZ Sp. z o.o. (Błonie)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%
37 GAZ MEDIA Sp. z o.o. (Wołomin)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%

¹⁾ Wartości podane w walutach obcych.

²⁾ Kapitał nieopłacony.

Zakres jednostek Grupy Kapitałowej objętych konsolidacją na koniec 2010 roku

Nazwa jednostki	Kraj siedziby	Procentowy udział PGNiG S.A. w kapitale	
		31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
PGNiG S.A. (podmiot dominujący)	Polska		
Spółki zależne od PGNiG S.A.			
GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
GEOFIZYKA Toruń Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków ¹⁾	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Naftowe Diament Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG Norway AS	Norwegia	100,00%	100,00%
Polish Oil And Gas Company – Libya B.V.	Holandia	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%
GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa ²⁾	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%
Geovita Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
INVESTGAS S.A.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG Energia S.A.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG Technologie Sp. z o.o. ³⁾	Polska	100,00%	100,00%
POGC Trading GmbH	Niemcy	100,00%	-
Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.	Polska	100,00%	-
Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa Gazoprojekt S.A.	Polska	75,00%	75,00%
Spółki pośrednio zależne od PGNiG S.A.			
BUG Gazobudowa Sp. z o. o. Zabrze	Polska	100,00%	100,00%
Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
ZRUG Sp. z o.o. (w Pogórskiej Woli) ⁴⁾	Polska	100,00%	100,00%
Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o.	Polska	88,83%	88,83%
NAFT-STAL Sp. z o.o. w upadłości likwidacyjnej ⁵⁾	Polska	-	59,88%
Spółki współzależne i stowarzyszone wyceniane metodą praw własności			
SGT EUROPOL GAZ S.A. ⁶⁾	Polska	49,74%	49,74%
GAS - TRADING S.A.	Polska	43,41%	43,41%

¹⁾ GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków obejmuje Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o. o. oraz jej spółkę zależną Oil Tech International - F.Z.E.

²⁾ GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa obejmuje Mazowiecką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. oraz jej spółkę zależną Powiśle Park Sp. z o.o.

³⁾ Poprzednio spółka Górnictwo Naftowe Sp. z o.o. Spółka włączona do konsolidacji w 2010 roku.

⁴⁾ Spółka włączona do konsolidacji w 2010 roku.

⁵⁾ W dniu 29 czerwca 2010 r. Sąd Rejonowy w Krośnie wydał postanowienie o ogłoszeniu upadłości obejmującej likwidację majątku spółki NAFT – STAL Sp. z o.o. w upadłości likwidacyjnej. W związku z tym nastąpiła utrata kontroli nad tą spółką, co spowodowało wyłączenie jej z konsolidacji w III kwartale 2010 roku.

⁶⁾ W tym 48,00 % to udział bezpośredni a 1,74% udział pośredni poprzez spółkę GAS - TRADING S.A.

1.6. Zmiany w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej emitenta, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności

W 2010 roku najistotniejsze zmiany w strukturze Grupy Kapitałowej PGNiG obejmowały:

- W dniu 4 stycznia 2010 roku dokonana została rejestracja w KRS podwyższenia (które miało miejsce w 2009 roku) kapitału zakładowego Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 850 tysięcy złotych do poziomu 1.300.338 tysięcy złotych;
- W dniu 11 stycznia 2010 roku miała miejsce rejestracja w KRS spółki PGNiG Energia S.A., związanej w dniu 7 grudnia 2009 roku. Kapitał zakładowy spółki wynosił początkowo 5.000 tysięcy złotych i dzielił się na 50.000 akcji o wartości nominalnej 100 złotych każda; wszystkie akcje objęte zostały przez PGNiG S.A. W dniu 14 grudnia 2010 roku dokonana została rejestracja w KRS podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 1.000 tysięcy złotych do poziomu 6.000 tysięcy złotych;
- W dniu 19 stycznia 2010 roku spółka Geofizyka Kraków Libia S.A. z siedzibą w Janur w Libii (spółka pośrednio zależna od PGNiG S.A. poprzez Geofizykę Kraków Sp. z o.o.) została wykreślona z Głównego Rejestru Handlowego Wielkiej Libijskiej Dżamahiriji Ludowo – Socjalistycznej;
- W dniu 5 lutego 2010 roku miała miejsce rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki Powiśle Park Sp. z o.o. (spółka w 100% zależna od MSG Sp. z o.o.) o kwotę 3.000 tysięcy złotych do poziomu 81.131 tysięcy złotych;
- W dniu 31 marca 2010 roku Skarb Państwa zawarł umowę na sprzedaż posiadanych 1.390 akcji spółki Agencja Rynku Energii S.A. z innym akcjonariuszem spółki – Związkiem Pracodawców Porozumienie Producentów Węgla Brunatnego z siedzibą w Bogatyni. W związku z utratą uprzywilejowania akcji zbywanych przez Skarb Państwa, udział PGNiG S.A. w głosach na WZ spółki Agencja Rynku Energii S.A. wzrósł do 14,79%;
- W dniu 12 maja 2010 roku zawieszona została spółka Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o.; kapitał zakładowy spółki wynosi 5.000 zł i został w całości pokryty gotówką przez PGNiG Energia S.A.; rejestracja spółki w KRS miała miejsce 13 maja 2010 roku;
- W dniu 2 czerwca 2010 roku, Sąd Rejonowy w Katowicach wydał postanowienie o umorzeniu postępowania upadłościowego spółki Walcownia Rur Jedność Sp. z o.o. w Siemianowicach Śląskich. Postanowienie nie jest prawomocne;
- W dniu 14 czerwca 2010 roku PGNiG Energia S.A. odkupiła od PGE Energia Odnawialna S.A. 1.288 udziałów spółki Polskie Elekrownie Gazowe Sp. z o.o., co stanowi 51,52% kapitału zakładowego spółki;
- W dniu 14 czerwca 2010 roku Zwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PPUiH TURGAZ Sp. z o.o. w likwidacji zatwierdziło sprawozdanie likwidacyjne, sporządzone na dzień bilansowy 17 maja 2010 roku (dzień poprzedzający podział kwoty likwidacyjnej pomiędzy wspólników). Proces likwidacji spółki PPUiH TURGAZ Sp. z o.o. w likwidacji został ukończony. Postanowieniem Sądu Rejonowego w Rzeszowie z dnia 14 lipca 2010 roku nastąpiło wykreślenie spółki z KRS;
- W dniu 23 czerwca 2010 roku miała miejsce rejestracja w KRS podwyższenia kapitału zakładowego spółki ZRUG TORUŃ S.A. o kwotę 1.000 tysięcy złotych; PGNiG S.A. nie uczestniczyło w tej operacji w związku z czym udział w kapitale zakładowym spółki spadł do poziomu 25,24%;
- W dniu 29 czerwca 2010 r. Sąd Rejonowy w Krośnie wydał postanowienie o ogłoszeniu upadłości obejmującej likwidację majątku spółki NAFT – STAL sp. z o.o. w upadłości likwidacyjnej (spółka zależna od spółki zależnej BN Naftomontaż Krosno Sp. z o. o. konsolidowana metodą pełną);
- W dniu 30 czerwca 2010 roku Zwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Polskie Elekrownie Gazowe Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie dalszego istnienia spółki i uchylenia jej likwidacji;
- W dniu 16 lipca 2010 roku BUG Gazobudowa Sp. z o.o. sprzedała wszystkie posiadane udziały w spółce Gazobudowa Poznań Sp. z o.o. o wartości nominalnej 163 tysięcy złotych;
- W dniu 30 lipca 2010 roku Górnictwo Naftowe Sp. z o.o. została przekształcona w PGNiG Technologie Sp. z o.o.; spółka została powołana w celu konsolidacji podmiotów budownictwa

- gazowego; skonsolidowanie spółek w jeden nowy podmiot pozwoli w perspektywie na zwiększenie zdolności konkurencyjności i pozyskiwania nowych zleceń na rynkach krajowym i międzynarodowym;
- W dniu 11 sierpnia 2010 roku pomiędzy Skarbem Państwa a spółką INVESTGAS S.A. z siedzibą w Warszawie zawarta została umowa sprzedaży 51.000 udziałów Ośrodka Badawczo – Rozwojowego Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o. z siedzibą w Krakowie, stanowiących 85% kapitału zakładowego spółki. Wartość transakcji wyniosła 12.000 tysięcy złotych. Przeniesienie własności udziałów na rzecz INVESTGAS S.A. nastąpiło z chwilą podpisania umowy sprzedaży;
 - W dniu 12 sierpnia 2010 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki TE-MA WOC Małaszewicze Terespol Sp. z o.o. w likwidacji zatwierdziło sprawozdanie likwidacyjne sporządzone na dzień bilansowy 10 lipca 2010 roku (dzień poprzedzający podział kwoty likwidacyjnej pomiędzy wspólników). Proces likwidacji spółki TE-MA WOC Małaszewicze Terespol Sp. z o.o. w likwidacji został ukończony;
 - W dniu 26 sierpnia 2010 roku dokonana została rejestracja w KRS podwyższenia kapitału zakładowego spółki Górnictwo Naftowe Sp. z o.o. o kwotę 2.000 tysięcy złotych do poziomu 2.050 tysięcy złotych oraz zmiana jej nazwy na PGNiG Technologie Sp. z o.o.;
 - W dniu 26 października 2010 roku dokonana została rejestracja w KRS podwyższenia kapitału zakładowego spółki ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli o kwotę 4.944 tysięcy złotych do poziomu 9.244 tysięcy złotych, nowe udziały pokryte zostały wkładem niepieniężnym w postaci prawa użytkowania wieczystego nieruchomości gruntowych położonych w Pogórskiej Woli (obecnie ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli jest podmiotem pośrednio zależnym poprzez PGNiG Technologie Sp. z o.o.);
 - W dniu 5 listopada 2010 roku miała miejsce rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A. o kwotę 1.000 tysięcy złotych do poziomu 2.000 tysięcy złotych; PGNiG Energia S.A. objęła w podwyższonym kapitale akcje o wartości nominalnej 1.000.000 zł, co stanowi 50% kapitału zakładowego;
 - W dniu 16 listopada 2010 roku zawiązana została spółka Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. o kapitale zakładowym 1.000 tysięcy złotych, rejestracja spółki w KRS miała miejsce w dniu 29 grudnia 2010 roku;
 - W dniu 21 grudnia 2010 roku zawiązana została spółka POGC Trading GmbH z siedzibą w Monachium, o kapitale zakładowym 10.000 tysięcy EUR;
 - W dniu 22 grudnia 2010 roku miała miejsce rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego Biogazownia Ostrowiec Sp. z o.o. o kwotę 100 tysięcy złotych do poziomu 105 tysięcy złotych; wszystkie udziały zostały objęte przez jedynego wspólnika – PGNiG Energia S.A.;
 - W dniu 28 grudnia 2010 roku dokonana została rejestracja w KRS obniżenia kapitału zakładowego spółki Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o. z poziomu 2.500 tysięcy złotych do 1.212 tysięcy złotych poprzez umorzenie udziałów wspólnika PGNiG Energia S.A., PGNiG S.A. pozostało jedynym udziałowcem spółki;
 - W dniu 30 grudnia 2010 roku miała miejsce rejestracja w KRS podwyższenia kapitału zakładowego spółki PGNiG Technologie Sp. z o.o. o kwotę 118.348 tysięcy złotych do poziomu 120.398 tysięcy złotych, nowe udziały pokryte zostały częściowo wkładem pieniężnym w wysokości 500 tysięcy złotych oraz wkładem niepieniężnym w postaci posiadanych przez PGNiG S.A. dotychczas udziałów w spółkach: BUG Gazobudowa Sp. z o.o., ZUN Naftomet Sp. z o.o., ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli, BN Naftomontaż Sp. z o.o.

1.7. Skład Zarządu PGNiG S.A.

Zgodnie ze Statutem Spółki, Zarząd PGNiG S.A. składa się z dwóch do siedmiu osób. Liczbę członków Zarządu określa organ powołujący Zarząd. Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje Rada Nadzorcza. Każdy z Członków Zarządu może być odwołany lub zawieszony w czynnościach przez Radę Nadzorczą lub Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy.

Do czasu, gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Spółki, a Spółka zatrudnia średniorocznie powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorcza powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników Spółki na okres kadencji Zarządu.

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2010 roku wchodziło pięć osób:

- Michał Szubski - Prezes Zarządu,
- Radosław Dudziński - Wiceprezes Zarządu ds. Strategii,
- Sławomir Hinc - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Marek Karabuła - Wiceprezes Zarządu ds. Górnictwa Naftowego,
- Mirosław Szałuba - Wiceprezes Zarządu ds. Handlu.

W 2010 roku miały miejsce następujące zmiany w składzie Zarządu PGNiG S.A.:

W dniu 26 kwietnia 2010 roku do Rady Nadzorczej PGNiG S.A. wpłynęła rezygnacja Pana Mirosława Dobruta z funkcji Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A. ds. Gazownictwa i Handlu z dniem 30 kwietnia 2010 roku. Powodem złożenia rezygnacji była decyzja Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy SGT EUROPOL GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie, które w dniu 20 kwietnia 2010 roku wybrało Pana Mirosława Dobruta na stanowisko Prezesa Zarządu SGT EUROPOL GAZ S.A.

W dniu 19 lipca 2010 roku na posiedzeniu Rady Nadzorczej PGNiG S.A. w skład Zarządu PGNiG S.A. został powołany Pan Marek Karabuła, na stanowisko Wiceprezesa Zarządu.

W dniu 16 sierpnia 2010 roku do Rady Nadzorczej PGNiG wpłynęła rezygnacja Pana Waldemara Wójcika z funkcji Wiceprezesa Zarządu PGNiG S.A. ds. Górnictwa Naftowego z dniem 15 sierpnia 2010 roku.

W dniu 1 grudnia 2010 roku, w związku z upływającą kadencją Zarządu PGNiG S.A., Rada Nadzorcza Spółki postanowiła wszcząć postępowania kwalifikacyjne na stanowiska:

- Prezesa Zarządu PGNiG S.A.,
- Członka Zarządu PGNiG S.A. odpowiedzialnego za finanse,
- Członka Zarządu PGNiG S.A. odpowiedzialnego za sprawy produkcji,
- Członka Zarządu PGNiG S.A. odpowiedzialnego za sprawy strategii i sprzedaży.

Postępowanie kwalifikacyjne na Prezesa i Członków Zarządu PGNiG S.A. zakończyło się w dniu 12 stycznia 2011 roku, decyzją Rady Nadzorczej obecny Prezes Zarządu PGNiG S.A. Michał Szubski został wybrany na kolejną kadencję, która rozpocznie się 13 marca 2011 roku i potrwa do 13 marca 2014 roku.

Na stanowiska Członków Zarządu PGNiG S.A. na nową kadencję również wybrano obecnych Wiceprezesów Spółki: Sławomira Hinc, Radosława Dudzińskiego i Marka Karabułę.

W dniu 28 grudnia 2010 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. podjęła decyzję o rozpoczęciu z dniem 4 stycznia 2011 roku procedury wyboru Członka Zarządu PGNiG S.A. wybieranego przez pracowników.

W wyniku wyborów przeprowadzonych w okresie od 31 stycznia do 2 lutego oraz od 14 lutego do 16 lutego 2011 roku, pracownicy PGNiG S.A. dokonali wyboru swojego przedstawiciela do Zarządu. Przedstawicielem pracowników ponownie został Pan Mirosław Szałuba.

Kadencja obecnego Zarządu upływa z dniem 12 marca 2011 roku.

Po 31 grudnia 2010 roku, do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, nie było zmian w składzie Zarządu PGNiG S.A.

W następnej kadencji, która rozpocznie się 13 marca 2011 roku i potrwa do 13 marca 2014 roku, skład Zarządu PGNiG S.A. będzie następujący:

- Michał Szubski - Prezes Zarządu,
- Radosław Dudziński - Wiceprezes Zarządu ds. Strategii,
- Sławomir Hinc - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych,
- Marek Karabuła - Wiceprezes Zarządu ds. Górnictwa Naftowego,
- Mirosław Szałuba - Wiceprezes Zarządu ds. Handlu.

1.8. Prokurenci PGNiG S.A.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku prokurentami PGNiG S.A. byli:

- Ewa Bernacik,
- Mieczysław Jakiel,
- Tadeusz Kulczyk.

W 2010 nie było zmian w składzie Prokurentów PGNiG S.A.

Udzielone prokury są prokurami łącznymi, tj. dla skuteczności czynności prawnych konieczne jest współdziałanie prokurenta łącznie z członkiem Zarządu PGNiG S.A.

Po 31 grudnia 2010 roku, do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, nie było zmian w składzie Prokurentów PGNiG S.A.

1.9. Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

Zgodnie ze Statutem Spółki Rada Nadzorcza PGNiG S.A. składa się z pięciu do dziewięciu członków, powoływanych przez Walne Zgromadzenie na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Tak długo, jak Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Spółki, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa, działający w tym zakresie w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki, jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej.

Jeden z członków Rady Nadzorczej powoływany przez Walne Zgromadzenie powinien spełniać następujące warunki:

- 1) zostać wybranym w trybie, o którym mowa w § 36 ust. 3 Statutu PGNiG S.A.,
- 2) nie może być Podmiotem Powiązany ze Spółką lub podmiotem zależnym od Spółki,
- 3) nie może być Podmiotem Powiązany z podmiotem dominującym lub innym podmiotem zależnym od podmiotu dominującego, lub
- 4) nie może być osobą, która pozostaje w jakimkolwiek związku ze Spółką lub z którymkolwiek z podmiotów wymienionych w punktach 2) i 3), który mógłby istotnie wpłynąć na zdolność takiej osoby jako członka Rady Nadzorczej do podejmowania bezstronnych decyzji.

Powiązania, o których mowa wyżej, nie dotyczą członkostwa w Radzie Nadzorczej PGNiG S.A.

Zgodnie z § 36 ust. 3 Statutu PGNiG S.A., wybór członka Rady Nadzorczej, który ma spełniać warunki opisane powyżej, następuje w oddzielnym głosowaniu. Prawo pisemnego zgłaszania na ręce Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia kandydatów na członka Rady Nadzorczej spełniającego te warunki, przysługuje akcjonariuszom obecnym na Walnym Zgromadzeniu, którego przedmiotem jest jego wybór. Jeżeli kandydatury nie zostaną zgłoszone przez akcjonariuszy, kandydatów do Rady Nadzorczej, spełniających opisane wyżej warunki, zgłasza Rada Nadzorcza.

Dwie piąte składu Rady Nadzorczej powoływane jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki.

Na dzień 31 grudnia 2010 roku Rada Nadzorcza składała się z siedmiu członków, zaś jej skład przedstawiał się następująco:

- Stanisław Rychlicki - Przewodniczący Rady Nadzorczej,
- Marcin Moryń – Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej,
- Mieczysław Kawecki - Sekretarz Rady Nadzorczej,
- Grzegorz Banaszek - Członek Rady Nadzorczej,
- Agnieszka Chmielarz - Członek Rady Nadzorczej,
- Mieczysław Puławski - Członek Rady Nadzorczej,
- Jolanta Siergiej - Członek Rady Nadzorczej.

W 2010 roku miała miejsce następująca zmiana w składzie Rady Nadzorczej PGNiG S.A.:

W dniu 19 lipca 2010 roku wpłynęła rezygnacja Pana Marka Karabudy z funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG S.A. Złożenie rezygnacji związane było z powołaniem w skład Zarządu PGNiG S.A.

W dniu 28 grudnia 2010 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. podjęła decyzję o rozpoczęciu z dniem 4 stycznia 2011 roku procedury wyboru członków Rady Nadzorczej PGNiG S.A. wybieranych przez pracowników Spółki.

W wyniku przeprowadzonego głosowania pracowników PGNiG S.A., w okresie od 31 stycznia do 2 lutego 2011 roku, trzech obecnych członków Rady Nadzorczej PGNiG S.A. wybranych przez pracowników (Agnieszka Chmielarz, Mieczysław Kawecki i Jolanta Siergiej) zostało powołanych na powtórny kadencję.

Kadencja obecnej Rady Nadzorczej upływa z dniem 30 kwietnia 2011 roku.

Po 31 grudnia 2010 roku, do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, nie było zmian w składzie Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

1.10. Akcjonariat PGNiG S.A.

Na dzień przekazania skonsolidowanego sprawozdania finansowego za 2010 rok, jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGNiG S.A. był Skarb Państwa.

Struktura akcjonariatu PGNiG S.A. przedstawia się następująco:

Akcjonariusz	Siedziba	Liczba akcji	Procentowy udział w kapitale	Procentowy udział w ogólnej liczbie głosów
<i>Na dzień 31 grudnia 2010 roku</i>				
Skarb Państwa	Warszawa	4 273 650 532	72,43%	72,43%
Pozostali	-	1 626 349 468	27,57%	27,57%
Razem	-	5 900 000 000	100,00%	100,00%
<i>Na dzień 31 grudnia 2009 roku</i>				
Skarb Państwa	Warszawa	4 303 686 368	72,94%	72,94%
Pozostali	-	1 596 313 632	27,06%	27,06%
Razem	-	5 900 000 000	100,00%	100,00%

1.11. Założenie kontynuacji działalności

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez spółki Grupy w dającej się przewidzieć przyszłości. Na dzień zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego nie stwierdzono istnienia okoliczności wskazujących na zagrożenie kontynuowania działalności przez spółki Grupy za wyjątkiem spółki Naft-Stal Sp. z o.o. w upadłości likwidacyjnej w Krośnie.

W dniu 29 czerwca 2010 roku Sąd Rejonowy w Krośnie wydał postanowienie o ogłoszeniu upadłości obejmującej likwidację majątku spółki Naft-Stal Sp. z o.o. w upadłości likwidacyjnej (spółka zależna od spółki zależnej BN Naftomontaż Krosno Sp. z o.o. była konsolidowana metodą pełną).

W związku z postępowaniem upadłościowym nastąpiła utrata kontroli nad spółką Naft-Stal Sp. z o.o. w upadłości likwidacyjnej, co spowodowało wyłączenie tej spółki z konsolidacji od trzeciego kwartału 2010 roku. Spółka ta ze względu na niewielką skalę działalności nie miała istotnego wpływu na sprawozdanie finansowe GK.

1.12. Połączenie spółek handlowych

W 2010 roku nie wystąpiły połączenia Jednostki Dominującej oraz spółek Grupy z innymi spółkami handlowymi.

1.13. Zatwierdzenie sprawozdania finansowego

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostanie przedstawione do zatwierdzenia przez Zarząd Jednostki Dominującej do publikacji w dniu 21 marca 2011 roku.

2. INFORMACJE O STOSOWANYCH ZASADACH RACHUNKOWOŚCI

2.1. Podstawa sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z zasadą kosztu historycznego, za wyjątkiem aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży, instrumentów pochodnych wycenionych w wartości godziwej oraz pożyczek i należności wycenianych w skorygowanej cenie nabycia.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe jest przedstawione w złotych (PLN), a wszystkie wartości, o ile nie jest to wskazane inaczej, podane są w tysiącach (tysiące złotych). Ewentualne różnice pomiędzy kwotami ogółem a sumą ich składników wynikają z zaokrągleń.

2.1.1. Oświadczenie o zgodności

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 31 grudnia 2010 roku.

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 (KIMSF).

Zakres informacji ujawnionych w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym jest zgodny z postanowieniami MSSF oraz Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz. U. Nr 33, poz. 259).

2.1.2. Zasady konsolidacji

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe obejmuje sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. jako jednostki dominującej oraz sprawozdania jednostek kontrolowanych przez jednostkę dominującą (lub kontrolowanych przez jednostki zależne od jednostki dominującej) sporządzone na dzień 31 grudnia 2010 roku, za wyjątkiem spółek zależnych, których wpływ na skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie byłby istotny.

Jednostki zależne są konsolidowane metodą pełną od dnia nabycia, będącego dniem objęcia kontroli nad spółką, do dnia utraty tej kontroli. 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 niekontrolujący to ta część wyniku finansowego i aktywów netto, która nie należy do Grupy. Udziały niekontrolujące są prezentowane w osobnych pozycjach w rachunku zysków i strat, w sprawozdaniu z całkowitego dochodu oraz w sprawozdaniu ze zmian w kapitale własnym.

Sprawozdania finansowe jednostek zależnych sporządzane są za ten sam okres sprawozdawczy co sprawozdanie jednostki dominującej, przy wykorzystaniu spójnych zasad rachunkowości. W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach finansowych jednostek zależnych bądź stowarzyszonych dokonuje się korekt mających na celu ujednoczenie zasad rachunkowości stosowanych przez jednostkę z zasadami stosowanymi przez podmiot dominujący.

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

Wyniki finansowe jednostek nabytych lub sprzedanych w ciągu roku są ujmowane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym od momentu nabycia oraz do momentu 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.

2.2. Zmiany stosowanych zasad rachunkowości i zakresu ujawnień

2.2.1. Standardy i interpretacje zastosowane po raz pierwszy

W roku bieżącym Grupa przyjęła wszystkie nowe i zaktualizowane standardy oraz interpretacje, przedstawione poniżej, wydane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości i Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowych Standardów Rachunkowości oraz zatwierdzone do stosowania w Unii Europejskiej („UE”), mające zastosowanie do prowadzonej przez nią działalności i obowiązujące w rocznych okresach sprawozdawczych od 1 stycznia 2010 roku.

- MSSF 1 (znowelizowany) „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy” zatwierdzony w UE w dniu 25 listopada 2009 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych począwszy od 1 stycznia 2010 roku lub po tej dacie),
- MSSF 3 (znowelizowany) „Połączenia jednostek gospodarczych” zatwierdzony w UE w dniu 3 czerwca 2009 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSSF 1 „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy”- dodatkowe zwolnienia dla jednostek stosujących MSSF po raz pierwszy, zatwierdzone w UE w dniu 23 czerwca 2010 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych począwszy od 1 stycznia 2010 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSSF 2 „Płatności w formie akcji”- Transakcje płatności w formie akcji rozliczane w środkach pieniężnych w grupie kapitałowej, zatwierdzone w UE w dniu 23 marca 2010 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych począwszy od 1 stycznia 2010 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSR 27 „Skonsolidowane i jednostkowe sprawozdania finansowe” zatwierdzone w UE w dniu 3 czerwca 2009 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena” - Spełniające kryteria pozycje zabezpieczane, zatwierdzone w UE w dniu 15 września 2009 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do różnych standardów i interpretacji „Poprawki do MSSF (2009)”- dokonane zmiany w ramach procedury wprowadzania dorocznych poprawek do MSSF, opublikowane w dniu 16 kwietnia 2009 roku (MSSF 2, MSSF 5, MSSF 8, MSR 1, MSR 7, MSR 17, MSR 18, MSR 36, MSR 38, MSR 39, KIMSF 9 oraz KIMSF 16) ukierunkowane głównie na rozwiązywanie niezgodności i uściślenie słownictwa, zatwierdzone w UE w dniu 23 marca 2010 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2010 roku lub po tej dacie),
- Interpretacja KIMSF 12 „Umowy na usługi koncesjonowane” zatwierdzona w UE w dniu 25 marca 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 30 marca 2009 roku lub po tej dacie),
- Interpretacja KIMSF 15 „Umowy dotyczące budowy nieruchomości” zatwierdzona w UE w dniu 22 lipca 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2010 roku lub po tej dacie),
- Interpretacja KIMSF 16 „Zabezpieczenie udziałów w aktywach netto jednostki działającej za granicą”- zatwierdzona w UE w dniu 4 czerwca 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub po tej dacie),
- Interpretacja KIMSF 17 „Przekazanie aktywów niegotówkowych właścicielom” zatwierdzona w UE w dniu 26 listopada 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 listopada 2009 roku lub po tej dacie),
- Interpretacja KIMSF 18 „Przekazanie aktywów przez klientów” zatwierdzona w UE w dniu 27 listopada 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 listopada 2009 roku lub po tej dacie).

Z wyjątkiem zaktualizowanego KIMSF 18, przyjęcie powyższych standardów i interpretacji nie spowodowało znaczących zmian w polityce rachunkowości Grupy ani w prezentacji sprawozdań finansowych.

Zastosowanie zaktualizowanego KIMSF 18

Celem wprowadzenia KIMSF 18 „Przekazanie aktywów przez klientów” było ujednoczenie stosowanej praktyki rachunkowej w przypadkach otrzymywania od klientów aktywów trwałych lub środków pieniężnych na ich wytworzenie. W przypadku GK PGNiG nowa interpretacja ma znaczenie dla spółek gazownictwa (będących operatorami systemów dystrybucyjnych) w kwestii ujmowania tzw. opłat

przyłączeniowych lub gotowych przyłączy. Przed wprowadzeniem KIMSF 18 zasady rachunkowości stosowane przez Grupę regulowały powyższe zagadnienie w sposób analogiczny do ujmowania dotacji rządowych według MSR 20, czyli wartość otrzymanych aktywów ujmowana była drugostronnie jako rozliczenia międzyokresowe przychodów a następnie ujmowana jako przychód w rachunku zysków i strat w czasie odpowiadającym okresowi ekonomicznej użyteczności odpowiedniego rzeczowego aktywa trwałego. Zgodnie z nowym KIMSF 18 począwszy od 1 lipca 2009 roku nowe opłaty przyłączeniowe otrzymywane przez spółki gazownictwa są ujmowane bezpośrednio w przychodach. Opłaty przyłączeniowe otrzymane przed 1 lipca 2009 roku są ujmowane w rachunku zysków i strat na dotychczasowych zasadach.

Grupa zastosowała nowe przepisy w sprawozdaniu finansowym za 2010 rok jednak z datą obowiązywania od 1 lipca 2009 roku, co spowodowało konieczność przekształcenia sprawozdania z sytuacji finansowej otwarcia na dzień 1 stycznia 2010 roku. W wyniku zastosowania KIMSF 18 kapitał własny Grupy na dzień 1 stycznia 2010 roku zwiększył się o 33.280 tysięcy złotych.

W poniższej tabeli został zaprezentowany wpływ zastosowania zaktualizowanego KIMSF 18 na główne pozycje skonsolidowanego rachunku zysków i strat oraz sprawozdania z sytuacji finansowej za 2009 rok.

Rachunek zysków i strat	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009 przed zmianą	Zastosowanie zaktualizowanego KIMSF 18*	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009 po zmianie
Przychody ze sprzedaży	19 290 441	41 086	19 331 527
Koszty operacyjne razem	(17 956 668)	-	(17 956 668)
Zysk\Strata z działalności operacyjnej	1 333 773	41 086	1 374 859
Zysk\Strata przed opodatkowaniem	1 483 189	-	1 483 189
Podatek dochodowy	(238 497)	(7 806)	(246 303)
Zysk\Strata netto	1 244 692	(7 806)	1 236 886
<hr/>			
Sprawozdanie z sytuacji finansowej	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009 przed zmianą	Zastosowanie zaktualizowanego KIMSF 18	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009 po zmianie
AKTYWA			
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem	24 665 313	(7 806)	24 657 507
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem	6 416 857	-	6 416 857
Suma Aktywów	31 082 170	(7 806)	31 074 364
PASYWA			
Kapitał własny razem	21 402 048	33 280	21 435 328
Zobowiązania długoterminowe razem	3 779 920	(39 658)	3 740 262
Zobowiązania krótkoterminowe razem	5 900 202	(1 428)	5 898 774
Suma Zobowiązań	9 680 122	(41 086)	9 639 036
Suma Pasywów	31 082 170	(7 806)	31 074 364

* W całości dotyczy segmentu dystrybucji

2.2.2. Standardy i interpretacje opublikowane i zatwierdzone do stosowania w UE, ale niemające jeszcze zastosowania

Sporządzając niniejsze sprawozdanie finansowe Grupa nie zastosowała następujących standardów, zmian standardów i interpretacji, które zostały opublikowane i zatwierdzone do stosowania w UE, ale nie weszły jeszcze w życie:

- Zmiany do MSR 32 „Instrumenty finansowe: prezentacja” – Klasyfikacja emisji praw poboru, zatwierdzone w UE w dniu 23 grudnia 2009 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lutego 2010 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSSF 1 „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy” - ograniczone zwolnienie jednostek stosujących MSSF po raz pierwszy z ujawniania informacji porównawczych zgodnie z MSSF 7, zatwierdzone w UE w dniu 30 czerwca 2010 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2010 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do KIMSF 14 „MSR 19 – Limit wyceny aktywów z tytułu określonych świadczeń, minimalne wymogi finansowania oraz ich wzajemne zależności” - przedpłaty w ramach minimalnych wymogów finansowania, zatwierdzone w UE w dniu 19 lipca 2010 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2011 roku lub po tej dacie),
- Interpretacja KIMSF 19 „Regulowanie zobowiązań finansowych przy pomocy instrumentów kapitałowych” zatwierdzona w UE w dniu 23 lipca 2010 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2010 roku lub po tej dacie).

Za wyjątkiem MSR 24 Grupa postanowiła nie skorzystać z możliwości wcześniejszego zastosowania powyższych standardów, zmian do standardów i interpretacji.

Zastosowanie zaktualizowanego MSR 24

Sporządzając niniejsze sprawozdanie finansowe Grupa skorzystała z możliwości wcześniejszego zastosowania zmian do MSR 24.

- Zmiany do MSR 24 „Ujawnianie informacji na temat podmiotów powiązanych” – Uproszczenie wymogów dotyczących ujawnień przez jednostki powiązane z państwem oraz doprecyzowanie definicji jednostek powiązanych, zatwierdzone w UE w dniu 19 lipca 2010 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2011 roku lub po tej dacie).

W bieżącym sprawozdaniu finansowym Grupa zastosowała zwolnienie przewidziane w paragrafach 25-27 znowelizowanego MSR 24 dotyczące ujawniania informacji w odniesieniu do jednostek powiązanych ze Skarbem Państwa.

Na dzień 31 grudnia 2010 Skarb Państwa sprawuje kontrolę nad Spółką, będąc właścicielem 72,43% akcji. Skarb Państwa sprawuje kontrolę, współkontrolę lub ma znaczący wpływ na wiele podmiotów gospodarczych współpracujących z Grupą. Korzystając ze wskazanego w paragrafie 25 znowelizowanego MSR 24 zwolnienia, w niniejszym sprawozdaniu, Grupa nie ujawnia informacji na temat kwot transakcji i nierozliczonych sald oraz innych informacji przewidzianych w paragrafie 18 MSR 24, lecz w sposób opisowy przedstawia istotę transakcji oraz listę podmiotów, z którymi Grupa osiągała w 2010 i 2009 roku największe obroty wynikające z jej bieżącej działalności (nota 37.2).

Na dzień sporządzenia sprawozdania finansowego jedyną transakcją wymagającą bardziej szczegółowych ujawnień, zgodnie z paragrafem 27 MSR 24, jest dywidenda rzeczowa Jednostki Dominującej do Skarbu Państwa. Informacje na temat przekazanej dywidendy zostały zaprezentowane w nocie 10.

2.2.3. Standardy i interpretacje, które nie zostały jeszcze zatwierdzone przez UE do stosowania

MSSF w kształcie zatwierdzonym przez UE nie różnią się obecnie w znaczący sposób od regulacji przyjętych przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (RMSR), z wyjątkiem poniższych standardów, zmian do standardów i interpretacji, które według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku nie zostały jeszcze przyjęte do stosowania:

- MSSF 9 „Instrumenty finansowe” (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSSF 1 „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy” – Ciężka Hiperinflacja i usunięcie sztywnych terminów dla stosujących MSSF po raz pierwszy (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2011 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji” – transfery aktywów finansowych (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2011 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSR 12 „Podatek dochodowy” - Podatek odroczony: realizacja aktywów (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2012 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do różnych standardów i interpretacji „Poprawki do MSSF (2010)”- dokonane zmiany w ramach procedury wprowadzania dorocznych poprawek do MSSF opublikowane w dniu 6 maja 2010 roku (MSSF 1, MSSF 3, MSSF 7, MSR 1, MSR 27, MSR 34 oraz KIMSF 13) ukierunkowane

głównie na rozwiązywanie niezgodności i uściślenie słownictwa (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2011 roku lub po tej dacie).

Według szacunków Grupy wymienione wyżej standardy, interpretacje i zmiany do standardów nie miałyby istotnego wpływu na 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 Grupy, 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.

2.3. Stosowane zasady rachunkowości

Poniżej zostały przedstawione najważniejsze zasady rachunkowości stosowane przez Grupę Kapitałową PGNiG.

2.3.1. Inwestycje w jednostki stowarzyszone

Jednostką stowarzyszoną jest podmiot, na który jednostka 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 sprzedaży (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 ujednoczenie zasad rachunkowości stosowanych przez jednostkę z zasadami stosowanymi przez podmiot dominujący. Straty ponoszone przez jednostkę stowarzyszoną mogą świadczyć o utracie wartości jej aktywów, co powoduje konieczność rozpoznania odpisu aktualizującego na odpowiednim poziomie.

2.3.2. Udziały we wspólnym przedsięwzięciu

Wspólne przedsięwzięcie jest to relacja umowna, na mocy której dwie lub więcej stron podejmują działalność gospodarczą podlegającą współkontroli, w toku której strategiczne decyzje finansowe, operacyjne i polityczne wymagają jednogłośniego poparcia wszystkich stron sprawujących wspólnie kontrolę.

W odniesieniu do swoich udziałów we wspólnie kontrolowanej działalności podmiot będący współnikiem przedsięwzięcia wykazuje w swoim sprawozdaniu finansowym aktywa, które kontroluje i zobowiązania, które zaciągnął, a także poniesione koszty i swój udział w przychodach ze sprzedaży towarów lub usług wygenerowanych przez wspólne przedsięwzięcie. W związku z tym, że aktywa, zobowiązania, przychody i koszty związane ze wspólnym przedsięwzięciem są już wykazane w jednostkowym sprawozdaniu finansowym współnika przedsięwzięcia, nie dokonuje się korekt i nie stosuje się innych procedur konsolidacyjnych w odniesieniu do tych pozycji.

2.3.3. Przeliczenie pozycji wyrażonych w walucie obcej

Walutą funkcjonalną (wyceny) i walutą prezentacji spółki PGNiG S.A. i jej jednostek zależnych za wyjątkiem spółki POGC Libya B.V. oraz PGNiG Norway AS 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 wykorzystuje walutowe transakcje forward oraz opcje (zob. poniżej zasady rachunkowości stosowane przez Grupę w odniesieniu do pochodnych instrumentów finansowych).

Walutą funkcjonalną zagranicznych oddziałów jest rupia pakistańska (PKR) dla Oddziału Operatorskiego w Pakistanie oraz złoty (PLN) dla Oddziału w Egipcie, Oddziału w Danii oraz Oddziału w Algierii, a dla jednostek zależnych (POGC Libya B.V. oraz PGNiG Norway AS) jest odpowiednio euro (EUR) oraz korona norweska (NOK). 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 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.

2.3.4. Rzeczowe aktywa trwałe

Rzeczowe aktywa trwałe obejmują środki trwałe i nakłady na środki trwałe w budowie, które jednostka zamierza wykorzystywać w swojej działalności oraz na potrzeby administracyjne w okresie dłuższym niż 1 rok, które w przyszłości spowodują wpływ korzyści ekonomicznych do jednostki. Nakłady na środki trwałe obejmują poniesione nakłady inwestycyjne jak również poniesione wydatki na przyszłe dostawy maszyn, urządzeń i usług związanych z wytworzeniem środków trwałych (przekazane zaliczki). Środki trwałe obejmują istotne specjalistyczne części zamienne, które funkcjonują jako element środka trwałego.

Składniki rzeczowego majątku trwałego początkowo ujmowane są według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia (model wyceny wg kosztu historycznego). Cena nabycia lub koszt wytworzenia obejmuje koszty poniesione na zakup lub wytworzenie rzeczowych aktywów trwałych oraz nakłady poniesione w terminie późniejszym w celu zwiększenia przydatności składnika, zamiany istotnych części lub jego odnowienia. Do ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pozycji rzeczowych aktywów trwałych zalicza się odsetki od finansowania zewnętrznego (patrz nota 2.3.6.).

Części zamienne oraz wyposażenie związane z serwisem wykazywane są jako zapasy i ujmowane w rachunku zysków i strat w momencie ich wykorzystania. Istotne części zamienne oraz awaryjne wyposażenie kwalifikuje się do wykazania jako rzeczowe aktywa trwałe, jeżeli Grupa oczekuje, iż będą one wykorzystywane przez czas dłuższy niż jeden rok i możliwe jest ich przypisanie do poszczególnych pozycji rzeczowych aktywów trwałych.

Grupa nie zwiększa wartości księgowej netto pozycji rzeczowych aktywów trwałych o koszty bieżącego utrzymania tych aktywów. Koszty te są ujmowane w rachunku zysków i strat w momencie ich poniesienia. Na koszty bieżącego utrzymania rzeczowych aktywów trwałych, rozumianego jako remonty i konserwacje, składają się koszty robocizny i koszty zużycia materiałów i mogą obejmować koszty nieistotnych części zamiennych.

Po początkowym ujęciu rzeczowych aktywów trwałych jako składnika aktywów, Grupa wykazuje je według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonego o zakumulowaną amortyzację oraz odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Podlegającą amortyzacji wartość środków trwałych, z wyłączeniem gruntów i środków trwałych w budowie, rozkłada się w sposób systematyczny na przestrzeni okresu użytkowania przy zastosowaniu metody amortyzacji liniowej:

Budynki i budowle	2 - 40 lat
Maszyny i urządzenia, środki transportu oraz pozostałe	2 - 35 lat

Rzeczowe aktywa trwałe używane na podstawie umowy leasingu lub innej o podobnym charakterze, zaliczone do majątku jednostki, amortyzuje się w okresie ekonomicznej przydatności środka, nie dłużej jednak niż okres trwania umowy.

W momencie sprzedaży lub likwidacji rzeczowego aktywa trwałego, koszt historyczny oraz dotychczasowe umorzenie są usuwane ze sprawozdania z sytuacji finansowej, a wszelkie powstałe na transakcji zyski lub straty odnoszone są w rachunek zysków i strat.

Środki trwałe w budowie wyceniane są według cen nabycia lub w wysokości ogółu kosztów pozostających w bezpośrednim związku z ich wytworzeniem, pomniejszonych o odpisy z tytułu utraty wartości. Środki trwałe w budowie nie podlegają amortyzacji do momentu zakończenia ich budowy i oddania do użytkowania.

2.3.5. Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze

Koszty związane z poszukiwaniem i rozpoznawaniem gazu ziemnego i ropy naftowej obejmują prace geologiczne wykonywane w celu odkrycia i udokumentowania złoża i rozliczane są przy zastosowaniu metody sukcesu geologicznego.

Nakłady poniesione na wykonanie wstępnych analiz terenów (prace sejsmiczne, opracowanie i sporządzenie map geologicznych) Grupa ujmuje bezpośrednio jako koszt, w rachunku zysków i strat w okresie, w którym te nakłady zostały poniesione.

Nakłady na wykonanie odwiertów, przeprowadzanych w ramach prac poszukiwawczych i rozpoznawczych, Grupa ujmuje w aktywach, jako środki trwałe w budowie.

Aktywowane wcześniej nakłady na wykonanie odwiertów uznanych za negatywne Grupa odpisuje w całości do rachunku zysków i strat, w okresie, w którym uznano odwiert za negatywny.

Aktywa z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych, po udowodnieniu technicznej wykonalności i komercyjnej zasadności wydobywania gazu ziemnego i/lub ropy naftowej, przeklasyfikowywane są do środków trwałych lub wartości niematerialnych, w zależności od tego, czego dotyczą.

2.3.6. Koszty finansowania zewnętrznego

Począwszy od 1 stycznia 2009 roku Grupa aktywuje koszty finansowania zewnętrznego. Do końca 2008 roku Grupa zgodnie z zalecanym przez MSR 23 podejściem wzorcowym ujmowała wszystkie koszty finansowania zewnętrznego jako koszty okresu, w którym zostały poniesione.

W związku ze zmianą MSR 23 począwszy od 1 stycznia 2009 roku, koszty finansowania zewnętrznego bezpośrednio związanego z nabyciem, budową lub wytworzeniem składników aktywów, wymagających dłuższego czasu w celu doprowadzenia ich do użytkowania, zalicza się do kosztów wytworzenia takich aktywów aż do momentu, w którym aktywa te są zasadniczo gotowe do zamierzonego użytkowania lub sprzedaży.

Przychody z inwestycji uzyskane w wyniku krótkoterminowego inwestowania pozyskanych środków zewnętrznych przeznaczonych bezpośrednio na finansowanie nabycia, budowy lub wytworzenia składników majątku, pomniejszają wartość kosztów finansowania zewnętrznego podlegających kapitalizacji.

Wszelkie pozostałe koszty finansowania zewnętrznego są odnoszone bezpośrednio w rachunek zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione.

Powyższe zasady kapitalizacji nie są stosowane do:

- aktywów wycenianych w wartości godziwej, oraz
- zapasów wytwarzanych w znaczących ilościach w cyklu ciągłym i charakteryzujących się wysoką rotacją.

2.3.7. Nieruchomości inwestycyjne

Za nieruchomości inwestycyjne uznaje się nieruchomości (grunt, budynek lub część budynku albo oba te elementy), które Grupa jako właściciel lub leasingobiorca w leasingu finansowym traktuje jako źródło przychodów z czynszów i/lub utrzymuje w posiadaniu ze względu na spodziewany przyrost ich wartości.

Nieruchomości inwestycyjne początkowo ujmowane są według ceny nabycia z uwzględnieniem kosztów transakcji. Do wyceny nieruchomości inwestycyjnych Grupa wybrała model ceny nabycia i po początkowym ujęciu wycenia wszystkie należące do niej nieruchomości inwestycyjne zgodnie z wymogami MSR 16 określonymi dla tego modelu tj. w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia, pomniejszonych o dotychczasowe umorzenie i zakumulowane odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Nieruchomości inwestycyjne usuwane są ze sprawozdania z sytuacji finansowej w momencie ich zbycia lub w przypadku trwałego wycofania z użytkowania, jeżeli nie oczekuje się uzyskania w przyszłości żadnych korzyści wynikających z ich zbycia.

Wszelkie zyski lub straty wynikające ze sprzedaży, likwidacji lub zaprzestania użytkowania nieruchomości inwestycyjnej stanowią różnicę między przychodami ze sprzedaży a wartością księgową netto i ujmowane są w rachunku zysków i strat w okresie, w którym dokonano takiej operacji.

Grupa stosuje liniową metodę amortyzacji nieruchomości inwestycyjnych i przyjęła następujące okresy ekonomicznej przydatności dla tych składników:

Budynki i budowle	2 – 40 lat
-------------------	------------

2.3.8. Wartości niematerialne

Wartości niematerialne obejmują możliwe do zidentyfikowania niepieniężne składniki aktywów, nieposiadające postaci fizycznej, nad którymi Grupa sprawuje kontrolę i które w przyszłości spowodują wpływ korzyści ekonomicznych do Grupy.

Wartości niematerialne powstałe w wyniku prowadzenia badań i prac rozwojowych ujmowane są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej wyłącznie w sytuacji, gdy jednostka jest w stanie udowodnić:

- możliwość, z technicznego punktu widzenia, ukończenia składnika wartości niematerialnych tak, aby nadawał się do użytkowania lub sprzedaży,
- zamiar ukończenia składnika oraz jego użytkowania lub sprzedaży,
- sposób, w jaki składnik będzie wytwarzał przyszłe korzyści ekonomiczne,
- dostępność stosownych środków technicznych oraz finansowych koniecznych do ukończenia prac rozwojowych oraz użytkowania lub sprzedaży składnika,
- możliwość wiarygodnego ustalenia nakładów poniesionych w czasie prac rozwojowych.

Nakłady poniesione na prace badawcze prezentowane są w rachunku zysków i strat w momencie ich poniesienia.

Wartości niematerialne stanowią również wydatki związane z nabyciem prawa wieczystego użytkowania gruntu. Prawa wieczystego użytkowania gruntu nabyte odpłatnie (od innych podmiotów) prezentowane są jako wartości niematerialne i amortyzowane przez okres ich użytkowania.

Prawa wieczystego użytkowania gruntu otrzymane nieodpłatnie na mocy decyzji administracyjnej, wydanej na podstawie ustawy z dnia 20 września 1990 roku o zmianie ustawy o gospodarce gruntami i wywłaszczaniu nieruchomości, ujmowane są wyłącznie w ewidencji pozabilansowej.

Składnik wartości niematerialnych Grupa początkowo ujmuje w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia. Na dzień bilansowy składniki wartości niematerialnych wyceniane są według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia po pomniejszeniu o dokonane odpisy amortyzacyjne oraz odpisy z tytułu trwałej utraty wartości.

Stosowana metoda amortyzacji odzwierciedla sposób konsumowania korzyści ekonomicznych ze składnika wartości niematerialnych przez Grupę, przy czym, przy braku możliwości wiarygodnego określenia innego sposobu konsumowania tych korzyści stosuje się metodę liniową. Przyjętą metodę amortyzacji stosuje się w sposób ciągły w kolejnych okresach chyba, że nastąpiła zmiana oczekiwanego sposobu konsumowania korzyści ekonomicznych.

Amortyzacja wartości niematerialnych odbywa się według stawek odzwierciedlających przewidywany okres ich użytkowania. Szacunki okresu i metody amortyzacji weryfikowane są na koniec roku obrotowego. Jeśli prognozowany okres użytkowania składnika aktywów różni się znacząco od poprzednich szacunków, dokonuje się zmiany okresu amortyzacji. W przypadku znaczącej zmiany oczekiwanego sposobu rozłożenia w czasie korzyści ekonomicznych ze składnika aktywów, stosuje się inną metodę amortyzacji, aby odzwierciedlić tę zmianę. Powyższe operacje Grupa ujmuje jako zmiany szacunków księgowych i odnosi w rachunek zysków i strat w okresie, w którym ma miejsce zmiana szacunków.

Okresy użyteczności stosowane dla poszczególnych składników wartości niematerialnych są następujące:

Nabyte licencje, prawa do patentów i podobne wartości	2-15 lat
Nabyte oprogramowanie komputerowe	2-10 lat
Prawo wieczystego użytkowania gruntów	40-99 lat

Okres użytkowania nadwyżki pierwszej opłaty nad opłatą roczną za prawo wieczystego użytkowania gruntów jest równy okresowi użytkowania wieczystego, określonego w umowie o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste.

Okres użytkowania prawa wieczystego użytkowania gruntu nabytego odpłatnie od podmiotu innego niż Skarb Państwa lub jednostka samorządu terytorialnego jest równy okresowi od dnia nabycia tego prawa do ostatniego dnia okresu użytkowania wieczystego, określonego w umowie o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste.

Wartości niematerialne o nieokreślonym okresie użytkowania nie podlegają amortyzacji.

Wartości niematerialne o nieokreślonym okresie użytkowania oraz wartości niematerialne jeszcze nie użytkowane poddawane są cyklicznie (raz do roku) testowi na utratę wartości.

2.3.9. Leasing

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

2.3.9.1. Grupa jako leasingodawca

Aktywa oddane w leasing finansowy są prezentowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej 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 nierozliczonej 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 Grupy, należnej z tytułu leasingu.

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

2.3.9.2. 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 sprawozdaniu z sytuacji finansowej w pozycji zobowiązania z tytułu leasingu finansowego.

Płatności leasingowe dzielone są 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.

2.3.10. Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych

Na każdy dzień bilansowy Grupa dokonuje oceny składników majątku trwałego i wartości niematerialnych 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 niezależne 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.

W przypadku, gdy strata z tytułu utraty wartości ulega odwróceniu, wartość netto składnika aktywów (lub grupy aktywów) zwiększana jest do nowej oszacowanej wartości odzyskiwalnej, nie wyższej jednak od wartości księgowej netto tego składnika aktywów, jaka byłaby ustalona, gdyby utrata wartości nie została rozpoznana w poprzednich latach. Odwrócenie utraty wartości ujmowane jest w rachunku zysków i strat jako przychód.

2.3.11. Aktywa finansowe

Ze względu na charakter i przeznaczenie, aktywa finansowe Grupy kwalifikowane są do następujących kategorii:

- aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat,
- inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności,
- aktywa finansowe dostępne do sprzedaży,
- pożyczki i należności,
- dodatnia wycena instrumentów pochodnych.

W momencie początkowego ujęcia składnik aktywów finansowych wyceniany jest według wartości godziwej, powiększonej o koszty transakcji, z wyjątkiem aktywów kwalifikowanych jako wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat.

2.3.11.1. Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat

Kategoria ta obejmuje aktywa finansowe przeznaczone do obrotu oraz aktywa finansowe wyznaczone w momencie ich początkowego ujęcia do wyceny w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat.

Składnik aktywów finansowych klasyfikuje się jako przeznaczony do obrotu, jeżeli:

- został nabyty głównie w celu sprzedaży w krótkim terminie,
- stanowi część portfela określonych instrumentów finansowych, którymi Grupa zarządza łącznie, zgodnie z aktualnym i faktycznym wzorem generowania krótkoterminowych zysków,
- jest instrumentem pochodnym (z wyjątkiem instrumentów pochodnych wyznaczonych i będących efektywnymi instrumentami zabezpieczającymi).

Grupa klasyfikuje do tej pozycji:

- instrumenty pochodne nie wyceniane zgodnie z zasadami rachunkowości zabezpieczeń, których wartość wyceny jest dodatnia (np.: SWAP IRS, SWAP CIRS, FRA, CAP, FLOOR, OPCJE, strategie opcyjne, futures, forward z dostawą, bez dostawy, FX SWAPY),
- inwestycje w notowane akcje i instrumenty dłużne przeznaczone do obrotu,
- jednostki funduszy inwestycyjnych,
- inne pozycje.

Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat wykazywane są w wartości godziwej, a zyski lub straty ujmowane są w rachunku zysków i strat. Zysk lub strata netto ujęte w rachunku zysków i strat uwzględniają dywidendy lub odsetki wygenerowane przez dany składnik aktywów finansowych.

2.3.11.2. Inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności

Inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności stanowią aktywa finansowe niebędące instrumentami pochodnymi, o stałych lub możliwych do ustalenia warunkach płatności oraz stałych terminach wymagalności, które Grupa chce i może utrzymywać do momentu osiągnięcia wymagalności. Pozycje tej kategorii wyceniane są według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej po pomniejszeniu o utratę wartości, zaś przychody ujmowane są metodą efektywnego dochodu. Skutki wyceny odnoszone są w rachunek zysków i strat.

Grupa klasyfikuje do tej pozycji:

- instrumenty dłużne takie jak obligacje skarbowe i komercyjne, kuponowe, dyskontowe, bony skarbowe i komercyjne, utrzymywane do terminu zapadalności,
- lokaty terminowe,
- inne pozycje.

2.3.11.3. Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży

Aktywa finansowe niebędące instrumentami pochodnymi, które zostały wyznaczone jako dostępne do sprzedaży lub nieprzypisane do pozostałych kategorii klasyfikuje się jako aktywa dostępne do sprzedaży i wycenia według wartości godziwej. Zyski i straty wynikające ze zmian wartości godziwej ujmowane są w kapitale własnym w pozycji inne kapitały rezerwowe. Jednakże inwestycje w instrumenty kapitałowe nieposiadające kwotowań cen rynkowych z aktywnego rynku i których wartość godziwa nie może być wiarygodnie zmierzona, Grupa prezentuje według kosztu. Akcje i udziały spółek

zależnych, współkontrolowanych i stowarzyszonych, zakwalifikowane do tej kategorii, wyceniane są według kosztu także wtedy, gdy są notowane na aktywnym rynku.

Grupa klasyfikuje do tej pozycji:

- inwestycje w nienotowane instrumenty kapitałowe (w tym udziały i akcje spółek zależnych, współkontrolowanych i stowarzyszonych),
- inwestycje w notowane instrumenty kapitałowe, nieprzeznaczone do obrotu (w tym udziały i akcje spółek zależnych, współkontrolowanych i stowarzyszonych),
- inwestycje w instrumenty dłużne, co do których Spółka nie ma stanowczego zamiaru utrzymania ich do terminu zapadalności,
- inne pozycje.

2.3.11.4. Pożyczki i należności

Kategoria pożyczek i należności obejmuje aktywa finansowe niebędące instrumentami pochodnymi, o stałych lub możliwych do ustalenia warunkach płatności, które nie są przedmiotem obrotu na aktywnym rynku.

Pożyczki i należności wyceniane są według zamortyzowanego kosztu, metodą efektywnej stopy procentowej z uwzględnieniem utraty wartości. Dochód odsetkowy ujmowany jest przy zastosowaniu efektywnej stopy procentowej z wyjątkiem należności krótkoterminowych, gdzie ujęcie odsetek byłoby nieistotne.

Grupa klasyfikuje do tej pozycji:

- wszystkie należności (bez podatków, dotacji, ceł, ubezpieczeń społecznych i zdrowotnych oraz innych świadczeń),
- udzielone pożyczki,
- należności z tytułu transakcji buy sell back, reverse repo.

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, dla których nie dokonano odpisów aktualizujących lub dokonano odpisów w niepełnej wysokości, zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych.

2.3.11.5. Instrumenty pochodne – wycena dodatnia

Instrumenty pochodne (dodatnia wycena), które nie są określane jako instrumenty zabezpieczające, są wyceniane według wartości godziwej przez wynik finansowy i wykazywane są w wartości godziwej, z uwzględnieniem zmian wartości godziwej w rachunku zysków i strat. Dodatnia wycena instrumentów pochodnych jest wykazywana w odrębnych pozycjach w aktywach krótkoterminowych.

2.3.12. Utrata wartości aktywów finansowych

Składniki aktywów finansowych podlegają ocenie pod względem utraty wartości na każdy dzień bilansowy. Utratę wartości składnika stwierdza się, gdy istnieją obiektywne przesłanki, że zdarzenia, które wystąpiły po początkowym ujęciu danego składnika aktywów wpłynęły niekorzystnie na związane z nim szacunkowe przyszłe przepływy pieniężne.

W przypadku wartości pożyczek i należności lub inwestycji utrzymywanych do terminu wymagalności wycenianych w wysokości zamortyzowanego kosztu, uwzględnia się stopień prawdopodobieństwa ich zapłaty. Kwota odpisu aktualizującego stanowi różnicę pomiędzy wartością bilansową aktywów, a wartością bieżącą oszacowanych przyszłych przepływów pieniężnych zdyskontowanych pierwotną efektywną stopą procentową dla tych aktywów.

W zależności od rodzaju należności stosowana jest jedna z dwóch metod tworzenia odpisów aktualizujących: statystyczna lub indywidualna. Odpisy aktualizujące wartość należności zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub do kosztów finansowych - zależnie od rodzaju należności, której dotyczy odpis aktualizujący. Na należności przeterminowane powyżej 90 dni i wszystkie zarachowane odsetki tworzony jest odpis aktualizujący w wysokości 100 %.

Gdy strata z tytułu utraty wartości aktywów finansowych, z wyjątkiem instrumentów finansowych przeznaczonych do sprzedaży, ulegnie zmniejszeniu, to uprzednio ujętą stratę z tego tytułu odwraca się poprzez rachunek zysków i strat. Odwrócenie nie powoduje zwiększenia wartości księgowej netto składnika aktywów finansowych ponad kwotę, która stanowiłaby zamortyzowany koszt tego składnika na dzień odwrócenia w sytuacji, gdyby ujęcie utraty wartości w ogóle nie miało miejsca.

Straty z tytułu utraty wartości inwestycji w instrument kapitałowy nie poddaje się odwróceniu przez rachunek zysków i strat. Zwiększenia wartości godziwej następujące po ujęciu straty z tytułu utraty wartości ujmuje się bezpośrednio w kapitale własnym.

2.3.13. Rachunkowość zabezpieczeń

Jednostka Dominująca z dniem 1 kwietnia 2009 roku rozpoczęła stosowanie rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych dla transakcji walutowych, a od dnia 1 czerwca 2010 roku stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych dla transakcji towarowych.

Celem podejmowanych przez Jednostkę Dominującą działań zabezpieczających przed ryzykiem zmiany kursu EUR/PLN oraz USD/PLN jest zagwarantowanie określonego poziomu wartości złotowej ponoszonych przez nią wydatków w EUR oraz USD związanych z zakupem gazu w kontraktach długoterminowych.

Typ zastosowanego powiązania zabezpieczającego to zabezpieczenie przyszłych, wysoce prawdopodobnych przepływów pieniężnych związanych z ponoszonymi przez Jednostkę Dominującą wydatkami wyrażonymi w EUR oraz USD.

Wyznaczone do rachunkowości zabezpieczeń instrumenty zabezpieczające to zakupione europejskie opcje kupna i zerokosztowe struktury opcyjne (struktury collar) stanowiące złożenie zakupionych europejskich opcji kupna oraz wystawionych europejskich opcji sprzedaży na kurs EUR/PLN i USD/PLN, o identycznych nominałach z datami rozliczenia przypadającymi w dniach oczekiwanego wpływu zabezpieczanego wolumenu walut z tytułu ponoszonych wydatków na gaz.

Celem podejmowanych przez Jednostkę Dominującą działań zabezpieczających przed ryzykiem zmiany ceny gazu jest zagwarantowanie określonego poziomu, wyrażonego w USD, kosztu nabywanego surowca.

Typ zastosowanego powiązania zabezpieczającego to zabezpieczenie przyszłych, wysoce prawdopodobnych przepływów pieniężnych związanych z zakupem gazu.

Wyznaczone do rachunkowości zabezpieczeń instrumenty to zakupione swapy towarowe fix/float oraz azjatyckie opcje towarowe call z europejskim sposobem rozliczenia.

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

2.3.14. Zapasy

Zapasy są to aktywa przeznaczone do sprzedaży w toku zwykłej działalności gospodarczej, będące w trakcie produkcji przeznaczonej na sprzedaż oraz mające postać materiałów lub surowców zużywanych w procesie produkcyjnym lub w trakcie świadczenia usług. Grupa ta obejmuje materiały, towary, produkty gotowe oraz produkcję w toku.

Wartość zapasów ustala się w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia lub też według wartości netto możliwej do uzyskania, w zależności od tego, która z kwot jest niższa, z uwzględnieniem odpisów z tytułu utraty przydatności ekonomicznej. Na cenę nabycia lub koszt wytworzenia zapasów składają się wszystkie koszty zakupu, koszty przetworzenia oraz inne koszty poniesione w trakcie doprowadzania zapasów do ich aktualnego miejsca i stanu.

Wartość netto możliwa do uzyskania jest to różnica między szacowaną ceną sprzedaży dokonywanej w toku zwykłej działalności gospodarczej, a szacowanymi kosztami wykończenia i kosztami niezbędnymi do doprowadzenia sprzedaży do skutku.

Zapas paliwa gazowego w magazynach wyceniany jest dla każdego magazynu oddzielnie według średniej ważonej ceny pozyskania paliwa gazowego.

Rozchód paliwa gazowego na cele zużycia własnego w Podziemnych Magazynach Gazu (PMG) oraz różnice bilansowe wycenia się według średniej rzeczywistej ceny pozyskania, na którą składają się koszt nabycia paliwa gazowego ze wszystkich źródeł zagranicznych, rzeczywisty koszt wydobycia ze źródeł krajowych, koszt odazotowania oraz koszt pozyskania z innych źródeł krajowych.

Rozchód paliwa gazowego do sprzedaży zewnętrznej wyceniany jest według kosztu pozyskania paliwa gazowego, tj. średniej rzeczywistej ceny pozyskania.

2.3.15. Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności

Należności z tytułu dostaw i usług ujmuje się początkowo według wartości godziwej. Po początkowym ujęciu należności wycenia się według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej. Różnice z wyceny odnoszone są w rachunek zysków i strat. Grupa nie dyskontuje należności, których termin płatności przypada w terminie krótszym niż 12 miesięcy od dnia bilansowego oraz jeśli efekt dyskontowania byłby nieistotny.

Wartość należności aktualizuje się uwzględniając stopień prawdopodobieństwa ich zapłaty poprzez dokonanie odpisu aktualizującego, gdy istnieją obiektywne dowody na to, że nie będzie można odzyskać całości należnych kwot.

Odpisy aktualizujące należności z tytułu dostaw paliwa gazowego dla odbiorców rozliczanych w grupach taryfowych od 1 do 4, tworzone są wg metody statystycznej. Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności przeterminowanych w poszczególnych przedziałach wiekowych. Na bazie analizy ustalane są wskaźniki spłacalności, które są podstawą ustalenia odpisów aktualizujących należności w każdym przedziale wiekowym.

Odpisy aktualizujące należności od pozostałych klientów ujmowane są na podstawie indywidualnej analizy sytuacji finansowej dłużników.

Na należności przeterminowane powyżej 90 dni oraz na zarachowane opłaty karne, koszty procesowe, koszty egzekucyjne i odsetki od nieterminowych płatności, odpis aktualizujący tworzy się w wysokości 100 % wartości należności.

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 rachunek zysków i strat 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 lub dokonano odpisów w niepełnej wysokości, zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych.

2.3.16. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty wykazane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej obejmują środki pieniężne w banku i w kasie oraz krótkoterminowe aktywa finansowe o dużej płynności o pierwotnym okresie zapadalności nie przekraczającym trzech miesięcy, łatwo wymienialne na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażone 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. Grupa wykazuje kredyty w rachunku bieżącym jako zmniejszenie pozycji środki pieniężne. Od momentu, w którym kredyty przekroczą wartość środków pieniężnych wykazywane są w zobowiązaniach krótkoterminowych.

2.3.17. Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży

Grupa klasyfikuje składnik aktywów trwałych (lub grupę do zbycia) jako przeznaczony do sprzedaży, jeśli jego wartość księgową netto zostanie odzyskana przede wszystkim w drodze transakcji sprzedaży, a nie poprzez jego dalsze wykorzystanie. Sytuacja taka ma miejsce, gdy składnik aktywów (lub grupa do zbycia) jest dostępny do natychmiastowej sprzedaży w jego bieżącym stanie z uwzględnieniem jedynie normalnych i zwyczajowo przyjętych warunków dla sprzedaży tego typu aktywów (lub grup do zbycia) oraz jego sprzedaż jest wysoce prawdopodobna.

Składnik aktywów (lub grupa do zbycia) klasyfikuje się jako przeznaczony do sprzedaży po podjęciu decyzji przez uprawniony, zgodnie ze statutem / umową Spółki, organ Spółki - Zarząd, Radę Nadzorczą lub Zgromadzenie Wspólników / Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy. Ponadto, składnik aktywów (lub grupa do zbycia) musi być aktywnie oferowany na sprzedaż po cenie, która jest racjonalna w odniesieniu do jego bieżącej wartości godziwej. Dodatkowo, należy oczekiwać, że sprzedaż zostanie ujęta jako sprzedaż zakończona w czasie jednego roku od dnia klasyfikacji.

Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży wyceniane są w kwocie niższej spośród dwóch wartości: wartości księgowej netto i wartości godziwej pomniejszonej o koszty związane ze sprzedażą. Jeśli

wartość godziwa jest niższa od wartości księgowej netto, różnicę ujmuje się jako odpis aktualizujący w rachunku zysków i strat. Ewentualne odwrócenie tej różnicy ujmuje się także w rachunku zysków i strat, ale tylko do wysokości wcześniej utworzonego odpisu.

W sprawozdaniu z sytuacji finansowej aktywa przeznaczone do sprzedaży (lub grupa do zbycia) prezentowane są w osobnej pozycji aktywów obrotowych i nie podlegają amortyzacji.

2.3.18. 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 sądowego.

Zadeklarowane, lecz niewniesione 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 MSR po raz pierwszy został odniesiony na pozycję zyski/straty zatrzymane.

Zgodnie z postanowieniami MSR, zysk netto roku ubiegłego spółka może przeznaczyć jedynie na kapitał spółki lub dywidendę dla akcjonariuszy (udziałowców). Stosowana w polskim systemie prawnym możliwość podziału zysku na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych, Fundusz Restrukturyzacji, przekazanie zysku pracownikom bądź na inne cele nie znajduje odzwierciedlenia w postanowieniach MSR. Z tego powodu, Grupa wykazuje wymienione zmniejszenia zysku jako koszty okresu, w którym wystąpiło wiążące zobowiązanie do przekazania środków. Podział zysku dla pracowników ujmowany jest w koszcie wynagrodzeń, natomiast przekazanie środków na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych ujmuje się w koszcie świadczeń na rzecz pracowników.

2.3.19. Kredyty bankowe i pożyczki

Oprocentowane kredyty bankowe ujmowane są w wartości uzyskanych wpływów pomniejszonych o koszty bezpośrednio pozyskania środków. Po początkowym ujęciu oprocentowane kredyty i pożyczki wyceniane są 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. Różnica pomiędzy wpływami netto a wartością wykupu jest wykazywana w przychodach lub kosztach finansowych w okresie wykorzystywania kredytu lub pożyczki.

2.3.20. Rezerwy

Rezerwy są tworzone w przypadku, gdy w następstwie przeszłych zdarzeń na Grupie ciąży istniejący obowiązek (prawny lub zwyczajowo oczekiwany) i gdy prawdopodobne jest, że wypełnienie tego obowiązku spowoduje konieczność rozchodu środków stanowiących korzyści ekonomiczne oraz można dokonać wiarygodnego szacunku kwoty tego zobowiązania, przy czym jego kwota lub termin wymagalności nie są pewne.

Wysokość utworzonych rezerw jest weryfikowana i korygowana na każdy dzień bilansowy w celu ujęcia możliwie najdokładniejszego szacunku.

W Grupie tworzone są rezerwy w szczególności z następujących tytułów:

- rezerwa na koszty likwidacji odwiertów,
- rezerwa na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne,
- rezerwa na deputaty gazowe wypłacane byłym pracownikom,
- rezerwy związane z ochroną środowiska,
- rezerwa na kary,
- rezerwa na potencjalne zobowiązania,
- rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów.

2.3.20.1. Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

Jednostka Dominująca tworzy rezerwę na przyszłe koszty likwidacji odwiertów oraz Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG).

Rezerwa na przyszłe 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.

Początkowa wartość rezerwy zwiększa wartość odpowiedniego środka trwałego. Późniejsze korekty wysokości rezerwy będące skutkiem zmian szacunków są również traktowane jako korekta wartości środka trwałego.

Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego tworzony jest na podstawie Ustawy z dnia 27 lipca 2001 roku o zmianie ustawy Prawo Geologiczne i Górnicze. W Grupie dokonywane są odpisy na fundusz w wysokości 10% wartości amortyzacji podatkowej majątku kopalnianego w korespondencji z pozostałymi kosztami operacyjnymi.

Wartość rezerwy na przyszłe koszty likwidacji odwiertów korygowana jest o sumę niewykorzystanych odpisów na FLZG.

2.3.20.2. Rezerwa na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne

W Grupie prowadzony jest program wypłaty nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych. Wypłaty z powyższych tytułów programu ujmowane są w rachunku zysków i strat w sposób umożliwiający rozłożenie kosztów nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych na cały okres zatrudnienia pracowników w poszczególnych spółkach. Koszty z tytułu ww. świadczeń są ustalane aktuarialną metodą wyceny prognozowanych uprawnień jednostkowych.

Rezerwa na nagrody jubileuszowe wykazywana jest w wartości bieżącej zobowiązań wynikających z wyliczeń aktuarialnych. Saldo rezerw na odprawy emerytalne ujęte jest w sprawozdaniu z sytuacji finansowej 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 rachunek zysków i strat przez okres 15 lat.

Przy wyliczaniu rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne Grupa przyjmuje następujące założenia:

- Założenia dotyczące prawdopodobieństwa rotacji i odejść na emeryturę: do wyliczeń brane są tablice prawdopodobieństw rotacji oraz odejść na emeryturę pracowników w zależności od płci, wieku, stażu pracy ogółem, stażu pracy w Grupie oraz wynagrodzenia, które zostały skonstruowane na podstawie informacji otrzymanych z jednostek Grupy o pracownikach, w stosunku do których ustał stosunek pracy. Tablica prawdopodobieństw rotacji nie obejmuje przypadków związanych z realizacją planów restrukturyzacyjnych oraz zmian organizacyjnych w ostatnich latach,
- Założenia dotyczące zgonów: do wyliczeń brane są wartości na podstawie standardowych Tablic trwania życia,
- Założenie o wzroście wynagrodzeń: do wyliczeń brane są wartości na podstawie trendów rynkowych,
- Stopa dyskonta ustalana jako wypadkowa zwrotu z aktywów i prognozowanego wzrostu wynagrodzeń.

2.3.20.3. Rezerwa na deputaty gazowe wypłacane byłym pracownikom

Do końca 2010 roku Jednostka Dominująca dokonywała wypłat deputatów gazowych byłym pracownikom, którzy przeszli na emeryturę do końca 1995 roku. Wysokość rezerwy na koszty deputatów była ustalana zgodnie z zasadami wyceny aktuarialnej stosowanej do wyliczenia rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne.

2.3.20.4. Rezerwy związane z ochroną środowiska

Przyszłe zobowiązania z tytułu kosztów rekultywacji skażonych gruntów lub eliminacji szkodliwych substancji, w przypadku występowania prawnego lub zwyczajowego obowiązku wykonania tych czynności, ujmowane są jako rezerwy. Tworzona rezerwa odzwierciedla potencjalne koszty przewidziane do poniesienia, szacowane i weryfikowane okresowo według cen bieżących.

2.3.20.5. Rezerwa na kary

Grupa zawiązuje tego typu rezerwy na potencjalne zobowiązania z tytułu kar nakładanych na spółki Grupy.

2.3.20.6. Rezerwa na potencjalne zobowiązania

W przypadku wystąpienia przesłanek, które z dużym prawdopodobieństwem wskazują na możliwość zaistnienia w przyszłości zdarzeń, powodujących wzrost zobowiązania do danego kontrahenta z tytułu dostarczonych towarów lub usług, Grupa kalkuluje dodatkowy koszt, który poniosłaby w sytuacji wystąpienia tych zdarzeń i tworzy rezerwę na ten cel.

2.3.20.7. Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów

W ramach prowadzonej działalności gospodarczej spółki Grupy instalują urządzenia techniczne służące do przesyłu i dystrybucji gazu na nieruchomościach gruntowych, stanowiących własność podmiotów trzecich, będących bardzo często osobami fizycznymi.

W przypadkach, gdy było to możliwe, w momencie instalacji infrastruktury, Spółki Grupy zawierały umowy ustanawiające standardowe służebności gruntowe, zaś po nowelizacji Kodeksu cywilnego dokonanej w 2008 r. umowy służebności przesyłu.

Służebność przesyłu jest nową instytucją prawa cywilnego, uregulowaną na podstawie wprowadzonych w życie w 2008 r. przepisów art. 3051-3054 ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. - Kodeks cywilny (Dz. U. Nr 16, poz. 93 ze zm.)

W ciągu ostatnich kilku lat, odnotowano znaczny wzrost liczby roszczeń, wysuwanych przez właścicieli nieruchomości gruntowych w zakresie wypłaty wynagrodzeń (odszkodowań) z tytułu korzystania przez spółki Grupy ze służebności przesyłu. Równolegle do wynagrodzeń, wypłacanych na rzecz właścicieli gruntów z tytułu zawartych umów dotyczących służebności przesyłu, wypłacane są wynagrodzenia (odszkodowania) z tytułu bezumownego korzystania z nieruchomości gruntowych.

W związku z powyższym Grupa, kierując się zasadą istotności, oszacowała w 2010 roku wartość rezerwy na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów.

Kalkulując kwotę rezerwy rozpatrywano zasadne roszczenia zgłoszone, w przypadku których w ciągu ostatnich 3 lat nie nastąpiło przerwanie toczącej się korespondencji.

Szacując wartość rezerwy analizowano: operaty szacunkowe sporządzone przez profesjonalnych rzeczoznawców w odniesieniu do kwoty roszczeń; kalkulacje przeprowadzone przez spółki Grupy, w oparciu o powierzchnię strefy kontrolowanej, w której zainstalowano dane urządzenie, wyrażonej w metrach kwadratowych; roczną wysokość czynszu dzierżawnego za metr kwadratowy podobnego gruntu w danej gminie oraz okres bezumownego korzystania z gruntu, nie dłuższy niż 10 lat; dane historyczne na temat wskaźnika spłacalności zgłoszonych roszczeń oraz średnich kwotach wypłaconych roszczeń.

Z uwagi na to, że wartości przyjęte do ww. kalkulacji wynikają z wielu zmiennych przyjętych do ich wyliczenia, ostateczne kwoty wynagrodzeń (odszkodowań) z tytułu bezumownego korzystania z gruntów jakie Grupa będzie musiała zapłacić mogą znacząco odbiegać od rozpoznanych kwot rezerwy z tego tytułu.

2.3.20.8. Pozostałe rezerwy

Jednostka Dominująca utworzyła rezerwę w postaci Centralnego Funduszu Restrukturyzacji w celu zapewnienia świadczeń osłonowych dla uprawnionych pracowników, objętych Programem Restrukturyzacji. Szczegółowe zasady działania funduszu oraz katalog zwiększeń i wydatków z funduszu są określone w uchwałach wewnętrznych Jednostka Dominującej.

Spółki Grupy Kapitałowej mogą też tworzyć inne rezerwy na przyszłe prawdopodobne wydatki, związane z działalnością i funkcjonowaniem jednostek Grupy, takie jak: rezerwa na gwarancje, rezerwa na osłony, rezerwa na restrukturyzację.

Grupa wycenia rezerwy dyskontując je, jeśli skutek zmiany wartości pieniądza w czasie jest istotny. Do dyskontowania rezerw długoterminowych Grupa stosuje stopę dyskonta, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów wolnych od ryzyka oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP.

2.3.21. 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 sprawozdaniu z sytuacji finansowej 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 sprawozdaniu z sytuacji finansowej 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 zalicza wartość przychodów przyszłych okresów z tytułu prognozowanej sprzedaży gazu oraz z tytułu dodatkowych opłat za nieodebrany gaz wynikających z zawartych umów z klauzulą take or pay (bierz lub płać).

Spółki gazownictwa (będące operatorami systemów dystrybucyjnych) zaliczają do rozliczeń międzyokresowych wartość nieodpłatnie przyjętej infrastruktury gazowej (przyjmowana do roku 1998) oraz opłatę przyłączeniową (otrzymaną do 30 czerwca 2009 roku). Przychody z tych tytułów realizowane są równoległe wraz z dokonywanymi odpisami amortyzacyjnymi od powyższych przyłączy.

Rozliczenia międzyokresowe przychodów są wykazywane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w odrębnej pozycji przychodów przyszłych okresów w pasywach.

2.3.22. 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 publicznoprawne.

2.3.23. Zobowiązania finansowe

Zobowiązania finansowe wyceniane są według zamortyzowanego kosztu, z wyłączeniem instrumentów pochodnych (wycena ujemna). Instrumenty pochodne o ujemnej wycenie, które nie są określane jako instrumenty zabezpieczające, są wyceniane według wartości godziwej przez wynik finansowy i wykazywane są w wartości godziwej, z uwzględnieniem zmian wartości godziwej w rachunku zysków i strat.

Pozycje zobowiązań finansowych klasyfikowane są na dwie kategorie: zobowiązania finansowe wyceniane według wartości godziwej przez rachunek zysków i strat oraz pozostałe zobowiązania finansowe.

2.3.23.1. Zobowiązania finansowe wyceniane według wartości godziwej przez rachunek zysków i strat

Składnik zobowiązań finansowych klasyfikuje się jako przeznaczony do obrotu, jeżeli:

- został zaciągnięty głównie w celu sprzedaży lub odkupu w krótkim terminie,
- jest instrumentem pochodnym (z wyjątkiem instrumentów pochodnych wyznaczonych i będących efektywnymi instrumentami zabezpieczającymi).

Grupa klasyfikuje do tej pozycji instrumenty pochodne nie wyceniane zgodnie z zasadami rachunkowości zabezpieczeń, których wartość wyceny jest ujemna (SWAP IRS, SWAP CIRS, FRA, CAP, FLOOR, OPCJE, strategie opcyjne, futures, forward, FX SWAPY) i inne.

Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat wykazywane są w wartości godziwej, a zyski lub straty finansowe ujmowane są w rachunku zysków i strat z uwzględnieniem odsetek zapłaconych od danego zobowiązania finansowego.

2.3.23.2. Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu

Kategoria pozostałych zobowiązań finansowych obejmuje wszystkie zobowiązania z wyjątkiem zobowiązań z tytułu wynagrodzeń, podatków, dotacji, ceł, ubezpieczeń społecznych i zdrowotnych oraz innych świadczeń.

W momencie początkowego ujęcia, składniki tej grupy zobowiązań, wyceniane są w wartości godziwej powiększonej o koszty transakcji, które mogą być bezpośrednio przypisane do nabycia lub emisji składnika zobowiązania finansowego.

Następnie są one wyceniane według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej. Przy ustalaniu skorygowanej ceny nabycia uwzględniane są koszty związane z uzyskaniem kredytu lub pożyczki oraz dyskonta lub premie uzyskane przy rozliczeniu zobowiązania. Różnica pomiędzy wpływami netto, a wartością wykupu jest wykazywana w przychodach lub kosztach finansowych w okresie wykorzystywania kredytu lub pożyczki.

2.3.24. Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży stanowią należności za produkty, towary i usługi dostarczone w ramach normalnej działalności gospodarczej. Są one wykazywane w wartości godziwej otrzymanej bądź należnej zapłaty, po pomniejszeniu o rabaty, podatki związane ze sprzedażą (VAT, podatek akcyzowy) oraz inne obciążenia. Ponadto przy ujmowaniu przychodów obowiązują również niżej opisane kryteria.

2.3.24.1. Sprzedaż towarów i produktów

Sprzedaż towarów i produktów ujmowana jest w momencie dostarczenia towarów i produktów wraz z przekazaniem dotyczącego ich prawa własności.

W celu prawidłowego zaliczenia przychodów ze sprzedaży gazu do właściwego okresu sprawozdawczego, na dzień bilansowy dokonywane są szacunki ilości i wartości gazu dostarczonego lecz nie zafakturowanego na dzień bilansowy do odbiorców indywidualnych.

Sprzedaż doszacowaną, która nie została zafakturowana w danym okresie sprawozdawczym określa się w oparciu o charakterystykę odbioru gazu przez odbiorców indywidualnych w porównywalnych okresach sprawozdawczych. Wartość sprzedaży szacowanej gazu określana jest jako iloczyn ilości przypisanych do poszczególnych grup taryfowych oraz stawek określonych w obowiązującej taryfie.

2.3.24.2. 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.

2.3.24.3. Przychody z tytułu odsetek

Przychody z tytułu odsetek ujmowane są sukcesywnie w miarę upływu czasu powstawania, poprzez odniesienie do głównej kwoty należnej i przy uwzględnieniu efektywnej stopy procentowej, czyli rzeczywistej stopy procentowej obliczanej na podstawie wszystkich przepływów pieniężnych wynikających z transakcji.

2.3.24.4. Dywidendy

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

2.3.24.5. Przychody z tytułu wynajmu

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

2.3.25. Dotacje państwowe

Dotacje nie są ujmowane do chwili uzyskania uzasadnionej pewności, że jednostka spełni konieczne warunki i otrzyma dotacje.

Dotacje, których zasadniczym warunkiem jest nabycie lub wytworzenie przez jednostkę aktywów trwałych, są ujmowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej jako przychody przyszłych okresów, a następnie systematycznie, drogą równych odpisów rocznych, odnoszone są w rachunek zysków i strat przez przewidywany okres użytkowania tych aktywów. Dotacje niepieniężne do aktywów ujmuje się w księgach w wartości godziwej.

Pozostałe dotacje ujmowane są systematycznie w przychodach, w okresie niezbędnym do skompensowania kosztów, które te dotacje miały w zamierzeniu kompensować. Dotacje należne jako rekompensata kosztów lub strat już poniesionych lub jako forma bezpośredniego wsparcia finansowego dla jednostki bez ponoszenia przyszłych kosztów ujmowane są w rachunku zysków i strat w okresie, w którym są należne.

2.3.26. Świadczenia pracownicze

Do krótkoterminowych świadczeń pracowniczych wypłacanych przez Grupę należą:

- wynagrodzenie oraz składki na ubezpieczenia społeczne,
- krótkoterminowe płatne nieobecności,
- wypłaty z zysku i premie,
- świadczenia niepieniężne.

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze w tym wpłaty do programów określonych składek, ujmowane są w okresie, w którym jednostka otrzymała przedmiotowe świadczenie ze strony pracownika, a w przypadku wypłat z zysku lub premii gdy spełnione zostały następujące warunki:

- na jednostce ciąży obecne prawne lub zwyczajowe oczekiwane zobowiązanie do dokonania wypłat z wyniku zdarzeń przeszłych, oraz
- można dokonać wiarygodnej wyceny tego zobowiązania.

W przypadku świadczeń z tytułu płatnych nieobecności, świadczenia pracownicze ujmowane są w zakresie kumulowanych płatnych nieobecności, z chwilą wykonania pracy, która zwiększa uprawnienia do przyszłych płatnych nieobecności. W przypadku niekumulowanych płatnych nieobecności świadczenia ujmuje się z chwilą ich wystąpienia.

Świadczenia po okresie zatrudnienia w formie programów określonych świadczeń (odprawy emerytalne) oraz inne długoterminowe świadczenia (nagrody jubileuszowe, renty inwalidzkie) ustalane są przy użyciu metody prognozowanych uprawnień jednostkowych, z wyceną aktuarialną przeprowadzaną na każdy dzień bilansowy. Zyski i straty aktuarialne ujmowane są w całości w rachunku zysków i strat. Koszty przeszłego zatrudnienia rozpoznawane są natychmiast w stopniu, w jakim dotyczą świadczeń już nabytych, a w pozostałych przypadkach amortyzuje się je metodą liniową przez średni okres, po którym świadczenia zostają nabyte.

2.3.27. Podatek dochodowy

Na obowiązkowe obciążenia wyniku składają się: bieżący podatek dochodowy od osób prawnych (CIT) oraz podatek odroczony.

Bieżące obciążenie podatkowe jest obliczane na podstawie wyniku podatkowego (podstawy opodatkowania) danego roku obrotowego. Zysk (strata) podatkowy 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 podlegają opodatkowaniu. Obciążenia podatkowe są wyliczane w oparciu o stawki podatkowe obowiązujące w danym roku obrotowym.

Podatek odroczony to podatek podlegający zapłaceniu lub zwrotowi w przyszłości wynikający z różnicy pomiędzy wartościami księgowymi 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 kapitały własne.

2.3.28. Segmenty operacyjne

Przyjęto, że podstawowym podziałem na segmenty operacyjne jest podział według rodzajów działalności. Zastosowanie nowego MSSF 8 „Segmenty operacyjne” nie spowodowało zmiany podziału na segmenty w porównaniu z segmentami prezentowanymi w sprawozdaniach za lata poprzednie. Segmenty Grupy objęte sprawozdawczością zgodnie z MSSF są następujące:

a) *Segment poszukiwanie i wydobywanie.* Podstawową działalnością tego segmentu są: pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Działalność poszukiwawczo-wydobywczą prowadzą zarówno PGNiG S.A., POGC Libya BV, PGNiG Norway AS jak i spółki Grupy Kapitałowej świadczące usługi w tym zakresie.

b) *Segment obrót i magazynowanie.* Segment ten prowadzi sprzedaż gazu ziemnego importowanego oraz wydobywanego ze złóż krajowych, a także wykorzystuje podziemne magazyny gazu na potrzeby handlowe. W konsekwencji zakończenia procesu integracji obrotu, sprzedaż gazu ziemnego zajmuje się PGNiG S.A. Segment wykorzystuje na swoje potrzeby trzy podziemne magazyny gazu zlokalizowane w Mogilnie, Wierchowicach i Husowie. Obsługą oraz rozbudową magazynów gazu zajmuje się PGNiG S.A. oraz INVESTGAS S.A. – spółka wchodząca w skład Grupy Kapitałowej. Segment prowadzi sprzedaż gazu wysokometanowego i azotanowanego wprowadzanego do systemu przesyłowego oraz dystrybucyjnego. Obrót gazem regulowany jest przez Prawo energetyczne, a ceny ustalane są na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

c) *Segment dystrybucja.* Podstawową działalność tego segmentu stanowi przesyłanie gazu ziemnego siecią dystrybucyjną. Dystrybucją gazu ziemnego zajmuje się sześć spółek – Spółki Gazownictwa, które dostarczają gaz do odbiorców indywidualnych, przemysłowych i hurtowych. Ponadto spółki prowadzą eksploatację, remonty oraz rozbudowę sieci dystrybucyjnej.

d) *Segment pozostała działalność.* Segment ten zajmuje się projektowaniem oraz realizacją obiektów budowlanych, maszyn i urządzeń dla sektora górniczego oraz paliwowo-energetycznego, a także świadczy usługi z zakresu branży hotelarsko-gastronomicznej. Ponadto w 2010 roku rozpoczęto działalność w obszarze elektroenergetyki. Spółki Grupy Kapitałowej należące do tego segmentu prowadzą działalność niekwalifikującą się do pozostałych segmentów.

Aktywa segmentu obejmują wszystkie aktywa operacyjne wykorzystywane przez segment, na które składają się głównie - gotówka, należności, zapasy, środki trwałe w wartości pomniejszonej o umorzenie i 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.

2.4. Główne przyczyny niepewności wartości szacunkowych

W wyniku stosowanych przez Grupę zasad rachunkowości opisanych powyżej, Grupa przyjęła 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 sprawozdawczych dotyczące głównie następujących obszarów:

2.4.1. Sprawa dopłat do kapitału PI GAZOTECH Sp. z o.o.

W 2010 roku toczyły się sprawy z powództwa PGNiG S.A. dotyczące uchylecia bądź stwierdzenia nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. dotyczących dopłat do kapitałów tej spółki. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, sprawy te nie były ostatecznie rozstrzygnięte.

W sprawie z powództwa PGNiG S.A., która została wszczęta przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku, w tym uchwały zobowiązującej PGNiG S.A. do dopłaty w kwocie 52.000 tysięcy złotych. Sprawa toczy się od 7 marca 2006 roku kolejno przed Sądem Okręgowym w Warszawie, Apelacyjnym w Warszawie i Sądem Najwyższym. Na skutek skargi kasacyjnej PGNiG S.A. w wyroku z dnia 14 maja 2009 roku Sąd Najwyższy uwzględnił zarzuty PGNiG S.A. braku szczegółowości porządku obrad Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku, uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego z dnia 4 lutego 2008 roku i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania Sądowi Apelacyjnemu. W dniu 13 października 2009 roku Sąd Apelacyjny wydał wyrok uchylający wyrok Sądu Okręgowego i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania Sądowi Okręgowemu. W dniu 25 czerwca 2010 roku Sąd Okręgowy uwzględnił powództwo PGNiG S.A., stwierdzając nieważność uchwały o umorzeniu udziałów oraz uchwały o dopłatach. W dniu 12 listopada 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła apelację do Sądu Okręgowego wraz z wnioskiem o zwolnienie od kosztów sądowych.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwały Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 19 stycznia 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 26.000 tysięcy złotych, toczyło się przed Sądem Okręgowym i Sądem Apelacyjnym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 31 października 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. PGNiG S.A. złożyło apelację od wyroku. Zabezpieczenie powództwa zostało utrzymane do chwili uprawomocnienia się wyroku. Spółka PGNiG S.A. powiadomiła Sąd Apelacyjny o treści wyroku Sądu Najwyższego z dnia 14 maja 2009 roku, który jest istotny dla niniejszej sprawy. W dniu 30 lipca 2009 roku Sąd Apelacyjny uchylił wyrok Sądu Okręgowego i przekazał mu sprawę do ponownego rozpoznania. Wyrokiem z dnia 18 października 2010 roku Sąd Okręgowy w Warszawie unieważnił uchwałę o dopłatach. W dniu 12 listopada 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. złożyła apelację do Sądu Okręgowego wraz z wnioskiem o zwolnienie od kosztów sądowych. Postanowieniem z dnia 24 listopada 2010 roku Sąd Okręgowy oddalił wniosek. W dniu 30 grudnia 2010 roku PI GAZOTECH Sp. z o.o. wniosła zażalenie na postanowienie Sądu Okręgowego.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 6 października 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 6.552 tysięcy złotych wszczęte przed Sądem Okręgowym w Warszawie zostało zakończone w pierwszej instancji. W dniu 30 maja 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. i uchylił postanowienie w sprawie zabezpieczenia powództwa PGNiG S.A. Postępowanie o utrzymanie zabezpieczenia powództwa toczy się od 22 lipca 2008 roku przed Sądem Apelacyjnym i Sądem Okręgowym w Warszawie. W dniu 17 lutego 2009 roku spółka PGNiG S.A. złożyła zażalenie na ponowne uchylenie przez Sąd Okręgowy w Warszawie postanowienia o zabezpieczeniu powództwa. W dniu 23 kwietnia 2009 roku Sąd Apelacyjny w Warszawie ponownie uchylił postanowienie Sądu Okręgowego o uchyleniu postanowienia o udzieleniu zabezpieczenia i przekazał sprawę do Sądu Okręgowego w Warszawie. PGNiG S.A. powiadomiło Sąd Apelacyjny o treści wyroku Sądu Najwyższego z dnia 14 maja 2009 roku, który jest istotny dla niniejszej sprawy. Wyrokiem z dnia 21 grudnia 2009 roku Sąd Apelacyjny uchylił niekorzystny dla Spółki wyrok Sądu Okręgowego i przekazał mu sprawę do ponownego rozpoznania. Postanowieniem z dnia 25 maja 2010 roku Sąd Apelacyjny po raz kolejny zmienił postanowienie Sądu Okręgowego i oddalił wniosek o uchylenie postanowienia o udzieleniu zabezpieczenia powództwa.

W związku z powyższym w sprawozdaniu za 2010 roku Jednostka Dominująca pozostawiła w księgach zobowiązanie i należność od PI GAZOTECH Sp. z o.o. z tytułu dopłaty do kapitału

zakładowego w wysokości 84.552 tysiące złotych oraz utworzony odpis na tą należność w kwocie 84.552 tysiące złotych.

W związku z ustanowieniem zabezpieczenia spółce PI GAZOTECH Sp. z o.o. nie przysługują odsetki od dopłat. W związku z tym Jednostka Dominująca rozwiązała w całości (tj. 13.017,5 tysiąca złotych) rezerwę na potencjalne zobowiązania z tytułu odsetek.

2.4.2. Utrata wartości majątku trwałego

Podstawowe aktywa operacyjne Grupy stanowi majątek kopalniany, infrastruktura przesyłowa oraz magazyny paliwa gazowego. 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 11.2.

W przypadku majątku kopalnianego istnieje niepewność związana z szacunkami zasobów gazu i ropy naftowej, na podstawie których szacowane są przepływy pieniężne dotyczące tego majątku. Zmiana szacunków zasobów ma bezpośredni wpływ na wielkość odpisów aktualizujących majątek kopalniany. Istotnym elementem niepewności jest też ryzyko zmiany decyzji Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) co do poziomu cen na usługi dystrybucji paliwa gazowego. Zmiana tych cen ma istotny wpływ na zmianę przepływów środków pieniężnych w spółkach dystrybucyjnych, co może skutkować koniecznością aktualizacji odpisów aktualizujących wartość majątku dystrybucyjnego.

2.4.3. Okresy ekonomicznej użyteczności składników środków trwałych

W punkcie 2.3.4. 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.

2.4.4. Szacowanie sprzedaży gazu

W celu prawidłowego zaliczenia przychodów ze sprzedaży gazu do właściwego okresu sprawozdawczego na dzień bilansowy dokonywane są szacunki gazu dostarczonego do odbiorców indywidualnych.

Wartość gazu dostarczonego do odbiorców indywidualnych, a nie zafakturowanego, szacuje się w oparciu o ich dotychczasową charakterystykę odbioru w porównywalnych okresach sprawozdawczych. Istnieje ryzyko, że ostateczne rzeczywiste wielkości sprzedaży paliwa gazowego mogą się różnić od wartości szacowanych. Może to skutkować uznaniem wyniku za dany okres wartością części doszacowanej sprzedaży, która nie zostanie zrealizowana.

2.4.5. Rezerwy na koszty likwidacji i ochronę środowiska

Znaczącą pozycję rezerw w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym stanowi rezerwa na koszty likwidacji odwiertów oraz inne rezerwy na ochronę środowiska zaprezentowane w nocie 27. Rezerwy te są oparte na szacunkach przyszłych kosztów likwidacji i rekultywacji, na którą znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskontowa oraz szacunek okresu przepływów pieniężnych.

2.4.6. Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów

W ramach prowadzonej działalności gospodarczej spółki Grupy instalują urządzenia techniczne służące do przesyłu i dystrybucji gazu na nieruchomościach gruntowych, stanowiących własność podmiotów trzecich, będących bardzo często osobami fizycznymi.

W przypadkach, gdy było to możliwe, w momencie instalacji infrastruktury, Spółki Grupy zawierały umowy ustanawiające standardowe służebności gruntowe, zaś po nowelizacji Kodeksu cywilnego dokonanej w 2008 r. umowy służebności przesyłu.

Służebność przesyłu jest nową instytucją prawa cywilnego, uregulowaną na podstawie wprowadzonych w życie w 2008 r. przepisów art. 3051-3054 ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. - Kodeks cywilny (Dz. U. Nr 16, poz. 93 ze zm.)

W ciągu ostatnich kilku lat, odnotowano znaczny wzrost liczby roszczeń, wysuwanych przez właścicieli nieruchomości gruntowych w zakresie wypłaty wynagrodzeń (odszkodowań) z tytułu korzystania przez

spółki Grupy ze służebności przesyłu. Równolegle do wynagrodzeń, wypłacanych na rzecz właścicieli gruntów z tytułu zawartych umów dotyczących służebności przesyłu, wypłacane są wynagrodzenia (odszkodowania) z tytułu bezumownego korzystania z nieruchomości gruntowych.

Grupa, kierując się zasadą istotności, oszacowała wartość rezerwy na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów.

Kalkulując kwotę rezerwy rozpatrywano zasadne roszczenia zgłoszone, w przypadku których w ciągu ostatnich 3 lat nie nastąpiło przerwanie toczącej się korespondencji.

Szacując wartość rezerwy analizowano: operaty szacunkowe sporządzone przez profesjonalnych rzeczoznawców w odniesieniu do kwoty roszczeń; kalkulacje przeprowadzone przez spółki Grupy, w oparciu o powierzchnię strefy kontrolowanej, w której zainstalowano dane urządzenie, wyrażonej w metrach kwadratowych; roczną wysokość czynszu dzierżawnego za metr kwadratowy podobnego gruntu w danej gminie oraz okres bezumownego korzystania z gruntu, nie dłuższy niż 10 lat; dane historyczne na temat wskaźnika spłacalności zgłoszonych roszczeń oraz średnich kwotach wypłaconych roszczeń.

Z uwagi na to, że wartości przyjęte do ww. kalkulacji wynikają z wielu zmiennych przyjętych do ich wyliczenia, ostateczne kwoty wynagrodzeń (odszkodowań) z tytułu bezumownego korzystania z gruntów jakie Grupa będzie musiała zapłacić mogą znacząco odbiegać od rozpoznanych kwot rezerwy z tego tytułu.

2.4.7. Utrata wartości akcji SGT EUROPOL GAZ S.A.

Jednostka Dominująca przeprowadziła 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 notce 6. 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.

2.4.8. Postępowanie przed Prezesem UOKiK

W dniu 28 grudnia 2010 roku Prezes UOKiK wszczął z urzędu postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG S.A. pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego, polegającej na:

- ograniczaniu zbytu ze szkodą dla kontrahentów lub konsumentów oraz
- przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji

poprzez odmowę sprzedaży paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży gazu ziemnego, tj. Nowy Gaz Sp. z o.o. w Warszawie.

Prezes UOKiK może nałożyć na PGNiG S.A. karę pieniężną w wysokości nie większej niż 10% przychodu osiągniętego w roku rozliczeniowym poprzedzającym rok nałożenia kary.

PGNiG S.A. nie utworzyła na koniec 2010 roku rezerw z tego tytułu, uznając, że powyższe zarzuty są niezasadne i mało prawdopodobne jest powstanie z tego tytułu obowiązku powodującego konieczność rozchodu środków stanowiących korzyści ekonomiczne.

2.5. Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym

Zmiany prezentacji w sprawozdaniu z sytuacji finansowej

Za wyjątkiem zmiany wynikającej z zastosowanie zaktualizowanego KIMSF 18, opisanej w punkcie 2.2.1. Grupa nie dokonywała innych zmian w sprawozdaniu z sytuacji finansowej.

Zmiany prezentacji w rachunku zysków i strat

Grupa dokonała zmiany w rachunku zysków i strat za 2009 rok w celu doprowadzenia danych za okres poprzedni do porównywalności z okresem bieżącym.

Oprócz zmiany wynikającej z zastosowanie zaktualizowanego KIMSF 18, opisany w punkcie 2.2.1. w 2010 roku Jednostka Dominująca zmieniła sposób prezentacji kosztów transportu paliwa gazowego gazociągiem tranzytowym, które stanowią podstawę kalkulacji ceny za paliwo gazowe.

W związku z tym dokonano odpowiedniej reklasyfikacji w rachunku zysków i strat za 2009 rok przenosząc kwotę 103.740 tysięcy złotych z pozycji kosztu usług obcych do pozycji kosztu zużycia surowców i materiałów. Wynik przed opodatkowaniem oraz wynik netto nie uległy zmianie.

Zmiany prezentacji w sprawozdaniu z segmentów sprawozdawczych

W związku ze zmianą w 2010 roku Grupa prezentacji dotyczącą sposobu ujęcia rozliczenia gazu z wydobycia sprzedawanego przez segment obrotu i magazynowania, Grupa dokonała odpowiedniej korekty danych za 2009 rok w celu zapewnienia porównywalności z bieżącym okresem.

Zmiana polegała na zmniejszeniu wartości sprzedaży międzysegmentowej w segmencie poszukiwanie i wydobycie o 162.861 tysięcy złotych i zmniejszeniu o taką samą kwotę pozostałych kosztów w segmencie obrót i magazynowanie oraz kwot eliminacji. Zmiana ta spowodowała zmniejszenie wyniku segmentu poszukiwanie i wydobycie przy jednoczesnym zwiększeniu wyniku segmentu obrót i magazynowanie o kwotę 162.861 tysięcy złotych. Pozostałe pozycje i wyniki nie uległy zmianie.

3. SEGMENTY OPERACYJNE

3.1. Segmenty sprawozdawcze

W poniższych tabelach przedstawione zostały dane dotyczące przychodów, kosztów, zysków/strat oraz aktywów i pasywów poszczególnych segmentów sprawozdawczych Grupy za okresy zakończone 31 grudnia 2010 roku i 31 grudnia 2009 roku.

Okres zakończony 31 grudnia 2010 roku	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat						
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	2 244 777	18 701 376	126 464	208 544	-	21 281 161
Sprzedaż między segmentami	1 206 729	378 240	3 411 410	359 454	(5 355 833)	-
Przychody segmentu razem	3 451 506	19 079 616	3 537 874	567 998	(5 355 833)	21 281 161
Amortyzacja	(608 820)	(139 757)	(762 587)	(13 548)	-	(1 524 712)
Pozostałe koszty	(2 255 054)	(18 124 389)	(1 284 066)	(527 864)	5 321 613	(16 869 760)
Koszty segmentu razem	(2 863 874)	(18 264 146)	(2 046 653)	(541 412)	5 321 613	(18 394 472)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu	587 632	815 470	1 491 221	26 586	(34 220)	2 886 689
Koszty finansowe netto						50 105
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		(695)				(695)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						2 936 099
Podatek dochodowy						(478 915)
Zysk/Strata netto						2 457 184
Sprawozdanie z sytuacji finansowej						
Aktywa segmentu	12 797 364	10 447 368	12 227 593	414 579	(3 051 625)	32 835 279
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		555 828				555 828
Aktywa nieprzypisane						248 315
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						676 817
Aktywa razem						34 316 239
Kapitał własny razem						23 519 470
Zobowiązania segmentu	1 863 052	3 535 500	1 932 133	130 607	(3 051 625)	4 409 667
Zobowiązania nieprzypisane						4 995 092
Rezerwa na podatek odroczonego						1 392 010
Pasywa razem						34 316 239
Pozostałe informacje dotyczące segmentu						
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwale i wartości niematerialne	(2 193 179)	(505 599)	(957 873)	(13 249)	-	(3 669 900)
Odpisy aktualizujące aktywa	(1 103 992)	(2 060 351)	(78 363)	(8 448)	-	(3 251 154)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						(52 760)

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2010
(w tysiącach złotych)

Okres zakończony 31 grudnia 2009 roku	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat						
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 865 985	17 157 569	102 657	205 316	-	19 331 527
Sprzedaż między segmentami	1 172 326	213 004	2 978 692	255 275	(4 619 297)	-
Przychody segmentu razem	3 038 311	17 370 573	3 081 349	460 591	(4 619 297)	19 331 527
Amortyzacja	(621 652)	(141 880)	(722 482)	(10 198)	-	(1 496 212)
Pozostałe koszty	(2 242 915)	(17 115 840)	(1 272 981)	(429 228)	4 600 508	(16 460 456)
Koszty segmentu razem	(2 864 567)	(17 257 720)	(1 995 463)	(439 426)	4 600 508	(17 956 668)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu	173 744	112 853	1 085 886	21 165	(18 789)	1 374 859
Koszty finansowe netto						108 689
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		(359)				(359)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem						1 483 189
Podatek dochodowy						(246 303)
Zysk/Strata netto						1 236 886
Sprawozdanie z sytuacji finansowej						
Aktywa segmentu	11 062 509	10 200 569	11 039 126	366 061	(2 850 302)	29 817 963
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		556 523				556 523
Aktywa nieprzypisane						107 791
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						592 087
Aktywa razem						31 074 364
Kapitał własny razem						21 435 328
Zobowiązania segmentu	1 608 413	2 920 963	1 831 287	136 451	(2 850 302)	3 646 812
Zobowiązania nieprzypisane						4 723 792
Rezerwa na podatek odroczonego						1 268 432
Pasywa razem						31 074 364
Pozostałe informacje dotyczące segmentu						
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwale i wartości niematerialne	(1 913 366)	(779 674)	(1 127 447)	(20 273)	-	(3 840 760)
Odpisy aktualizujące aktywa	(891 201)	(1 999 064)	(840 663)	(4 552)	-	(3 735 480)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						(53 944)

3.2. Informacje dotyczące obszarów geograficznych

Grupa prowadzi swoją działalność w przeważającej części na terenie kraju (Polska). Przychody od klientów zewnętrznych ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów w obrocie eksportowym w 2010 roku stanowiły 4,65% (4,44% w 2009 roku) ogólnej kwoty przychodów netto od klientów zewnętrznych ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów.

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Sprzedaż krajowa	20 292 375	18 472 574
Gaz wysokometanowy	17 831 213	16 167 031
Gaz zaazotowany	1 187 319	1 281 065
Ropa naftowa	467 836	361 609
Hel	13 318	11 623
Gaz propan butan	49 910	36 823
Gazolina	3 227	2 664
Gaz LNG	30 019	21 366
Usługi magazynowania gazu	31 701	23 525
Usługi geofizyczno - geologiczne	145 827	55 486
Usługi poszukiwawcze	79 130	100 996
Produkcja budowlano-montażowa	101 981	75 946
Usługi projektowe	40 478	40 784
Usługi hotelowe	31 673	36 472
Pozostałe usługi	156 643	160 025
Pozostałe produkty	16 837	19 188
Towary i materiały	17 734	27 090
Opłata przyłączeniowa	87 529	50 881
Sprzedaż eksportowa	988 786	858 953
Gaz wysokometanowy	56 516	41 212
Gaz zaazotowany	-	-
Ropa naftowa	370 806	300 025
Hel	30 732	25 449
Gaz propan butan	-	-
Gazolina	-	-
Gaz LNG	88	-
Usługi magazynowania gazu	-	-
Usługi geofizyczno - geologiczne	132 937	170 031
Usługi poszukiwawcze	329 268	275 880
Produkcja budowlano-montażowa	27 522	22 766
Usługi projektowe	-	1 804
Usługi hotelowe	-	-
Pozostałe usługi	35 819	9 056
Pozostałe produkty	4 411	11 929
Towary i materiały	687	801
Opłata przyłączeniowa	-	-
Razem	21 281 161	19 331 527

Grupa sprzedaje głównie do takich krajów jak: Szwajcaria, Kazachstan, Indie, Niemcy, Uganda, Pakistan, Czechy, Libia, Belgia, Ukraina, Słowenia, Rosja, Zjednoczone Emiraty Arabskie, Tajlandia, Słowacja, Mozambik, Norwegia, Egipt, Dania, Austria.

Również aktywa trwałe (inne niż instrumenty finansowe) Grupy w przeważającej części znajdują się na terenie kraju. Wartość aktywów trwałych położonych poza granicami kraju według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku stanowiła 12,22% (10,50% na dzień 31 grudnia 2009 roku) ogólnej kwoty aktywów.

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się w kraju	22 752 207	20 647 131
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących za granicą*	3 166 638	2 422 725
Razem	25 918 845	23 069 856

*Z tego kwota 2.877.710 tysięcy złotych na dzień 31 grudnia 2010 roku dotyczyła PGNiG Norway AS (2.151.133 - na koniec 2009 roku)

3.3. Informacje dotyczące głównych klientów

Grupa nie posiada zewnętrznych pojedynczych klientów, od których przychody z tytułu sprzedaży stanowiłyby 10 lub więcej procent łącznych przychodów Grupy.

4. KOSZTY OPERACYJNE

4.1. Zużycie surowców i materiałów

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Koszt sprzedanego gazu	(11 004 793)	(10 861 881)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(670 441)	(660 853)
Razem	(11 675 234)	(11 522 734)

4.2. Świadczenia dla pracowników

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Wynagrodzenia	(1 940 247)	(1 815 276)
Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	(706 990)	(639 022)
Razem	(2 647 237)	(2 454 298)

4.3. Usługi obce

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Zakup usług przesyłowych od OGP Gaz - System S.A.	(1 531 449)	(1 353 702)
Koszt spisanych odwiertów negatywnych	(162 337)	(264 650)
Pozostałe usługi obce	(1 455 014)	(1 345 278)
Razem	(3 148 800)	(2 963 630)

4.4. Pozostałe koszty operacyjne netto

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Zmiana stanu odpisów netto	428 572	(139 322)
Zmiana stanu rezerw netto	(67 210)	13 508
Podatki i opłaty	(442 295)	(456 319)
Odsetki netto dotyczące działalności operacyjnej	90 760	92 920
Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej	130 119	311 653
Wynik na instrumentach pochodnych dotyczących działalności operacyjnej	(276 530)	(229 771)
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(18 540)	(22 590)
Przychody z bieżącego rozliczenia ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej przychodów przyszłych okresów	64 710	73 756
Różnica z wyceny majątku przekazanego dywidendą	24 422	3 607
Wynik ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	(23 402)	6 414
Ubezpieczenia majątkowe	(54 455)	(35 821)
Delegacje krajowe i zagraniczne	(57 646)	(52 148)
Zmiana stanu zapasów	(4 632)	24 992
Przychody z tytułu odszkodowań, kar, grzywien, itp.	24 034	141 390
Koszty z tyt. odszkodowań, kar, grzywien, itp.	(116 449)	(8 421)
Pozostałe koszty netto	(142 975)	(143 773)
Razem	(441 517)	(419 925)

5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Przychody finansowe	80 515	203 315
Zysk z wyceny i realizacji transakcji terminowych	-	-
Przychody z tytułu odsetek	51 305	45 479
Zysk na różnicach kursowych	21 332	4 785
Aktualizacja wartości inwestycji	855	134 367
Zysk ze zbycia inwestycji	2 024	6 329
Dywidendy i udziały w zyskach	4 065	8 311
Pozostałe przychody finansowe	934	4 044
Koszty finansowe	(30 410)	(94 626)
Strata z wyceny i realizacji transakcji terminowych	-	-
Koszty z tytułu odsetek	(17 809)	(47 346)
Strata na różnicach kursowych	-	-
Aktualizacja wartości inwestycji	(3 036)	(37 199)
Strata ze zbycia inwestycji	-	-
Prowizje od kredytów	(1 422)	(1 460)
Koszt udzielonych gwarancji	(5 307)	(6 764)
Pozostałe koszty finansowe	(2 836)	(1 857)
Zysk/Strata z działalności finansowej	50 105	108 689

6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI

6.1. Wartości księgowa netto udziałów w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności.

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
SGT EUROPOL GAZ S.A.		
Udział GK PGNiG w kapitale spółki*	49,74%	49,74%
Podstawowa działalność	Przesył paliwa gazowego	Przesył paliwa gazowego
Wycena udziałów metodą praw własności	1 456 855	1 436 380
Cena nabycia	38 400	38 400
Udział w zmianie kapitałów	1 495 255	1 474 780
Odpis z tytułu utraty wartości	(956 555)	(936 080)
Wartość księgowa netto inwestycji	538 700	538 700
GAS-TRADING S.A.		
Udział GK PGNiG w kapitale spółki	43,41%	43,41%
Podstawowa działalność	Handel	Handel
Wycena udziałów metodą praw własności	15 837	16 532
Cena nabycia	1 291	1 291
Udział w zmianie kapitałów	17 128	17 823
Odpis z tytułu utraty wartości	-	-
Wartość księgowa netto inwestycji	17 128	17 823
Razem wartość księgowa netto inwestycji	555 828	556 523

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

6.2. Uzgodnienie wartości udziałów w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności.

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Wartość księgowa netto inwestycji na początek okresu	556 523	556 882
Wypłacona dywidenda przez GAS-TRADING S.A.	-	-
Wycena odniesiona w wynik finansowy, w tym:	(695)	(359)
Wycena SGT EUROPOL GAZ S.A.	-	-
Wycena GAS-TRADING S.A.	(695)	(359)
Wartość księgowa netto inwestycji na koniec okresu	555 828	556 523

Jednostka Dominująca dokonała szacunku udziału w kapitałach własnych SGT EUROPOL GAZ S.A. opierając się na wartości tych kapitałów wynikającej ze sprawozdania finansowego SGT EUROPOL GAZ S.A. na dzień 31 grudnia 2010 roku sporządzonego zgodnie z Ustawą o rachunkowości, skorygowanego o różnice wynikające ze stosowanych w Grupie zasad rachunkowości oraz wyniki na transakcjach wewnątrz Grupy. Różnice zasad rachunkowości dotyczyły ujęcia (do końca 2008 roku) kosztów odsetek w wartości netto środków trwałych. Grupa do końca 2008 roku stosowała podejście wzorcowe ujmowania kosztów finansowania (MSR 23), w którym wartość początkowa środków trwałych nie obejmowała kosztów finansowania. W związku z tym, że obecnie Grupa (od początku 2009 roku) aktywuje koszty finansowe w wartości środków trwałych, korekta dotyczy kontynuacji eliminacji tych kosztów z lat poprzednich. Następnie Jednostka Dominująca przeprowadziła 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 2010 roku, używając metody praw własności, Jednostka Dominująca wyliczyła wartość udziału w kapitale własnym spółki współzależnej w wysokości 1.456.855 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 ze znaczących zmian kursów walut obcych oraz polityki taryfowej.

Biorąc pod uwagę powyższe, Jednostka Dominująca stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych wyceniła wartość księgową netto spółki SGT EUROPOL GAZ S.A. na dzień 31 grudnia 2010 roku na 538.700 tysięcy złotych. Wycena ta nie uległa zmianie w stosunku do wyceny na dzień 31 grudnia 2009 roku.

7. PODATEK DOCHODOWY

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

7.1. Podatek dochodowy wykazywany w rachunku zysków i strat

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Zysk/Strata przed opodatkowaniem	2 936 099	1 483 189
Obowiązująca w okresie stawka podatkowa	19%	19%
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej	(557 859)	(281 806)
Różnice trwale pomiędzy zyskiem/stratą przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania	78 944	35 503
Obciążenie podatkowe wykazane w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	(478 915)	(246 303)
Bieżący podatek dochodowy	7.2. (558 184)	(416 091)
Odroczony podatek dochodowy	7.3. 79 269	169 788
Efektywna stopa podatkowa	16%	17%

7.2. Bieżący podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Zysk/Strata przed opodatkowaniem (skonsolidowany)	2 936 099	1 483 189
Korekty konsolidacyjne	368 288	127 052
Różnice pomiędzy zyskiem/ stratą przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania podatkiem dochodowym	(754 888)	210 239
Przychody podatkowe nie zaliczane do księgowych	236 647	278 292
Koszty stanowiące koszt uzyskania przychodu, nie zaliczane do kosztów księgowych	(1 825 239)	(1 899 726)
Przychody nie zaliczane do dochodu do opodatkowania	2 315 641	1 149 310
Koszty nie uznawane za koszty uzyskania przychodu	(3 235 484)	(2 956 528)
Odliczenia od dochodu	(86 139)	24 455
Podstawa opodatkowania podatkiem dochodowym	2 549 499	1 820 480
Stawka podatkowa w danym okresie	19%	19%
Podatek dochodowy	(484 405)	(345 891)
Zwiększenia, zaniechania, zwolnienia, odliczenia i obniżki podatku	(73 779)	(70 200)
Podatek dochodowy bieżący wykazany w deklaracji podatkowej okresu	(558 184)	(416 091)
Bieżący podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	(558 184)	(416 091)

7.3. Odroczonego podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu ujemnych różnic przejściowych	195 680	96 657
Odpisy aktualizujące aktywa finansowe, należności i środki trwałe w budowie	19 036	(6 454)
Rezerwy na przyszłe zobowiązania	31 629	(7 807)
Koszty zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	(19 099)	47 812
Ujemne różnice kursowe	238	(25 239)
Koszty dotyczące sprzedaży z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	-	-
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	158 024	90 206
Strata podatkowa bieżącego okresu	-	-
Pozostałe	5 852	(1 861)
Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu dodatnich różnic przejściowych	(116 411)	73 131
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	(98 524)	50 204
Wycena pozytywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	(4 365)	26 869
Dodatnie różnice kursowe	(412)	4 786
Naliczone odsetki	(56)	3 363
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	(8 518)	(2 927)
Pozostałe	(4 536)	(9 164)
Odroczony podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	79 269	169 788
Odroczony podatek dochodowy wykazany w innych całkowitych dochodach netto, w tym:	(16 113)	8 298
- dotyczące wyceny instrumentów finansowych	(21 496)	(6 057)
- dotyczące różnic z przeliczenia podatku odroczonego spółek zagranicznych	5 383	14 355
Refundacja podatku dotycząca ulg inwestycyjnych (Norwegia)	(22 468)	(17 057)
Odniesiony na majątek trwały (Norwegia)	113 162	-
Odniesiony na należności z tytułu podatku bieżącego (Norwegia)	(207 059)	-
Przeniesienie z należności z tytułu podatku bieżącego	13 547	-
Zmiany w Grupie	814	-
Razem zmiany	(38 848)	161 029

Bieżący okres sprawozdawczy obejmował okres podatkowy od 1 stycznia 2010 roku do 31 grudnia 2010 roku. W 2010 roku obowiązywała 19% stawka podatku dochodowego od osób prawnych dla podmiotów działających na terenie Polski. W okresie porównawczym, tj. w 2009 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 brakuje 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 organy skarbowe.

Spółki zależne zagraniczne oraz oddziały zagraniczne Jednostki Dominującej oraz polskich spółek zależnych podlegają przepisom podatkowym krajów, na terenie których prowadzą działalność gospodarczą oraz przepisom wynikającym z umów o unikaniu podwójnego opodatkowania. W przypadku oddziałów zagranicznych spółek zależnych, w 2010 i w 2009 roku obowiązywały stawki podatkowe z przedziału od 3 do 37 % podstawy opodatkowania. Oddziały zagraniczne Jednostki Dominującej w 2010 i w 2009 roku nie płaciły podatku dochodowego.

W przypadku spółki zależnej PGNiG Norway AS marginalna stopa podatkowa wynosi 78% podstawy opodatkowania. Wynika to z tego, że działalność PGNiG Norway AS na szelfie kontynentalnym podlega opodatkowaniu w ramach dwóch równoległych systemów podatkowych:

- System podatku dochodowego (stawka podatku 28%);
- System podatku naftowego (dodatkowa stawka podatku 50%).

Tak wysoka stopa podatkowa związana jest z szeregiem ulg inwestycyjnych i dodatkowych odliczeń, takich jak:

- Możliwość zastosowania wysokiej amortyzacji (roczna stawka amortyzacji wynosi 16,67 %) i rozpoczęcia okresu amortyzacji natychmiast po poniesieniu nakładów inwestycyjnych. W pierwszym roku, spółce przysługuje prawo do pełnej rocznej amortyzacji, niezależnie od daty poniesienia wydatku,
- Możliwość zastosowania w ramach reżimu podatku naftowego ulgi inwestycyjnej w wysokości 7,5% rocznie przez okres czterech lat. Ulga dotyczy nakładów inwestycyjnych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NSK) (z wyjątkiem kosztów poszukiwań) i wynosi 30% wydatków, które podlegają amortyzacji (7,5% razy 4 lata). Ulga ta jest odejmowana wyłącznie od podstawy opodatkowania podatkiem naftowym (stawka 50%) i nie dotyczy normalnego podatku dochodowego. Ma on stanowić zachętę do dalszych inwestycji na NSK. Jeżeli wartość ulgi przekracza wysokość dochodu w danym roku, może być odejmowany w kolejnych latach,
- Możliwość natychmiastowego odjęcia od przychodów całości wydatków na poszukiwania złoża. W sytuacji, gdy spółka nie uzyskuje dochodu, od którego może odliczyć koszty poszukiwań (jak obecnie PGNiG Norway AS), przysługuje jej prawo do natychmiastowego zwrotu 78% kosztów poszukiwań. Zwrot ma formę pieniężną, a przelew na konto spółki jest realizowany do końca kolejnego roku po roku objętym zeznaniem podatkowym.
- Koszty finansowe mogą być odliczane w obu systemach podatkowych.

W związku z powyższym spółka PGNiG Norway AS już w 2008 roku zaczęła amortyzować dokonane nakłady inwestycyjne oraz stosować opisaną ulgę inwestycyjną, ujmując je jako podatek odroczony (w wysokości zaprezentowanej w pozycji „Ulgę inwestycyjne (Norwegia)” w tabeli 7.3.). W chwili uzyskania przychodów (tj. po 2011 roku) kwoty te zostaną odjęte od podstawy podatku bieżącego.

Istotne dla GK PGNiG jest też to, że norweski system podatkowy pozwala rozliczać straty bez ograniczeń czasowych, a dodatkowo straty poniesione po 2002 roku są oprocentowane. Stopa oprocentowania takich strat jest kalkulowana jako stopa wolna od ryzyka powiększona o marżę po uwzględnieniu podatku dochodowego (28%). Innymi słowy wszystkie straty poniesione przez PGNiG Norway AS w okresie 2007-2011 powiększone o oprocentowanie obniżą wysokość podatku bieżącego, płaconego po uruchomieniu produkcji ze złoża Skarv.

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 2010 roku Grupa nie zaniechała żadnej działalności. Grupa nie przewiduje również zaniechania żadnej z dotychczasowych działalności.

9. ZYSK/STRATA PRZYPADAJĄCY NA JEDNĄ AKCJĘ

Zysk/strata podstawowy przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku/straty netto za okres sprawozdawczy, przypadającego na zwykłych akcjonariuszy Jednostki Dominującej przez średnią ważoną liczbę wyemitowanych akcji zwykłych występujących w ciągu roku obrotowego. Zysk/strata rozwodniony przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku/straty 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).

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Zysk/strata netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	2 453 741	1 235 239
Zysk/strata netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej zastosowany do obliczenia rozwodnionego zysku/straty na jedną akcję	2 453 741	1 235 239
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia podstawowego zysku/straty na jedną akcję (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia rozwodnionego zysku/straty na jedną akcję (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Zysk/strata podstawowy za okres obrotowy na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej (w złotych)	0,42	0,21
Zysk/strata rozwodniony za okres obrotowy na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej (w złotych)	0,42	0,21

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

Data początku	Data końca	Liczba akcji zwykłych na rynku (w tys. szt.)	Liczba dni	Średnia ważona liczba akcji (w tys. szt.)
31 grudnia 2010				
2010-01-01	2010-12-31	5 900 000	365	5 900 000
Razem			365	5 900 000
31 grudnia 2009				
2009-01-01	2009-12-31	5 900 000	365	5 900 000
Razem			365	5 900 000

10. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Dywidendy wypłacone w okresie		
Wypłacona dywidenda na jedną akcję (w złotych)	0,08	0,09
Liczba akcji (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Wartość wypłaconej dywidendy w tysiącach złotych, w tym:	472 000	531 000
- dywidenda w formie rzeczowej do Skarbu Państwa	339 994	382 499
- dywidenda w formie pieniężnej do Skarbu Państwa	2 683	6 137
- dywidenda w formie pieniężnej dla pozostałych akcjonariuszy	129 323	142 364

Dywidenda za 2009 rok została wypłacona dnia 4 października 2010 roku, natomiast dywidenda za 2008 rok w dniu 2 października 2009 roku.

Wpływ na wynik poszczególnych okresów sprawozdawczych z tytułu nadwyżki wartości majątku przekazanej dywidendą rzeczową nad wartością księgową netto w sprawozdaniu sytuacji finansowej na dzień przekazania dywidendy został zaprezentowany w nocie 4.4.

Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania nie została podjęta decyzja odnośnie podziału wyniku finansowego za rok 2010.

11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Grunty	50 617	65 498
Budynki i budowle	14 506 236	13 744 065
Urządzenia techniczne i maszyny	2 449 873	2 324 912
Środki transportu i pozostałe	979 530	936 055
Razem środki trwałe	17 986 256	17 070 530
Środki trwałe w budowie	7 675 964	5 818 387
Razem rzeczowe aktywa trwałe	25 662 220	22 888 917

ŚRODKI TRWAŁE

31 grudnia 2010

Na dzień 1 stycznia 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących

Zwiększenie stanu

Zmiany w Grupie

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 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	65 498	13 744 065	2 324 912	936 055	17 070 530
Zwiększenie stanu	354	38 417	22 900	7 710	69 381
Zmiany w Grupie	23	8 525	10 137	2 413	21 098
Zmniejszenie stanu	(526)	(252 623)	(20 940)	(9 982)	(284 071)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	(16 268)	1 264 917	464 819	195 407	1 908 875
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	2 505	668 300	(3 109)	14 647	682 343
Amortyzacja za rok obrotowy	(969)	(965 365)	(348 846)	(166 720)	(1 481 900)
Na dzień 31 grudnia 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	50 617	14 506 236	2 449 873	979 530	17 986 256

Na dzień 1 stycznia 2010 roku

Wartość brutto

Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2010 roku

Wartość brutto	76 001	20 307 452	4 138 796	1 661 929	26 184 178
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(10 503)	(6 563 387)	(1 813 884)	(725 874)	(9 113 648)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2010 roku	65 498	13 744 065	2 324 912	936 055	17 070 530

Na dzień 31 grudnia 2010 roku

Wartość brutto

Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2010 roku

Wartość brutto	52 801	21 424 854	4 539 164	1 811 479	27 828 298
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 184)	(6 918 618)	(2 089 291)	(831 949)	(9 842 042)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2010 roku	50 617	14 506 236	2 449 873	979 530	17 986 256

31 grudnia 2009	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	82 372	13 557 215	2 322 574	903 316	16 865 477
Zwiększenie stanu	-	32 871	9 808	107 041	149 720
Zmniejszenie stanu	(16 821)	(168 765)	(24 231)	(129 196)	(339 013)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	3 286	1 096 955	411 044	201 681	1 712 966
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 370)	184 693	(47 943)	13 067	147 447
Amortyzacja za rok obrotowy	(969)	(958 904)	(346 340)	(159 854)	(1 466 067)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	65 498	13 744 065	2 324 912	936 055	17 070 530
Na dzień 1 stycznia 2009 roku					
Wartość brutto	89 427	19 003 262	3 773 102	1 541 040	24 406 831
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(7 055)	(5 446 047)	(1 450 528)	(637 724)	(7 541 354)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2009 roku	82 372	13 557 215	2 322 574	903 316	16 865 477
Na dzień 31 grudnia 2009 roku					
Wartość brutto	76 001	20 307 452	4 138 796	1 661 929	26 184 178
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(10 503)	(6 563 387)	(1 813 884)	(725 874)	(9 113 648)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2009 roku	65 498	13 744 065	2 324 912	936 055	17 070 530

11.1. Rzeczowe aktywa trwale użytkowane na podstawie leasingu finansowego

Grupa Kapitałowa jako leasingobiorca używa na podstawie umowy leasingu finansowego następujące rzeczowe aktywa trwale.

	31 grudnia 2010				31 grudnia 2009			
	Wartość początkowa aktywowanego leasingu finansowego	Umorzenie	Odpis aktualizujący	Wartość księgowa netto	Wartość początkowa aktywowanego leasingu finansowego	Umorzenie	Odpis aktualizujący	Wartość księgowa netto
Budynki i budowle	92	(9)	-	83	-	-	-	-
Urządzenia techniczne i maszyny	93 349	(21 877)	-	71 472	108 689	(38 063)	-	70 626
Środki transportu i pozostałe	45 398	(12 432)	(333)	32 633	31 632	(6 926)	(495)	24 211
	138 839	(34 318)	(333)	104 188	140 321	(44 989)	(495)	94 837

11.2. Odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem środki trwałe	Środki trwałe w budowie	Razem rzeczowe aktywa trwałe
Na dzień 1 stycznia 2010 roku	4 689	1 209 333	97 858	20 756	1 332 636	346 075	1 678 711
Zwiększenie stanu	-	105 599	16 003	483	122 085	196 959	319 044
Zmniejszenie stanu	(2 505)	(773 899)	(12 894)	(15 130)	(804 428)	-	(804 428)
Na dzień 31 grudnia 2010 roku	2 184	541 033	100 967	6 109	650 293	543 034	1 193 327
Na dzień 1 stycznia 2009 roku	2 319	1 394 026	49 915	33 823	1 480 083	395 291	1 875 374
Zwiększenie stanu	16 158	373 061	96 698	5 057	490 974	422	491 396
Zmniejszenie stanu	(13 788)	(557 754)	(48 755)	(18 124)	(638 421)	(49 638)	(688 059)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku	4 689	1 209 333	97 858	20 756	1 332 636	346 075	1 678 711

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na początek okresu wyniosła 1.332.636 tysięcy złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 412.640 tysięcy złotych,
- majątek dystrybucyjny 780.121 tysięcy złotych,
- pozostały 139.875 tysięcy złotych.

W bieżącym okresie miało miejsce zmniejszenie odpisów na kwotę 804.428 tysięcy złotych (z tego na majątek służący działalności dystrybucyjnej przypada 776.775 tysięcy złotych a na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 14.655 tysięcy złotych) oraz zwiększenie na kwotę 122.085 tysięcy złotych (z tego 32.641 tysięcy złotych dotyczy majątku służącego bezpośrednio działalności wydobywczej a pozostała część w większości dotyczy majątku pozostałego tj. majątku przesyłowego nie przekazanego do OGP Gaz - System S.A. oraz majątku nieużywanego lub o nieuregulowanej sytuacji prawnej).

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na koniec okresu wyniosła 650.293 tysiące złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 430.626 tysiące złotych,
- majątek dystrybucyjny 7.976 tysięcy złotych,
- pozostały 211.691 tysiące złotych.

Z kwoty odpisów na środki trwałe w budowie na koniec 2010 roku 501.529 tysiące złotych dotyczyło aktywowanych nakładów na odwierty (na koniec 2009 roku odpis ten wynosił 315.772 tysiące złotych). Z kwoty tej 425.464 tysiące złotych dotyczyło odwiertów na terenie Polski a 76.065 tysięcy złotych dotyczyło Norwegii.

12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Na początek okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	7 480	8 181
Zwiększenie stanu	-	-
Zmniejszenie stanu	(614)	(2 327)
Przeniesienia z/do rzeczowych aktywów trwałych	3 612	1 055
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2)	1 175
Amortyzacja za rok obrotowy	(561)	(604)
Na koniec okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	9 915	7 480
Na początek okresu		
Wartość brutto	9 829	11 066
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 349)	(2 885)
Wartość księgowa netto	7 480	8 181
Na koniec okresu		
Wartość brutto	13 898	9 829
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(3 983)	(2 349)
Wartość księgowa netto	9 915	7 480

Składnikami inwestycji Grupy w nieruchomości są budynki socjalno-biurowe częściowo przeznaczone pod wynajem oraz budynki i budowle przemysłowe a także grunty. Wartość księgowa netto budynków socjalno-biurowych ujętych jako nieruchomości inwestycyjne na koniec bieżącego okresu wynosiła 4.164 tysiące złotych (4.963 tysiące złotych na koniec 2009 roku), natomiast wartość księgowa netto budynków i budowli przemysłowych na koniec bieżącego okresu wynosiła 5.451 tysiące złotych (2.294 tysiące złotych na koniec 2009 roku). Wartość gruntów oraz prawa wieczystego użytkowania gruntów wynosiła 300 tysięcy złotych na koniec bieżącego okresu (223 tysiące złotych na koniec 2009 roku).

Grupa w bieżącym okresie uzyskała przychody z wynajmu nieruchomości inwestycyjnych w wysokości 4.546 tysięcy złotych (4.141 tysięcy złotych w 2009 roku).

Koszty operacyjne dotyczące nieruchomości inwestycyjnych, które zostały poniesione w związku z przychodami z wynajmu, wyniosły w bieżącym okresie 2.910 tysiące złotych (2.529 tysięcy złotych w 2009 roku).

Ze względu na nieistotność pozycji nieruchomości inwestycyjnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej, Grupa nie dokonuje wyceny tych nieruchomości w celu ustalenia ich wartości godziwych.

13. WARTOŚCI NIEMATERIALNE

31 grudnia 2010	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie *	Inne wartości niematerialne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	2 197	-	48 383	122 879	173 459
Zwiększenie stanu	-	-	-	7 956	7 956
Zmiany w Grupie	-	-	-	109	109
Zmniejszenie stanu	-	-	(591)	(10 552)	(11 143)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	573	-	29 005	91 662	121 240
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(2 544)	(116)	(2 660)
Amortyzacja za rok obrotowy	(556)	-	(779)	(40 916)	(42 251)
Na dzień 31 grudnia 2010 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	2 214	-	73 474	171 022	246 710
Na dzień 1 stycznia 2010 roku					
Wartość brutto	3 793	-	68 496	272 442	344 731
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 596)	-	(20 113)	(149 563)	(171 272)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2010 roku	2 197	-	48 383	122 879	173 459
Na dzień 31 grudnia 2010 roku					
Wartość brutto	4 366	-	103 579	343 203	451 148
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 152)	-	(30 105)	(172 181)	(204 438)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2010 roku	2 214	-	73 474	171 022	246 710

* Ponadto Grupa użytkuje otrzymane nieodpłatnie prawo wieczystego użytkowania gruntów, które ujmuje wyłącznie w ewidencji pozabilansowej. Wartość szacunkowa tego prawa wynosiła na koniec 31 grudnia 2010 roku 485.422 tysięcy złotych (481.425 tysięcy złotych na koniec 2009 roku).

31 grudnia 2009	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie	Inne wartości niematerialne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	1 459	-	51 134	99 128	151 721
Zwiększenie stanu	-	-	4 878	6 213	11 091
Zmniejszenie stanu	-	-	(9 388)	(9 444)	(18 832)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	1 110	-	2 573	47 944	51 627
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(179)	7 572	7 393
Amortyzacja za rok obrotowy	(372)	-	(635)	(28 534)	(29 541)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	2 197	-	48 383	122 879	173 459
Na dzień 1 stycznia 2009 roku					
Wartość brutto	2 693	-	66 200	214 396	283 289
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 234)	-	(15 066)	(115 268)	(131 568)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2009 roku	1 459	-	51 134	99 128	151 721
Na dzień 31 grudnia 2009 roku					
Wartość brutto	3 793	-	68 496	272 442	344 731
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 596)	-	(20 113)	(149 563)	(171 272)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2009 roku	2 197	-	48 383	122 879	173 459

13.1. Odpisy aktualizujące wartości niematerialne

	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie	Inne wartości niematerialne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2010 roku	-	-	278	16	294
Zwiększenie stanu	-	-	2 544	-	2 544
Zmniejszenie stanu	-	-	-	116	116
Na dzień 31 grudnia 2010 roku	-	-	2 822	132	2 954
Na dzień 1 stycznia 2009 roku	-	-	99	7 588	7 687
Zwiększenie stanu	-	-	188	15	203
Zmniejszenie stanu	-	-	(9)	(7 587)	(7 596)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku	-	-	278	16	294

14. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY - DŁUGOTERMINOWE

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	36 058	26 873
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	78 101	78 101
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	56 379	56 524
Razem brutto	170 538	161 498
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	32 670	23 084
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość netto)**	130 765	59 608
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość netto)*	7 007	7 097
Razem netto	170 442	89 789

* Pomniejszone o odpis aktualizujący.

** Akcje Zakładów Azotowych w Tarnowie i akcje Centrozap Katowice pomniejszone o odpis aktualizujący.

W pozycji „Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży” zostały zaprezentowane aktywa finansowe przeznaczone do sprzedaży, jednakże niespełniające warunków do zakwalifikowania ich do aktywów finansowych krótkoterminowych lub aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży ze względu na fakt, że nie jest znany termin ich ewentualnego zbycia.

W pozycji „Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży” wartość brutto 78.000 tysięcy złotych (wartość netto 130.720 tysięcy złotych) dotyczy akcji Zakładów Azotowych w Tarnowie – Mościcach S.A. (ZAT). Wynik wyceny akcji ZAT (wzrost o 71.160 tysięcy złotych w 2010 roku w porównaniu do 2009 roku) został ujęty w kapitale z aktualizacji wyceny. Inwestycję w tę jednostkę, Jednostka Dominująca traktuje jako inwestycję długoterminową, dla której istnieje aktywny rynek, w związku z tym zmiany wartości inwestycji, wynikające ze zmiany jej bieżącej wartości rynkowej, odnoszone są bezpośrednio w kapitały Jednostki Dominującej do momentu podjęcia decyzji o jej zbyciu.

15. INNE AKTYWA FINANSOWE

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Należności z tytułu leasingu finansowego (nota 15.1.)	30 538	283 285
Udzielone pożyczki	-	8 075
Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych	6 673	7 392
Lokaty długoterminowe	754	554
Należności z tytułu koncesji i użytkowania górniczego	-	-
Pozostałe	2 142	591
Razem brutto	40 107	299 897
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(239)	(18)
Razem netto	39 868	299 879

15.1. 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.

Wartość bieżąca minimalnych opłat leasingowych na dzień rozpoczęcia leasingu przekracza 90% wartości godziwej przedmiotu leasingu. 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 2010	31 grudnia 2009
Rata odsetkowa	14 414	42 235
Rata kapitałowa	15 865	40 111
Razem	30 279	82 346

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

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
- poniżej 1 roku	2 335	23 093
- powyżej 1 roku do 5 lat	9 549	82 741
- powyżej 5 lat	20 989	200 544
Razem	32 873	306 378
- należności krótkoterminowe	2 335	23 093
- należności długoterminowe	30 538	283 285

16. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Rezerwy z tyt. wypłat deputatów gazowych	47	3 878
Rezerwy z tyt. wypłat odpraw emerytalnych i nagród jubileuszowych	62 301	61 166
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	3 784	3 539
Rezerwa na likwidację odwertów	120 767	101 472
Pozostałe rezerwy	57 777	40 584
Odpisy aktualizujące środki trwałe	84 441	65 816
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	9 819	9 822
Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	4 307	2 165
Wycena negatywna transakcji terminowych	23 903	50 989
Ujemne różnice kursowe	751	630
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	1 412	161
Opłata przyłączeniowa	73 697	68 747
Niewypłacone wynagrodzenia wraz ze składkami ZUS	5 044	5 479
Hiperinflacyjne przeszacowanie RMP	8 733	9 761
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	197 805	148 901
Pozostałe	22 229	18 977
Razem	676 817	592 087

17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Udostępnienie informacji geologicznej	27 877	25 616
Opłaty za ustanowienie użytkowania górniczego	6 114	5 503
Opłata przyłączeniowa	23 466	17 000
Pozostałe rozliczenia międzyokresowe czynne	13 618	1 254
Razem	71 075	49 373

18. ZAPASY

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Materiały		
Według cen nabycia, w tym:	1 040 511	1 255 118
- paliwo gazowe	753 078	968 901
Według wartości netto możliwej do uzyskania, w tym:	1 026 506	1 238 084
- paliwo gazowe	753 078	968 901
Półprodukty i produkty w toku		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	13 556	11 097
Według wartości netto możliwej do uzyskania	13 510	11 018
Produkty gotowe		
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	8 394	8 484
Według wartości netto możliwej do uzyskania	8 207	8 421
Towary		
Według cen nabycia	1 350	1 530
Według wartości netto możliwej do uzyskania	1 344	1 347
Zapasy razem, według ceny nabycia (kosztu wytworzenia)	1 063 811	1 276 229
Zapasy razem, według niższej z dwóch wartości: ceny nabycia (kosztu wytworzenia) lub wartości netto możliwej do uzyskania	1 049 567	1 258 870

18.1. Zmiana stanu zapasów w okresie

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Stan zapasów według ceny nabycia na początek okresu	1 276 229	1 736 267
Zakup	13 311 128	12 495 563
Inne zwiększenia	137 110	160 045
Wartość zapasów rozpoznanych jako koszt okresu	(12 970 770)	(12 389 432)
Sprzedaż	(17 226)	(25 184)
Inne zmniejszenia	(672 660)	(701 030)
Stan zapasów według ceny nabycia na koniec okresu	1 063 811	1 276 229

19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Należności z tytułu dostaw i usług	4 519 383	4 078 728
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	43 013	51 134
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	326 943	227 757
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	10 439	12 498
Wymagalna część udzielonych pożyczek jednostkom powiązanim	22 372	20 547
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	2 671	2 626
Należności z tytułu leasingu finansowego	2 335	23 093
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	234	7 545
Zaliczki na środki trwałe w budowie	35 729	74 833
Należności z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału spółki zależnej*	84 552	84 552
Należności z tytułu niedotrzymania warunków kontraktu	-	87 466
Pozostałe należności	96 930	111 978
Razem należności brutto	5 144 601	4 782 757
W tym należności (wraz z wymagalną częścią pożyczki) brutto od jednostek powiązanych (nota 37.1.)	152 842	166 404
Odpis aktualizujący należności wątpliwe (nota 19.1.)	(1 083 414)	(1 102 718)
Razem należności netto	4 061 187	3 680 039
w tym:		
Należności z tytułu dostaw i usług	3 657 085	3 278 713
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	1 538	9 567
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	326 943	227 757
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	7 449	12 497
Wymagalna część udzielonych pożyczek jednostkom powiązanim	-	1 476
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	2 671	2 625
Należności z tytułu leasingu finansowego	2 335	23 093
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	11	31
Zaliczki na środki trwałe w budowie	35 729	74 833
Należności z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału spółki zależnej*	-	-
Należności z tytułu niedotrzymania warunków kontraktu	-	-
Pozostałe należności	27 426	49 447
W tym należności (wraz z wymagalną częścią pożyczki) netto od jednostek powiązanych (nota 37.1.)	4 220	13 699

* Sprawa sporna dotycząca dopłat do kapitału Gazotech Sp. z o.o., opisana szerzej w nocie 2.4.1.

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

Standardowe terminy płatności należności związanych z normalnym tokiem sprzedaży stosowane w spółkach Grupy Kapitałowej wynoszą 14 - 30 dni.

19.1. Odpisy aktualizujące należności

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Odpis aktualizujący na początek okresu	(1 102 718)	(1 033 601)
Utworzenie odpisu	(131 068)	(346 934)
Rozwiązanie odpisu	127 624	201 978
Wykorzystanie odpisu	21 757	75 878
Transfery pomiędzy częścią krótkoterminową a długoterminową	991	(39)
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(1 083 414)	(1 102 718)

20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
1. Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	47 409	47 552
2. Zmiana stanu należności z tytułu podatku bieżącego (a.-b.-c.-d.)*	43 513	139 799
a. Należności z tytułu podatku bieżącego na początek	199 413	59 614
b. Należności z tytułu podatku bieżącego przeniesione na podatek odroczony	(13 547)	-
c. Zmiany w Grupie	287	-
d. Należności z tytułu podatku bieżącego na koniec	229 666	199 413
3. Podatek odroczony ujęty w należnościach z tytułu podatku bieżącego	(207 059)	-
4. Podatek dochodowy (koszt okresu)	558 184	416 091
5. Podatek dochodowy zapłacony w okresie	(216 075)	(556 033)
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu (suma od 1. do 5.)	225 972	47 409

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

21. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Wycena kontraktów długoterminowych	26 701	13 331
Licencje, serwis, aktualizacja programów	11 054	7 231
Ubezpieczenia majątkowe	9 095	7 577
Prowizje od kredytów, pożyczek, obligacji i itp.	7 590	-
Udostępnienie informacji geologicznej	3 763	3 052
Czynsze i opłaty	1 191	1 228
Koszty finansowe rozliczane w czasie	7 941	845
Koszty zagospodarowania złóż	4	1 242
Koszty przygotowania realizacji kontraktów	407	1 250
Pozostałe koszty rozliczane w czasie	11 055	19 497
Razem	78 801	55 253

22. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY- KRÓTKOTERMINOWE

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	-	-
Akcje notowane na giełdzie (wartość brutto)	-	-
Lokata krótkoterminowa (wartość brutto)	-	142
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość brutto)	1 839	8 000
Bony skarbowe (wartość brutto)	6 994	-
Razem brutto	8 833	8 142
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	-	-
Akcje notowane na giełdzie (wartość netto)*	-	-
Lokata krótkoterminowa (wartość netto)	-	142
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość netto)	1 839	7 325
Bony skarbowe (wartość netto)	6 994	-
Razem netto	8 833	7 467

*Pomniejszone o odpis aktualizujący

23. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Środki pieniężne w kasie i w banku	242 954	328 074
Lokaty bankowe	1 126 187	862 527
Krótkoterminowe papiery wartościowe o wysokiej płynności *	-	-
Inne środki pieniężne**	4 151	5 724
Razem	1 373 292	1 196 325

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

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

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

24. AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY

Grupie Kapitałowej do aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży zakwalifikowano aktywa o wartości księgowej netto 4.145 tysięcy złotych (1.488 tysięcy złotych na koniec 2009 roku). Są to głównie budynki i prawa wieczystego użytkowania gruntów, które planowane są do zbycia w 2011 roku.

25. KAPITAŁ PODSTAWOWY

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Liczba akcji razem w tysiącach sztuk	5 900 000	5 900 000
Wartość nominalna jednej akcji w złotych	1	1
Kapitał podstawowy (akcyjny), razem	5 900 000	5 900 000

26. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE

	Waluta	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	31 grudnia		Zabezpieczenie
						2010	2009	
		Wartości w walucie			Wartości w PLN			
Długoterminowe								
Zobowiązania z tytułu leasingu	PLN	18 128	23 351	Wibor 1M; 8 - 10%	2011-2015	18 128	23 351	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową, przelew wierzytelności z umowy ubezpieczenia
Zobowiązania z tytułu leasingu	CHF	3 424	5 108	Średnio 8%	2013	10 835	14 130	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową
Zobowiązania z tytułu leasingu	USD	10 173	1 615	Libor 1M+marża; średnio 8%	2015	30 154	4 605	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową, upoważnienie do obciążania rachunku bieżącego
Linia kredytowa w banku Pekao S.A.	PLN	1 400	2 000	Wibor 1M+marża	30 kwiecień 2014	1 400	2 000	Hipoteka umowna zwykła, hipoteka umowna kaucja, cesja praw
Linia kredytowa konsorcjum Credit Agricole CIB	USD	313 500 (1 793 229 NOK) ²	-	Libor 3M+marża	31 sierpień 2017	909 347	-	Zastaw na udziałach w PGNiG Norway ³
Razem długoterminowe						969 864	44 086	

	Waluta	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	31 grudnia		Zabezpieczenie
						2010	2009	
		Wartości w walucie			Wartości w PLN			
Krótkoterminowe								
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	PLN	10 629	15 096	Wibor 1M; 8 - 10%	2011	10 629	15 096	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową; przelew wierzytelności z umowy ubezpieczenia
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	CHF	1 684	3 837	Średnio 8%	2011	5 327	10 612	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	USD	3 633	981	Libor 1M+marża; średnio 8%	2011	10 769	2 797	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową, upoważnienie do obciążania rachunku bieżącego
Zobowiązania z tytułu leasingu	EUR	-	168	Średnio 7%	28 sierpień 2010	-	689	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową
Linia kredytowa w banku Pekao S.A.	PLN	11 402	6 871	Wibor 1M+marża	31 grudnia 2011	11 402	6 871	Hipoteka kaucyjna
Linia kredytowa w banku Societe Generale S.A.	PLN	1 131	-	Wibor 1M+marża	28 luty 2011	1 131	-	Cesja należności, weksel in blanco
Kredyt obrotowy w banku Pekao S.A.	PLN	-	5 001	Wibor 1M+marża	31 grudnia 2010	-	5 001	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao S.A.	PLN	8 069	6 477	Wibor 1M+marża	23 sierpień 2011	8 069	6 477	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt inwestycyjny w banku Pekao S.A.	PLN	1 832	-	Wibor 1M+marża	30 wrzesień 2013	1 832	-	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt w rachunku bieżącym w banku ING Bank Śląski S.A.	PLN	-	5 057	Wibor 1M+marża	26 sierpień 2010	-	5 057	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt w rachunku bieżącym w Societe Generale S.A.	USD	633	-	Libor 1M+marża	28 luty 2011	1 878	-	Hipoteka, weksel in blanco, cesja wierzytelności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao S.A.	PLN	19 708	1 384	Wibor 1M+marża	31 grudnia 2011	19 708	1 384	Hipoteka, cesja praw z polisy ubezpieczeniowej, weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową, pełnomocnictwo do rachunku bieżącego, cesja wierzytelności

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2010
(w tysiącach złotych)

26. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE cd.

	Waluta	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009	Zabezpieczenie
Krótkoterminowe								
Kredyt w rachunku bieżącym w banku BRE S.A.	USD	3 013	-	Libor 1M+marża	31 maj 2011	8 932	-	Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową, upoważnienie do obciążania rachunku bieżącego
Pożyczka krótkoterminowa z Pracowniczej Kasy Zapomogowo Pożyczkowej	PLN	500	-	4,80%	15 luty 2011	500	-	-
Kredyt w rachunku bieżącym BGK S.A.	PLN	13 187	10 597	Wibor 3M+marża	31 maj 2011	13 187	10 597	Zastaw rejestrowy, cesja należności, hipoteka kaucyjna, oświadczenie o poddaniu się egzekucji
Kredyt obrotowy w banku BGK S.A.	PLN	5 455	9 091	Wibor 1M+marża	28 lipiec 2012	5 455	9 091	Zastaw rejestrowy, hipoteka, pełnomocnictwo do dysponowania rachunkiem, oświadczenie o poddaniu się egzekucji
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Deutsche Bank Polska S.A.	PLN	-	157	Wibor O/N+marża	20 październik 2010	-	157	Cesja wierzytelności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao S.A.	PLN	6 000	-	Wibor 1M+marża	30 wrzesień 2011	6 000	-	przelew wierzytelności
Kredyt obrotowy w banku Kredyt Bank S.A.	PLN	182	136	limit kart VISA	31 grudzień 2011	182	136	-
Linia kredytowa w baku ING Bank Śląski S.A.	PLN	5 880	5 244	Wibor 1M+marża	31 styczeń 2011	5 880	5 244	Weksel in blanco, cesja wierzytelności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Deutsche Bank Polska S.A.	PLN	4 891	2 748	Wibor 1M+marża	4 styczeń 2011	4 891	2 748	Weksel in blanco, hipoteka
Linia kredytowa konsorcjum Credit Agricole CIB ²	USD	4 140 NOK ²	-	Libor 3M+marża	31 sierpień 2017	2 099	-	Zastaw na udziałach w PGNiG Norway ³
Kredyt krótkoterminowy w banku PKO BP S.A.	PLN	3 100	-	Wibor 3M+marża	31 marzec 2011	3 100	-	Weksel in blanco
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao S.A.	PLN	4 864	-	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2011	4 864	-	Weksel in blanco, cesja wierzytelności, pełnom. do rach, oświadcz. o poddaniu się egzekucji
Pożyczka krótkoterminowa w banku Pekao S.A.	EUR	1 020	-	Euribor 1M+marża	29 lipiec 2011	4 038	-	Weksel in blanco z deklaracją wekslową, pełnomocnictwo do dysponowania środkami na rachunku
Kredyt krótkoterminowy w banku ING Bank Śląski S.A.	PLN	-	264	Wibor 1M+marża	30 czerwiec 2010	-	264	Cesja wierzytelności
Kredyt krótkoterminowy w banku Getin Bank S.A.	PLN	-	54	Wibor 1M+marża	16 sierpień 2010	-	54	Przewłaszczenie
Kredyt krótkoterminowy w banku PKO BP S.A.	PLN	818	724	Wibor 1M+marża	31 marzec 2011	818	724	Hipoteka kaucyjna
Kredyt krótkoterminowy w banku Nordea Bank Polska S.A.	PLN	1 438	-	Wibor 1M+marża	28 styczeń 2011	1 438	-	Hipoteka kaucyjna
Linia kredytowa w banku Pekao S.A.	PLN	600	600	Wibor 1M+marża	30 kwiecień 2014	600	600	Hipoteka umowna zwykła, hipoteka umowna kaucja, cesja praw
Konsorcjum Kredytowe (Bank Handlowy S.A.) ¹	PLN	-	1 900 478	Wibor 1M+marża	27 lipiec 2010	-	1 900 478	Gwarancje spółek gazownictwa
Obligacje seria D110126A	PLN	597 884	-	Wibor 1M+marża	26 styczeń 2011	597 884	-	-
Obligacje seria D110121A	PLN	498 624	-	Wibor 1M+marża	21 styczeń 2011	498 624	-	-
Razem krótkoterminowe						1 229 237	1 984 077	

¹ Konsorcjum Kredytowe (Bank Handlowy S.A.)

² Konsorcjum Credit Agricole CIB (Francja) (Agent), BNP Paribas (Francja), Société Générale (Francja), Natixis (Francja), The Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ (Wielka Brytania), UniCredit Bank AG Niemcy) oraz KBC Bank NV (Irlandia). Kredyt zaciągnięty w USD. Wartość w złotych wynika z przeliczenia wartości bilansowej (uwzględniającej wycenę i zapłaconą prowizję) kredytu w wysokości 1.797.369 tysięcy NOK (w tym 4.140 NOK ujęte w części krótkoterminowej) po kursie na koniec 31 grudnia 2010 roku.

³ Zastaw na udziałach w PGNiG Norway; zastaw na pożyczce pomiędzy PGNiG S.A. i PGNiG Norway; zastaw na rachunkach bankowych, licencjach oraz polisach ubezpieczeniowych należących do PGNiG Norway; sponsor Support Undertaking

Ponadto Grupa dysponowała liniami kredytowymi, które zostały przedstawione w poniższej nocie.

26.1. Wysokość przyznanych i niewykorzystanych linii kredytowych

Bank	31 grudnia 2010		31 grudnia 2009	
	Wartość przyznanych linii kredytowych	Wartość niewykorzystanych linii kredytowych	Wartość przyznanych linii kredytowych	Wartość niewykorzystanych linii kredytowych
Pekao S.A.	25 000	13 598	21 000	14 129
Societe Generale S.A.	3 000	1 869	3 000	3 000
Komerčni Banka AS	790	790	1 554	1 554
BRE Bank S.A.	-	-	6 000	6 000
Pekao S.A.	6 000	6 000	-	-
Societe Generale S.A.	6 000	6 000	6 000	6 000
Deutsche Bank Polska S.A.	6 000	6 000	6 000	6 000
Pekao S.A.	29 000	19 098	12 000	523
ING Bank Śląski S.A.	-	-	12 000	6 943
Pekao S.A.	20 000	292	20 000	18 616
Societe Generale S.A.	13 338	11 461	4 275	4 275
BRE Bank S.A.	10 374	1 443	-	-
HSBC Polska	8 892	3 058	8 551	4 275
Deutsche Bank	-	-	3 000	2 700
Kredyt Bank S.A.	3 500	3 500	1 500	1 500
Konsorcjum Credit Agricole CIB ²	1 187 912	255 105	-	-
ING Bank Śląski S.A.	6 000	11 880	6 000	756
Deutsche Bank Polska S.A.	5 000	9 890	5 000	2 252
Pekao S.A.	7 000	11 864	5 000	5 000
BZ WBK S.A.	3 900	3 900	3 900	3 900
Nordea S.A.	1 500	62	-	-
PKO BP S.A.	818	-	900	176
Societe Generale S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
Bank Handlowy S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
Millennium S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
Pekao S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
PKO BP S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
BRE Bank S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
ING Bank Śląski S.A.	40 000	40 000	-	-
Konsorcjum Kredytowe (Bank Handlowy S.A.) ¹	-	-	2 464 920	564 920
Razem	1 624 024	645 810	2 830 600	892 519

¹ Konsorcjum Kredytowe (Bank Handlowy S.A.)

² Konsorcjum Credit Agricole CIB (Francja) (Agent), BNP Paribas (Francja), Société Générale (Francja), Natixis (Francja), The Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ (Wielka Brytania), UniCredit Bank AG Niemcy) oraz KBC Bank NV (Irlandia). Wartość w złotych wynika z przeliczenia wartości bilansowej (uwzględniającej wycenę i zapłaconą prowizję) kredytu w wysokości 1.797.369 tysięcy NOK po kursie na koniec 31 grudnia 2010 roku.

26.2. Zapadalność zobowiązań z tytułu leasingu finansowego (wykazywanych w zobowiązaniach)

Zapadalność w terminie:	31 grudnia 2010		
	Wartość płatności (zdyskontowanych) ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
do 1 roku	26 725	2 204	28 929
od 1 roku do 5 lat	59 117	3 478	62 595
pow. 5 lat	-	-	-
Razem	85 842	5 682	91 524

Zapadalność w terminie:	31 grudnia 2009		
	Wartość płatności (zdyskontowanych) ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
do 1 roku	29 194	2 092	31 286
od 1 roku do 5 lat	42 086	4 107	46 193
pow. 5 lat	-	-	-
Razem	71 280	6 199	77 479

27. REZERWY

	Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	Rezerwa na deputaty gazowe	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Rezerwa na karę UOKiK	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	Rezerwa na potencjalne zobowiązanie z tytułu usługi przesyłowej	Centralny Fundusz Restrukturyzacji	Pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2010 roku	321 043	20 410	916 231	179	126 100	-	34 391	10 450	127 195	1 555 999
Utworzone w ciągu roku	29 642	-	200 279	-	26 396	79 858	-	13 000	118 155	467 330
Zmiany w Grupie	2 816	-	-	-	-	-	-	-	975	3 791
Przeniesienia	-	-	-	-	749	1 795	-	-	(2 544)	-
Wykorzystane	(26 086)	(20 410)	931	-	(18 961)	(1 689)	(34 391)	(2 158)	(133 545)	(236 309)
Na dzień 31 grudnia 2010 roku	327 415	-	1 117 441	179	134 284	79 964	-	21 292	110 236	1 790 811
Długoterminowe	278 615	-	1 085 369	-	109 943	7 969	-	-	19 268	1 501 164
Krótkoterminowe	48 800	-	32 072	179	24 341	71 995	-	21 292	90 968	289 647
Na dzień 31 grudnia 2010 roku	327 415	-	1 117 441	179	134 284	79 964	-	21 292	110 236	1 790 811
Długoterminowe	275 556	-	904 867	-	115 525	-	-	-	19 811	1 315 759
Krótkoterminowe	45 487	20 410	11 364	179	10 575	-	34 391	10 450	107 384	240 240
Na dzień 31 grudnia 2009 roku	321 043	20 410	916 231	179	126 100	-	34 391	10 450	127 195	1 555 999

Stopa techniczna przyjęta do obliczenia zdyskontowanej wartości przyszłych wypłat należnych z tytułu odpraw emerytalnych ustalona została na poziomie 3,0%, jako wypadkowa stopy zwrotu z aktywów w wysokości 6,07% rocznie i planowanej rocznej inflacji wynagrodzeń w wysokości 3,0% (na koniec 2009 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 2,1% jako wypadkowa stóp odpowiednio 6,24% i 4,1%).

W 2010 roku do wyliczenia rezerwy na koszt likwidacji odwiertów na terenie Polski zastosowano stopę dyskonta w wysokości 3,48%, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów w wysokości 6,07% oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP w wysokości 2,5% (na koniec 2009 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 3,65% jako wypadkowa stóp odpowiednio 6,24% i 2,5%).

W 2010 roku rezerwę na koszt likwidacji odwiertów po raz pierwszy ujęła w swoim sprawozdaniu spółka zależna PGNiG Norway AS działająca na terenie Norwegii. Dla tych odwiertów spółka PGNiG Norway AS zastosowała stopę dyskonta w wysokości 3,74%.

Na podstawie informacji ze spółki SGT EUROPOL GAZ S.A. o przewidywanej ostatecznej kwocie rozliczenia za usługi przesyłu gazu ziemnego w okresie od 1 stycznia 2006 roku do 31 grudnia 2009 roku Jednostka Dominująca ustaliła, że nie występuje już ryzyko roszczeń z tytułu dodatkowych opłat za przesył gazu ziemnego za w/w okres. W związku z tym na koniec 2010 roku rozwiązana została w całości rezerwa na potencjalne zobowiązanie z tytułu usługi przesyłowej.

W ramach prowadzonej działalności gospodarczej spółki Grupy instalują urządzenia techniczne służące do przesyłu i dystrybucji gazu na nieruchomościach gruntowych, stanowiących własność podmiotów trzecich, będących bardzo często osobami fizycznymi.

W przypadkach, gdy było to możliwe, w momencie instalacji infrastruktury, Spółki Grupy zawierały umowy ustanawiające standardowe służebności gruntowe, zaś po nowelizacji Kodeksu cywilnego dokonanej w 2008 r. umowy służebności przesyłu.

Służebność przesyłu jest nową instytucją prawa cywilnego, uregulowaną na podstawie wprowadzonych w życie w 2008 r. przepisów art. 3051-3054 ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. - Kodeks cywilny (Dz. U. Nr 16, poz. 93 ze zm.)

W ciągu ostatnich kilku lat, odnotowano znaczny wzrost liczby roszczeń, wysuwanych przez właścicieli nieruchomości gruntowych w zakresie wypłaty wynagrodzeń (odszkodowań) z tytułu korzystania przez spółki Grupy ze służebności przesyłu. Równoległe do wynagrodzeń, wypłacanych na rzecz właścicieli gruntów z tytułu zawartych umów dotyczących służebności przesyłu, wypłacane są wynagrodzenia (odszkodowania) z tytułu bezumownego korzystania z nieruchomości gruntowych.

W związku z powyższym Grupa, kierując się zasadą istotności, zawiązała w 2010 roku (zgodnie z przyjętą polityką rachunkowości opisaną w nocie 2.3.20.7), rezerwę na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów w wysokości 79.858 tysięcy złotych (na koniec roku 2010 saldo rezerwy wyniosło 79.964 tysięcy złotych).

Do dyskontowania rezerw długoterminowych jest wykorzystywana stopa dyskonta w wysokości 3,48%.

27.1. Aktuarialny rachunek zysków i strat dla rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Nagrody jubileuszowe		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	210 914	216 894
Koszty odsetek	6 325	8 893
Koszty bieżącego zatrudnienia	8 234	8 846
Koszty przeszłego zatrudnienia	-	-
Wypłacone świadczenia	(50 285)	(49 748)
Aktuarialny zysk/strata	30 752	26 029
Straty/zyski z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	-
Zmiany w Grupie	2 721	-
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	208 661	210 914
Odprawy emerytalne		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	110 129	100 195
Koszty bieżącego zatrudnienia	6 829	6 560
Koszty odsetek	5 320	6 819
Wartość netto zysku/straty aktuarialnej ujętej w ciągu roku	3 168	3 105
Wypłacone świadczenia	(7 851)	(7 581)
Koszty przeszłego zatrudnienia	1 064	1 031
Straty/zyski z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	-
Zmiany w Grupie	95	-
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	118 754	110 129
Razem wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	327 415	321 043

28. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Długoterminowe		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	539 765	587 006
Opłata przyłączeniowa	470 225	498 659
Dotacje	63 827	-
Pozostałe	15 375	7 674
Razem długoterminowe	1 089 192	1 093 339
Krótkoterminowe		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	51 927	59 197
Opłata przyłączeniowa	18 273	18 124
Prognoza sprzedaży gazu	588 570	545 817
Pozostałe	23 888	10 065
Razem krótkoterminowe	682 658	633 203

Dotacje

W 2010 roku Jednostka Dominująca zawarła 4 umowy z Instytutem Nafty i Gazu jako instytucją wdrażającą o dofinansowanie projektów: Podziemny Magazyn Gazu Wierzchowice, Podziemny Magazyn Gazu Strachocina, Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Kosakowo, Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Mogilno.

Realizacja wszystkich czterech projektów ma na celu zwiększenie pojemności magazynowych z obecnych 1,6 miliardy m³ do ponad 3 miliardy m³ w 2015 roku.

Na dzień 31 grudnia 2010 roku Jednostka Dominująca zarejestrowała wpływ dofinansowania dotyczącego projektu Podziemny Magazyn Gazu Wierzchowice w wysokości 63.815 tysięcy złotych.

Kwota ujęta została w pozycji rozliczeń międzyokresowych przychodów i będzie rozliczana w przychody z działalności operacyjnej proporcjonalnie do amortyzacji środków trwałych, których dofinansowanie dotyczy.

29. REZERWA NA PODATEK ODROZONY

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Dodatnie różnice kursowe	751	361
Naliczone odsetki	344	282
Wycena instrumentów zabezpieczających i finansowych	14 386	-
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	20 220	11 702
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	1 345 900	1 250 048
Pozostałe	10 409	6 039
Razem	1 392 010	1 268 432

30. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	14 828	16 537
Pozostałe inne zobowiązania długoterminowe	6 282	2 109
Razem	21 110	18 646
W tym jednostki powiązane (nota 37.1.)	1 262	64

31. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 093 830	899 524
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek powiązanych	12 033	11 405
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	1 038 996	860 122
Zobowiązania z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	157 914	132 972
Zobowiązanie z tytułu dywidendy dla właściciela	-	-
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	59 440	44 623
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	33 397	28 691
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych	602 930	316 609
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych od jednostek powiązanych	6 454	31 221
Zobowiązanie z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału*	84 552	84 552
Zobowiązania wobec spółek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	7 917	8 943
Zobowiązania inne wobec jednostek powiązanych	718	16 298
Rozliczenia międzyokresowe bierne i zaliczki na dostawy	139 980	243 290
Pozostałe	53 311	55 167
Razem	3 291 472	2 733 417
W tym jednostki powiązane (nota 37.1.)	111 674	152 419

* Sprawa sporna dotycząca dopłat do kapitału Gazotech Sp. z o.o., opisana szerzej w nocie 2.4.1.

32. PRZYCZYNY WYSTĘPOWANIA RÓŻNIC POMIĘDZY POZYCJAMI SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ ORAZ ZMIANAMI WYNIKAJĄCYMI ZE ZMIAN NIEKTÓRYCH POZYCJI SPRAWOZDANIA Z PRZEPLÝWÓW PIENIĘŻNYCH ORAZ ROZBICIE POZYCJI POZOSTAŁE KOREKTY W DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Zmiana stanu środków pieniężnych		
1) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	1 196 325	1 421 939
a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu*	9	1 076
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych na początek okresu (1-a)	1 196 316	1 420 863
2) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	1 373 292	1 196 325
b) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	374	9
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych na koniec okresu (2-b)	1 372 918	1 196 316
I. Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (2-1)	176 967	(225 614)
II. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (b-a)	365	(1 067)
Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych (I. - II.)	176 602	(224 547)
* Kwoty ujemne oznaczają przewagę ujemnych różnic kursowych od środków pieniężnych i pomniejszają saldo środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej. W sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych różnice te są eliminowane.		

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Zmiana stanu należności		
Zmiana innych aktywów finansowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	260 011	376 755
Zmiana stanu należności netto w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(381 148)	36 884
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu w aktywach finansowych - korekta działalności inwestycyjnej	(252 747)	(391 199)
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu - korekty dział. inwest.	(20 758)	(29 292)
Zmiana stanu należności inwestycyjnych z tyt. sprzedaży i zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	(33 213)	67 601
Zmiany w Grupie	15 929	-
Pozostałe	419	1 061
Zmiana stanu należności netto w sprawozdaniu z przepłyów pieniężnych	(411 507)	61 810

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Zmiana stanu zapasów		
Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	209 303	462 389
Środki trwałe w budowie przeniesione na zapasy - korekty dział. inwest.	-	-
Zmiany w Grupie	7 713	-
Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	217 016	462 389
Zmiana stanu rezerw		
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	234 812	(119 322)
Zmiana stanu rezerwy na likwidację odwertów korygującej rzeczowe aktywa trwałe - korekta działalności inwestycyjnej	(181 958)	111 211
Zmiany w Grupie	(3 268)	-
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	49 586	(8 111)
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych		
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	558 055	(489 123)
Zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych z tyt. zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	(261 554)	(81 750)
Zmiany w Grupie	(48 667)	-
Pozostałe	(678)	-
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	247 156	(570 873)
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów		
Zmiana stanu pozostałych aktywów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(21 703)	(14 030)
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(23 547)	15 009
RMC dotyczące środków trwałych wyleasingowanych - reklasyfikacja w obrębie działalności operacyjnej	54	-
Koszt prowizji dot programu emisji obligacji	18 428	-
Zmiany w Grupie	3 380	-
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(23 388)	979
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów		
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	45 308	(51 561)
PPO dotyczące środków trwałych wyleasingowanych - reklasyfikacja w obrębie działalności operacyjnej	32	8
Nieodpłatnie otrzymany majątek trwały	-	(191)
Dotacje otrzymane na rzeczowy majątek trwały	(63 816)	-
Zmiany w Grupie	(2 171)	-
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(20 647)	(51 744)
Pozostałe pozycje netto w działalności operacyjnej		
Instrumenty pochodne	(173 582)	407 322
Spisane w koszty nakłady na niefinansowe aktywa trwałe	133 229	236 675
Pozostałe	(4 482)	40 641
Razem	(44 835)	684 638

33. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM

33.1. Instrumenty finansowe według kategorii (wartości księgowe netto)

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	-	-
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (udziały i akcje nienotowane na giełdzie)	39 677	30 181
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (akcje notowane na giełdzie)	130 765	59 608
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności	4 901 683	4 609 658
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych*	77 873	18 002
Środki pieniężne (środki w kasie i na rachunku oraz czeki i środki pieniężne w drodze)	247 105	333 798
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	4 221 936	3 713 818
Wartość ujemna instrumentów pochodnych*	104 443	260 428

*Jednostka Dominująca od 2009 roku stosuje rachunkowość zabezpieczeń zgodnie z MSR 39.

Wykazane wartości instrumentów finansowych nie różnią się lub różnią się nieznacznie od ich wartości godziwej. Można więc uznać że wartości wykazane w powyższej tabeli są tożsame z ich wartościami godziwymi.

33.2. Zyski i straty netto dotyczące aktywów i zobowiązań finansowych

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	-	-
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	20	47
Utrata wartości ujęta w wyniku finansowym za dany okres	20	47
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności, w tym:	200 653	2 560
Odsetki od lokat, BSB, REPO	48 357	38 026
Odsetki od należności*	91 876	95 127
Odsetki od udzielonych pożyczek	2 948	7 453
Przychody netto z krótkoterminowych papierów wartościowych	2 141	6 297
Odpisy aktualizujące należności	70 378	(236 816)
Odpisy aktualizujące pożyczki	(15 399)	92 818
Wycena walutowa pożyczek udzielonych w walucie	352	(345)
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	274 758	210 165
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	4 579	(55 024)
Wartość ujemna instrumentów pochodnych	(465 995)	(478 723)
Razem wpływ na wynik finansowy	14 015	(320 975)

*W tym 14.414 tysięcy złotych odsetek od należności z tytułu leasingu finansowego (42.235 tysięcy złotych w 2009 roku).

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wycena ujmowana bezpośrednio w kapitale)	71 103	31 880
Wycena instrumentów zabezpieczających (wycena ujmowana bezpośrednio w kapitale)	42 036	-
Razem wpływ na kapitały	113 139	31 880

Zmiana wyceny wynikająca z przeszacowania aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży, odniesiona bezpośrednio na kapitały, dotyczy w całości akcji spółki Zakłady Azotowe w Tarnowie - Mościcach S.A.

33.3. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

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

- ryzyko kredytowe,
- ryzyko rynkowe w tym:
 - ryzyko stóp procentowych,
 - ryzyko walutowe,
 - ryzyko cen towarów.
- ryzyko płynności.

Ryzyko kredytowe

Przez ryzyko kredytowe Grupa rozumie prawdopodobieństwo nieterminowego lub całkowitego braku wywiązania się kontrahenta firmy ze zobowiązań. Ryzyko kredytowe wynikające z niemożności wypełnienia przez strony trzecie warunków umowy dotyczących instrumentów finansowych Grupy jest zasadniczo ograniczone do ewentualnych kwot, o które zobowiązania stron trzecich przewyższają zobowiązania Grupy. Grupa stosuje zasadę zawierania transakcji dotyczących instrumentów finansowych z wieloma podmiotami charakteryzującymi się wysoką zdolnością kredytową. Przy wyborze partnerów finansowych, którym Grupa powierza część swoich aktywów kieruje się przede wszystkim ich standingiem finansowym zweryfikowanym przez agencje ratingowe, a także udziałem w rynku oraz posiadaną reputacją.

Grupa Kapitałowa PGNiG posiada ekspozycję na ryzyko kredytowe z tytułu:

- udzielonych pożyczek,
- należności handlowych,
- transakcji lokacyjnych,
- udzielonych gwarancji finansowych,
- zawartych finansowych instrumentów pochodnych.

Poniżej zostały przedstawione maksymalne wartości ekspozycji na ryzyko kredytowe dla poszczególnych klas instrumentów finansowych.

Maksymalna ekspozycja na ryzyko kredytowe

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Udzielone pożyczki	-	1 475
Depozyty w innych jednostkach (Lokaty bankowe, BSB, REPO)	1 135 774	870 548
Należności handlowe	3 765 909	3 737 635
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	77 873	18 002
Udzielone gwarancje finansowe	2 867 934	8 089 326
Razem	7 847 490	12 716 986

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych pożyczek wynika z pożyczek udzielonych jedynie spółkom zależnym i stowarzyszonym z Grupy Kapitałowej PGNiG przez Jednostkę Dominującą. Udzielanie pożyczek tym spółkom odbywa się na podstawie procedury wewnętrznej „Zasady udzielania pożyczek przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. spółkom z Grupy Kapitałowej oraz z udziałem kapitałowym PGNiG S.A.”, regulującej szczegółowo proces zawierania umów pożyczkowych oraz ich monitorowania, przez co minimalizuje się ekspozycję Grupy na ryzyko kredytowe z tego tytułu. Pożyczki są udzielane jedynie po spełnieniu przez wnioskujące spółki szeregu warunków i ustanowieniu zabezpieczeń. Poza tym spółki te działają we wspólnym interesie Grupy co ogranicza istotnie ryzyko kredytowe z tego tytułu.

Na największe wartościowo ryzyko kredytowe narażone są należności. Większość kwoty należności dotyczy należności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego, które realizowane są przez PGNiG S.A.

W celu zminimalizowania ryzyka niespłacalności wierzytelności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego wprowadzane są jednolite zasady zawierania umów sprzedaży paliwa gazowego, mające na celu zabezpieczenie należności handlowych z tego tytułu.

Przed zawarciem umów sprzedaży o znacznej wartości przeprowadzana jest weryfikacja i analiza sytuacji finansowej przyszłego odbiorcy na podstawie ogólnie dostępnych informacji finansowych spółki (sprawdzenie przyszłego odbiorcy w Rejestrach Dłużników) w celu określenia jego wiarygodności finansowej. W przypadku ujawnienia wpisów w rejestrze dłużników PGNiG S.A. żąda specjalnych warunków zabezpieczenia umowy.

Jednostka Dominująca przeprowadza bieżące analizy w zakresie wykonywania przez odbiorców warunków umów w obszarze rozliczeń finansowych. Większość zawartych umów zobowiązuje odbiorców do dokonywania przedpłat w terminach określonych w umowach. Na koniec okresu rozliczeniowego określonego w umowach odbiorcy są zobowiązani dokonać zapłaty za faktycznie odebrane paliwo gazowe w terminach przewidzianych w umowach. Standardowo jest to termin 14 dni od daty wystawienia faktury. Stosowane są również inne terminy płatności.

PGNiG S.A. zamierza wprowadzić badanie wiarygodności wszystkich odbiorców na podstawie dokumentów finansowych spółki w określonym cyklu (raz na 6 miesięcy lub raz na 1 rok). Badanie to ma pokazać kondycję finansową każdego odbiorcy oraz określić na jaką skalę dany odbiorca może się zadłużyć aby nie stracić płynności finansowej, oraz doprowadzić do wykrycia przesłanek umożliwiających odbiorcy ogłoszenie upadłości.

PGNiG S.A. stosuje poniższy katalog zabezpieczeń należytego wykonania umowy:

- hipoteka (zwykła, kaucyjna),
- gwarancja bankowa,
- kaucja,
- zastaw zwykły i rejestrowy,
- gwarancja ubezpieczeniowa,
- weksel in blanco,
- oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji na podstawie art. 777 k.p.c.,
- cesja wierzytelności na umowach długoterminowych,
- depozyt pieniężny na rachunku wskazanym przez PGNiG S.A.,
- rating,
- poręczenie.

W odniesieniu do nowo zawieranych umów wybór formy zabezpieczenia uzgadniany jest pomiędzy PGNiG S.A., a odbiorcą. W ramach obligatoryjnego procesu dostosowania zawartych umów do wymogów prawa energetycznego podejmowane są z niektórymi odbiorcami negocjacje zmierzające do ustanowienia lub wzmocnienia zabezpieczenia wykonania umowy.

Stan należności od odbiorców jest monitorowany na bieżąco, zgodnie z wewnętrznymi procedurami funkcjonującymi w Jednostce Dominującej. W przypadku stwierdzenia braku wpływu zapłaty w umownym terminie, podejmowane są stosowne czynności windykacyjne.

Podstawą podejmowania czynności windykacyjnych są „Wytyczne w sprawie zasad monitoringu i windykacji należności od odbiorców gazu/ropy/innych produktów” oraz „Procedura zarządzania należnościami odsetkowymi”. W trakcie czynności windykacyjnych wykorzystywane są instrumenty prawne oraz podejmowane czynności windykacyjne zmierzające do oceny poziomu zagrożenia i jego przyczyn. W tym względzie stosowane są standardowe sekwencje czynności windykacyjnych: wezwanie do zapłaty, rozmowa telefoniczna z odbiorcą, zawiadomienie oraz realizacja wstrzymania dostaw paliwa gazowego wraz z wypowiedzeniem umowy na podstawie art. 6 ust 3a Prawa Energetycznego. W ostateczności kierowane są powództwa do sądu oraz zgłoszenie odbiorcy do wpisu do Krajowego Rejestru Długów Biura Informacji Gospodarczej S.A. we Wrocławiu.

Opóźnienia w uregulowaniu płatności skutkują naliczeniem odsetek ustawowych.

W przypadku, gdy odbiorca znajduje się przejściowo w trudnej sytuacji finansowej, na jego wniosek zawierane są porozumienia o ratalnej spłacie zadłużenia oraz jednocześnie negocjowane wzmocnienie zabezpieczenia wykonania umowy.

Co do zasady aktualnie nie zawiera się porozumień o umorzeniu należności głównej i odsetek.

Wnioski odbiorców o umorzenie odsetek (przekraczające równowartość 5 000 EUR) kierowane są w trybie korporacyjnym do Rady Nadzorczej o uzyskanie zgody.

Na dzień 31 grudnia 2010 roku wartość należności przeterminowanych ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej Grupy, w przypadku których nie nastąpiła utrata wartości wynosiła 421.623 tysięcy złotych (550.168 tysięcy złotych na koniec 2009 roku).

Analiza wiekowa należności przeterminowanych na dzień bilansowy, w przypadku których nie nastąpiła utrata wartości.

Okres, jaki upłynął od terminu spłaty	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
do 1 miesiąca	333 555	417 986
od 1 do 3 miesięcy	60 240	101 394
od 3 miesięcy do 1 roku	17 430	23 032
od 1 roku do 5 lat	9 132	7 756
pow. 5 lat	1 266	-
Razem należności netto przeterminowane	421 623	550 168

Grupa identyfikuje, mierzy i minimalizuje własną ekspozycję kredytową na poszczególne banki, z którymi zawiera transakcje lokacyjne. Efekt redukcji ekspozycji kredytowej został osiągnięty przez dywersyfikację portfela kontrahentów (w szczególności dotyczy to banków), z którymi zawierane są transakcje lokacyjne. Ponadto, z wszystkimi bankami, w których lokuje środki finansowe, Grupa podpisała Umowy Ramowe, szczegółowo regulujące warunki zawierania i rozliczania wszelkich transakcji finansowych. Znaczące i długoterminowe nadwyżki płynnych środków pieniężnych w 2010 roku Grupa lokowała w instrumenty wolne od ryzyka kredytowego o dużym stopniu płynności, w szczególności w bony skarbowe i obligacje emitowane przez Skarb Państwa.

Grupa wycenia ryzyko kredytowe z tego tytułu poprzez ciągłą weryfikację kondycji finansowej banków, odzwierciedlającej się w zmianach ratingu finansowego przyznawanego przez agencje ratingowe Fitch, Standards&Poor's i Moody's.

Ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych gwarancji, na które narażona jest Grupa Kapitałowa zasadniczo ogranicza się do ryzyka defaultu banku, w którym Grupa zakupiła gwarancję. Jednakże banki, w których Grupa zakupiła gwarancje są instytucjami o uznanej renomie i wysokim ratingu, zatem prawdopodobieństwo wystąpienia defaultu i ryzyko związane z tym jest znikome.

Podobnie jak w przypadku ryzyka związanego z transakcjami lokacyjnymi, ryzyko z tego tytułu jest wyceniane przez bieżącą weryfikację kondycji finansowej banków wystawiających gwarancje.

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu zawartych pochodnych instrumentów finansowych jest równa wartości księgowej netto dodatniej wyceny według wartości godziwej. Podobnie jak w przypadku transakcji lokacyjnych pochodne transakcje finansowe są zawierane z bankami o uznanej renomie i wysokim standingu finansowym. Ponadto ze wszystkimi współpracującymi bankami zawarte są Umowy Ramowe lub umowy ISDA regulujące szczegółowe zasady współpracy i określające kwoty progowe.

Dzięki wszystkim tym działaniom Grupa nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego.

Ryzyko rynkowe

Poprzez ryzyko rynkowe Grupa rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany warunków na rynkach finansowych i towarowych na wartość ekonomiczną lub wynik finansowy Grupy. Podstawowym zadaniem w procesie zarządzania ryzykiem rynkowym jest identyfikacja, pomiar, monitorowanie i ograniczanie podstawowych źródeł ryzyka, do których zalicza się:

- ryzyko walutowe,
- ryzyko stopy procentowej,
- ryzyko cen towarów (gaz, ropa naftowa).

Na dzień 31 grudnia 2010 roku Jednostka Dominująca posiadała instrument finansowy w postaci 4.000.001 akcji w spółce Zakłady Azotowe w Tarnowie - Mościcach S.A. notowanej na GPW w Warszawie, który był narażony na ryzyko cen. Ze względu na to, że Jednostka Dominująca traktuje tę inwestycję jako inwestycję długoterminową a jednocześnie nie jest dostępny na rynku odpowiedni instrument zabezpieczający zmiany cen akcji tej spółki, Spółka nie zabezpieczała tego ryzyka. Zmiana wartości tego instrumentu, ujmowana bezpośrednio w kapitale własnym została przedstawiona w nocie 33.2.

Ryzyko walutowe

Przez ryzyko walutowe Grupa rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany kursów walutowych na wynik finansowy Grupy.

Część zobowiązań finansowych Grupy wobec instytucji finansowych na koniec 2010 roku była denominowana w USD. Największą pozycję stanowił kredyt z linii kredytowej w wysokości 400 milionów USD zaciągnięty przez spółkę zależną PGNiG Norway AS.

Zobowiązania handlowe z tytułu długoterminowych kontraktów handlowych na zakupy paliwa gazowego denominowane są w USD i EUR.

Stopień narażenia na ryzyko walutowe dla Grupy jest znaczny i został przedstawiony w punkcie „Analiza wrażliwości”.

Głównym celem podejmowanych przez Grupę działań zabezpieczających przed ryzykiem walutowym jest ochrona przed wahaniami kursów wymiany, które towarzyszą realizowanym w obcych walutach płatnościom za dostawy paliwa gazowego. Do zabezpieczenia swoich zobowiązań Grupa wykorzystuje transakcje forward oraz strategie opcyjne.

Ryzyko stopy procentowej

Przez ryzyko stopy procentowej Grupa rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany stóp procentowych na wynik finansowy Grupy.

Ryzyko stopy procentowej, wynikające z udzielonych przez Grupę Kapitałową pożyczek nie było znaczące i Grupa nie zabezpieczała tego rodzaju ryzyka.

Na dzień 31 grudnia 2010 roku Grupa posiadała wyemitowane obligacje korporacyjne w kwocie 1.100.000 tysięcy złotych. Ze względu na krótkie terminy wykupu obligacji oraz okresowe ustalanie kosztów długu ryzyko stopy procentowej z tego tytułu jest nieistotne dla Grupy.

Natomiast kredyt w wysokości 313.500 tysięcy USD zaciągnięty przez spółkę zależną PGNiG Norway AS nie był na koniec 2010 roku zabezpieczony przed zmianami stopy procentowej. Kredyt ten jest oprocentowany stawką Libor3M plus marża. W związku z tym istnieje ryzyko wzrostu kosztów finansowych w przypadku wzrostu stawki Libor3M.

Jednostka Dominująca wycenia ryzyko rynkowe (walutowe i stopy procentowej) codziennie monitorując wartość VAR. VAR (value at risk) czyli wartość zagrożona oznacza, że maksymalna strata z tytułu zmiany wartości rynkowej (godziwej) z określonym prawdopodobieństwem (np. 99 proc.) nie będzie większa niż ta wartość w okresie kolejnych n dni roboczych. VAR szacowany jest metodą wariancji – kowariancji przy użyciu systemu SAP.

Ryzyko towarowe

Przez ryzyko towarowe Grupa rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów na wynik finansowy Grupy.

Ryzyko cenowe w Grupie związane głównie z kontraktami na dostawy paliwa gazowego jest znaczące. Czynnikiem ryzyka jest zmienność cen produktów ropopochodnych na światowych giełdach paliwowych. W niektórych kontraktach formuła wyliczenia ceny zakupu paliwa gazowego ogranicza zmienność poprzez zastosowanie średnioważonych cen z poprzednich miesięcy.

Grupa w 2010 roku rozpoczęła szczegółową identyfikację i zaczęła zabezpieczać ten rodzaj ryzyka. Do zabezpieczenia cen towarów Grupa wykorzystywała opcje azjatyckie call z rozliczeniem europejskim, strategie opcyjne risk reversal oraz swapy towarowe.

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

Ryzyko płynności

Głównym zadaniem w procesie zarządzania ryzykiem płynności jest bieżąca kontrola i planowanie poziomu płynności. Poziom płynności jest kontrolowany poprzez przygotowywanie prognozy przepływów pieniężnych obejmującej okres co najmniej 12 miesięcy i aktualizowany cyklicznie co miesiąc. Realizacja planowanych przepływów jest cyklicznie weryfikowana i obejmuje m.in. analizę niezrealizowanych przepływów pieniężnych, ich przyczyny i skutki. Zagrożenia związanego z ryzykiem płynności nie należy wyłącznie utożsamiać z ryzykiem utraty płynności przez spółkę. Równie istotnym zagrożeniem może być strukturalna nadpłynność, która niekorzystnie wpływa na rentowność prowadzonej przez Grupę działalności.

Grupa Kapitałowa na bieżąco kontroluje i planuje poziom swojej płynności finansowej. Zabezpieczając się przed ryzykiem płynności Grupa na dzień 31 grudnia 2010 roku miała podpisane umowy na linie kredytowe do wysokości 1.624.024 tysięcy złotych (2.830.600 tysięcy złotych na koniec 2009 roku). Bardziej szczegółowe informacje na ten temat zostały przedstawione w nocie 26.1.

Dodatkowo, w celu zoptymalizowania procesu zarządzania środkami pieniężnymi w Grupie Kapitałowej, Jednostka Dominująca zawarła 1 grudnia 2010 roku z Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. umowę programu emisji obligacji krótkoterminowych na łączną kwotę 397.270 tysięcy złotych. Umowa obowiązuje do 30 listopada 2013 roku. W ramach tego programu PGNiG S.A. emituje

krótkoterminowe obligacje dyskontowe do swoich „nadpłynnych” spółek dystrybucyjnych. Pierwsza emisja została przeprowadzona 22 grudnia 2010 roku. Zadłużenie z tytułu emisji obligacji do spółek z Grupy Kapitałowej wynosiło na koniec 2010 roku 120.000 tysięcy złotych.

W celu zwiększenia bezpieczeństwa płynności Jednostka Dominująca zawarła Umowę programu emisji obligacji w dniu 10 czerwca 2010 roku. Zadłużenie z tytułu tej Umowy wynosiło na dzień 31 grudnia 2010 roku 1.100.000 tysięcy złotych. Umowa obowiązuje do 31 lipca 2013 roku a jej łączna wartość wynosi 3.000.000 tysięcy złotych.

Ponadto w dniu 17 września 2010 roku została zawarta umowa zlecenia w przedmiocie programu emisji euroobligacji do kwoty 1.200.000 tysięcy euro. Umowa na organizację programu EMTN oraz na pierwszą emisję została zawarta z 3 bankami : Societe Generale SA, BNP Paribas SA i Unicredit AG. Termin emisji Euroobligacji w 2011 roku uzależniony będzie od potrzeb płynnościowych Spółki oraz sytuacji na rynkach finansowych. Środki uzyskane z emisji zostaną przeznaczone na realizację programu inwestycyjnego PGNiG S.A.

Aby nie wykazywać nadpłynności, Grupa Kapitałowa nadwyżki środków finansowych lokuje przede wszystkim w rentowne papiery emitowane przez Skarb Państwa oraz deponuje w bankach o uznanej renomie.

Ryzyko płynności jest znacząco ograniczone przez stosowanie „Procedury zarządzania płynnością w PGNiG S.A.”. Procedura została wdrożona do zastosowania przez wszystkie komórki organizacyjne Spółki i usystematyzowała działania zapewniające prawidłowe zarządzanie jej płynnością finansową, poprzez: realizację płatności, prognozowanie przepływów pieniężnych, optymalne zarządzanie wolnymi środkami pieniężnymi, pozyskanie i restrukturyzację finansowania działalności bieżącej i przedsięwzięć inwestycyjnych, zabezpieczenie ryzyka chwilowej utraty płynności wskutek niespodziewanych zakłóceń oraz obsługę zawartych umów kredytowych.

Wycena ryzyka płynności oparta jest o bieżącą i szczegółową kontrolę przepływów pieniężnych, uwzględniającą prawdopodobieństwo terminu realizacji danych przepływów oraz planowaną pozycję gotówkową netto.

W poniższych tabelach została zaprezentowana analiza wymagalności zobowiązań finansowych.

Analiza wymagalności zobowiązań finansowych wycenianych wg zamortyzowanego kosztu.

31 grudnia 2010	Zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek oraz obligacji	Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	Zobowiązania handlowe	Razem wydatki
do 1 roku	1 202 512	28 929	3 291 472	4 522 913
od 1 roku do 5 lat	1 400	62 595	19 613	83 608
pow. 5 lat	-	-	1 497	1 497
Razem	1 203 912	91 524	3 312 582	4 608 018

31 grudnia 2009	Zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek	Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	Zobowiązania handlowe	Razem wydatki
do 1 roku	1 954 883	31 285	2 733 417	4 719 585
od 1 roku do 5 lat	2 000	46 194	16 017	64 211
pow. 5 lat	-	-	2 629	2 629
Razem	1 956 883	77 479	2 752 063	4 786 425

W bieżącym okresie oraz w okresie porównawczym Grupa terminowo spłacała zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek. Nie wystąpiły również żadne przypadki naruszeń umowy, które mogłyby skutkować przyspieszeniem terminu wymagalności zobowiązań.

Analiza wymagalności instrumentów pochodnych.

	wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2010	kontraktowe przepływy pieniężne, z tego:	do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	powyżej 5 lat
-transakcje zamiany stóp procentowych (IRS) oraz forwardy użyte w celu zabezpieczenia ryzyka	(97 874)	29 242	65 626	(36 384)	-
- wpływy	-	2 288 164	65 626	2 222 538	-
- wypływy	-	(2 258 922)	-	(2 258 922)	-
- transakcje forward	-	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- opcje walutowe**	(34 373)	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- opcje towarowe**	(7 626)	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- swapy towarowe***	37 260	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	76 043	-	-	-	-
- walutowych	59 248	-	-	-	-
- towarowych	16 795	-	-	-	-
Razem	(26 570)	29 242	65 626	(36 384)	-

	Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2009*	kontraktowe przepływy pieniężne, z tego:	do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	powyżej 5 lat
-transakcje zamiany stóp procentowych (IRS) oraz forwardy użyte w celu zabezpieczenia ryzyka	(254 586)	(246 735)	558	(247 293)	-
- wpływy	-	1 859 021	98 030	1 760 991	-
- wypływy	-	(2 105 756)	(97 472)	(2 008 284)	-
- opcje walutowe**	(13 778)	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	25 938	-	-	-	-
Razem	(242 426)	(246 735)	558	(247 293)	-

* Wartość księgowa netto (pozytywna wycena z aktywów minus ujemna wycena z aktywów) pokazuje wartość godziwą, czyli płatności z tytułu transakcji swap zdyskontowane, natomiast przepływy pieniężne są przedstawione bez dyskontowania. Przepływy z tytułu transakcji CCIRS policzone na podstawie systemu Exante, płatności odsetkowe prognozowane.

** W przypadku opcji walutowych i towarowych ze względu na ich opcyjny charakter czyli uwarunkowanie wystąpienia przepływu pieniężnego w zależności od poziomu kursów walutowych lub cen towarów w momencie realizacji opcji na rynku, nie przedstawiono przepływów.

***Swapy bez dostawy, rozliczenie przez różnicę do średniej.

Grupa Kapitałowa nie zidentyfikowała innych istotnych ryzyk w swojej codziennej działalności.

Polityka Zarządzania Ryzykiem

W celu efektywnego zarządzania ryzykiem finansowym Zarząd Jednostki Dominującej przyjął w dniu 17 lutego 2003 roku do realizacji „Politykę zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A.” określającą podział kompetencji i zadań pomiędzy poszczególne jednostki organizacyjne firmy w procesie zarządzania i kontroli ryzyka finansowego.

Za zarządzanie ryzykiem finansowym w Jednostce Dominującej i przestrzeganie przyjętej polityki w tym zakresie odpowiada Zarząd, natomiast konkretne obowiązki związane z procesem zarządzania ryzykiem spoczywają na poszczególnych jednostkach organizacyjnych.

Za przestrzeganie „Polityki zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A.” oraz jej okresową aktualizację odpowiadają:

1. Komitet Ryzyka, który przedstawia propozycje zasad oraz który na bieżąco ocenia, czy polityka dotycząca ryzyka jest odpowiednia i wprowadza konieczne modyfikacje;
2. Zarząd, który formalnie zatwierdza politykę.

W dniu 28 grudnia 2010 roku Zarząd Jednostki Dominującej zatwierdził „Procedurę zarządzania ryzykiem podatkowym i rachunkowym w PGNiG S.A.”, która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2011 roku. Niniejsza Procedura zawiera zasady postępowania związane z wykonywaniem przez PGNiG S.A. obowiązków podatkowych i sprawozdawczych wynikających z przepisów ustaw podatkowych oraz wykonywaniem przez PGNiG S.A. obowiązków w zakresie rachunkowości i sprawozdawczości finansowej wynikających z ustawy z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości, wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych, MSR/MSSF oraz wymagań Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie.

Celem wprowadzonej Procedury jest optymalne uregulowanie procesu wywiązania się przez PGNiG S.A. z określonych obowiązków w sposób uwzględniający wielooddziałową strukturę PGNiG S.A., fakt prowadzenia księgowości PGNiG S.A. w podziale na działy gospodarcze, oraz rozproszenie kompetencji związanych z prowadzeniem rachunkowości i rozliczeń podatkowych PGNiG S.A.

Analiza wrażliwości

Do ustalenia racjonalnego zakresu zamian, jakie mogą wystąpić na poszczególnych czynnikach ryzyka walutowego oraz stopy procentowej Grupa wykorzystwała poziom zmienności (volatility) rynkowej (implikowanej) dla okresu półrocznego i przyjęła średnią wartość 15% dla analizy wrażliwości na koniec 2010 roku dla kursów walut (na koniec 2009 roku była przyjęta zmienność również na poziomie 15%). Okres półroczny odpowiada częstotliwości, z jaką PGNiG S.A. ujawnia wrażliwość instrumentów finansowych w sprawozdaniach Spółki.

Przeprowadzona analiza wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 31 grudnia 2010 roku wskazuje, że zysk netto byłby o 288.218 tysięcy złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut umocnił się o 15% w stosunku do złotówki przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (spadek zysku o 264.650 tysięcy złotych z powodu umocnienia NOK, spadek o 56.641 tysięcy złotych z powodu umocnienia USD oraz spadek o 823 tysięcy złotych z powodu umocnienia pozostałych walut, przy jednoczesnym wzroście o 33.896 tysięcy złotych z powodu umocnienia EUR).

Największy wpływ na analizę wrażliwości ma wzrost wyceny ujemnej instrumentów pochodnych typu CCIRS zabezpieczających pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Norway AS, która w sprawozdaniu skonsolidowanym jest wyeliminowana.

W przypadku gdyby pożyczka została ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (tak jak w sprawozdaniu jednostkowym) przepływy wynikające z pożyczki i transakcji zabezpieczających wzajemnie by się kompensowały, dlatego też zmiany w dodatniej (ujemnej) wycenie pożyczki kompensowane byłyby ujemnymi (dodatnimi) zmianami wyceny transakcji CCIRS. Łącznie, pozycje te byłyby niewrażliwe na zmiany kursu walutowego i stopy procentowej.

Niższy zysk byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu ujemnej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (ujemna wartość godziwa transakcji swap).

Ujemny wpływ na wynik instrumentów finansowych w walucie NOK zostałby w dużym stopniu wzmocniony przez wzrost wyceny kredytu w walucie USD zaciągniętego przez spółkę zależną PGNiG Norway AS i nieznacznie osłabiony przez wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wyceny aktywów w tych walutach.

Z powodu wzrostu kursu o 15% nastąpiłby wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wzrost ujemnych różnic kursowych na walutach EUR i USD od zobowiązań z tytułu dostaw i usług.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2010 roku byłby o 352.829 tysięcy złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut osłabił się o 15% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (wzrost o 264.650 tysięcy złotych z powodu osłabienia NOK, wzrost o 98.098 tysięcy złotych z powodu osłabienia USD oraz wzrost o 823 tysięcy złotych z powodu osłabienia pozostałych walut przy jednoczesnym spadku zysku netto o 10.742 tysięcy złotych z powodu osłabienia się EUR). Dodatni wynik byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (dodatnia wartość godziwa transakcji swap w NOK). Dodatni wynik byłby w dużym stopniu wzmocniony przez spadek wyceny kredytu w walucie USD zaciągniętego przez spółkę zależną PGNiG Norway AS i w nieznacznym stopniu osłabiony przez spadek dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych dla waluty USD zabezpieczających zobowiązania i wydatki z tytułu zakupów paliwa gazowego.

Analizę wrażliwości na ryzyko walutowe przeprowadzona na dzień 31 grudnia 2009 roku pokazuje, że zysk netto byłby o 245.153 tysięcy złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut umocnił się o 15% w stosunku do złotówki przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (spadek zysku o 234.560 tysięcy złotych z powodu umocnienia NOK i o 16.702 tysięcy złotych z powodu umocnienia USD, przy jednoczesnym wzroście o 6.322 tysięcy złotych z powodu umocnienia EUR i wzroście o 213 tysięcy złotych z powodu umocnienia pozostałych walut).

Największy wpływ na analizę wrażliwości ma spadek wyceny dodatniej i wzrost ujemnej instrumentów pochodnych typu CCIRS zabezpieczających pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Norway AS, która w sprawozdaniu skonsolidowanym jest wyeliminowana.

W przypadku gdyby pożyczka została ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (tak jak w sprawozdaniu jednostkowym) przepływy wynikające z pożyczki i transakcji zabezpieczających wzajemnie by się kompensowały, dlatego też zmiany w dodatniej (ujemnej) wycenie pożyczki kompensowane byłyby ujemnymi (dodatnimi) zmianami wyceny transakcji CCIRS. Łącznie, pozycje te byłyby niewrażliwe na zmiany kursu walutowego i stopy procentowej.

Niższy zysk byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu ujemnej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (ujemna wartość godziwa transakcji swap).

Ujemny wpływ na wynik instrumentów finansowych w walucie NOK zostałby nieznacznie osłabiony przez wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wyceny aktywów w tych walutach.

Z powodu wzrostu kursu o 15% nastąpiłby wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD oraz wzrost ujemnych różnic kursowych na walutach EUR i USD od zobowiązań z tytułu dostaw i usług i nieznaczny wzrost ujemnej wyceny instrumentów pochodnych na walucie EUR.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2009 roku byłby o 247.222 tysięcy złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut osłabił się o 15% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (wzrost o 234.561 tysięcy złotych z powodu osłabienia NOK i o 21.170 tysięcy złotych z powodu osłabienia USD przy jednoczesnym spadku o 8.722 tysięcy złotych z powodu osłabienia EUR i o 213 tysięcy złotych z powodu osłabienia się pozostałych walut). Dodatni wynik byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (dodatnia wartość godziwa transakcji swap w NOK). Dodatni wynik byłby w nieznacznym stopniu osłabiony przez spadek dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych dla waluty USD zabezpieczających zobowiązania i wydatki z tytułu zakupów paliwa gazowego.

Na następnych stronach zostały przedstawione szczegółowe zestawienia analizy wrażliwości instrumentów finansowych w walucie w Grupie na zmiany kursów walutowych, odpowiednio dla 2010 roku i dla 2009 roku.

Analiza wrażliwości instrumentów finansowych w walutach obcych na zmiany kursów walut odnoszonych w rachunek zysków i strat

	Wartość księgowa netto na 31 grudnia 2010					Ryzyko walutowe			
	Zmian kursu o:					-15%			
	15%								
	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut		dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut
Aktywa finansowe									
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży**	13 819	-	-	-	-	-	-	-	-
Inne aktywa finansowe	192	26	2	-	-	(26)	(2)	-	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	258 296	17 826	18 030	1 239	1 649	(17 826)	(18 030)	(1 239)	(1 649)
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	30 580	31 196	117 044	-	-	-	-	315 036	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	191 851	14 202	7 819	4 275	2 481	(14 202)	(7 819)	(4 275)	(2 481)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem		63 250	142 895	5 514	4 130	(32 054)	(25 851)	309 522	(4 130)
Podatek 19%		(12 018)	(27 150)	(1 048)	(785)	6 090	4 912	(58 809)	785
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu		51 232	115 745	4 466	3 345	(25 964)	(20 939)	250 713	(3 345)
<i>razem waluty</i>			174 788				200 465		
Zobowiązania finansowe									
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	983 379	606	144 477	-	2 424	(606)	(144 477)	-	(2 424)
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	727 144	20 797	68 345	17 206	2 722	(20 797)	(68 345)	(17 206)	(2 722)
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	103 579	-	-	315 036	-	2 610	65 863	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem		21 403	212 822	332 242	5 146	(18 793)	(146 959)	(17 206)	(5 146)
Podatek 19%		-	(4 067)	(40 436)	(978)	3 571	27 922	3 269	978
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu		17 336	172 386	269 116	4 168	(15 222)	(119 037)	(13 937)	(4 168)
<i>razem waluty</i>			463 006				(152 364)		
Razem zwiększenie/zmniejszenie									
<i>razem waluty</i>		33 896	(56 641)	(264 650)	(823)	(10 742)	98 098	264 650	823
			(288 218)				352 829		
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:									
kurs EUR/PLN	3,9603	-	4,5543	4,5543	4,5543	-	3,3663	3,3663	3,3663
kurs USD/PLN	2,9641	3,4087	-	3,4087	3,4087	2,5195	-	2,5195	2,5195
kurs NOK/PLN	0,5071	0,5832	0,5832	-	0,5832	0,4310	0,4310	-	0,4310

* W przypadku pochodnych instrumentów finansowych w tabeli został przedstawiony jedynie wpływ zmiany kursów na rachunek zysków i strat. W związku z wprowadzeniem w 2009 roku w Jednostce Dominującej rachunkowości zabezpieczeń część zmiany pochodnych instrumentów finansowych za pośrednictwem innych całkowitych dochodów wpływa na kapitał własny. Wpływ zmiany kursów walut na tą część pochodnych instrumentów finansowych został zaprezentowany odrębną tabelą na następnych stronach.

** Pozycja ta zawiera udziały i akcje, które Grupa od 2009 roku prezentuje w wartościach historycznych. W związku z tym zmiana kursów walut nie będzie miała wpływu na wycenę tych aktywów i wpływu na wynik okresu.

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2010
(w tysiącach złotych)

	Ryzyko walutowe								
	Wartość księgową netto na 31 grudnia 2009								
	Zmian kursu o:					-15%			
	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut		dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut
Aktywa finansowe									
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży**	13 819	-	-	-	-	-	-	-	-
Inne aktywa finansowe	167	23	2	-	-	(23)	(2)	-	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	315 160	19 063	8 926	13 729	5 555	(19 063)	(8 926)	(13 729)	(5 555)
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	18 002	-	26 579	-	-	(1 821)	(21 063)	302 572	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	291 372	6 510	7 954	27 541	1 701	(6 510)	(7 954)	(27 541)	(1 701)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem	25 596	43 461	41 270	7 256		(27 417)	(37 945)	261 302	(7 256)
Podatek 19%		(4 863)	(8 258)	(7 841)	(1 379)	5 209	7 210	(49 647)	1 379
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu	20 733	35 203	33 429	5 877		(22 208)	(30 735)	211 655	(5 877)
<i>razem waluty</i>			95 242				152 835		
Zobowiązania finansowe									
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	32 833	103	1 110	-	3 711	(103)	(1 110)	-	(3 711)
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	744 009	16 546	62 970	28 279	3 807	(16 546)	(62 970)	(28 279)	(3 807)
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	260 428	1 143	-	302 572	-	-	-	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem	17 792	64 080	330 851	7 518		(16 649)	(64 080)	(28 279)	(7 518)
Podatek 19%	-	(3 381)	(12 175)	(62 862)	(1 428)	3 163	12 175	5 373	1 428
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	14 411	51 905	267 989	6 090		(13 486)	(51 905)	(22 906)	(6 090)
<i>razem waluty</i>			340 395				(94 387)		
Razem zwiększenie/zmniejszenie	6 322	(16 702)	(234 560)	(213)		(8 722)	21 170	234 561	213
<i>razem waluty</i>			(245 153)				247 222		
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:									
kurs EUR/PLN	4,1082	-	4,7244	4,7244	4,7244	-	3,4920	3,4920	3,4920
kurs USD/PLN	2,8503	3,2778	-	3,2778	3,2778	2,4228	-	2,4228	2,4228
kurs NOK/PLN	0,4946	0,5688	0,5688	-	0,5688	0,4204	0,4204	-	0,4204

* W przypadku pochodnych instrumentów finansowych w tabeli został przedstawiony jedynie wpływ zmiany kursów na rachunek zysków i strat. W związku z wprowadzeniem od 1 kwietnia 2009 roku w Jednostce Dominującej rachunkowości zabezpieczeń część zmiany pochodnych instrumentów finansowych za pośrednictwem innych całkowitych dochodów wpływa na kapitał własny. Wpływ zmiany kursów walut na tą część pochodnych instrumentów finansowych został zaprezentowany odrębnej tabeli na następnej stronie.

** Pozycja ta zawiera udziały i akcje, które Grupa od końca 2009 roku prezentuje w wartościach historycznych. W związku z tym zmiana kursów walut nie będzie miała wpływu na wycenę tych aktywów i wpływu na wynik okresu.

Analiza wrażliwości instrumentów pochodnych na zmiany kursów walut odnoszonych na kapitał własny

	31 grudnia 2010		31 grudnia 2009	
	dla USD		dla USD	
<i>Zmiany kursów o:</i>	15%	-15%	15%	-15%
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	53 830	(11 506)	86 869	(61 842)
Podatek 19%	(10 228)	2 186	(16 505)	11 750
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	43 602	(9 320)	70 364	(50 092)

Analiza wrażliwości instrumentów pochodnych na zmiany kursów walut odnoszona na kapitał własny zaprezentowana w powyższej tabeli pokazuje, że wzrost kursu USD o 15% spowodowałby zwiększenie kapitału własnego za pośrednictwem innych całkowitych dochodów. W przypadku spadku kursu USD o 15% wystąpiłaby sytuacja odwrotna tj. nastąpiłoby zmniejszenie kapitału własnego. Wynika to z faktu, że Jednostka Dominująca, instrumentów pochodnych, których wycena w części skutecznej odnoszona jest na kapitał własny, wykorzystuje do zabezpieczania się przed wzrostem kursu USD, po którym realizowane i przeliczane są zobowiązania i wydatki z tytułu zakupów paliwa gazowego.

Grupa zbadała wrażliwość pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych. Dla analizy wrażliwości za 2010 roku przyjęto 25% zmienność dla tego typu instrumentów (w poprzednich okresach w związku z nieposiadaniem tego typu transakcji pochodnych nie przeprowadzono analizy wrażliwości).

W poniższej tabeli została zaprezentowana analiza wrażliwości dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych na zmiany cen dla 2010 roku.

Analiza wrażliwości instrumentów pochodnych na zmiany cen towarów odnoszonych w rachunek zysków i strat

	Wartość księgową netto na			
	31 grudnia 2010		Ryzyko cenowe	
	<i>Zmian ceny o:</i>		-25%	
	Gasoil	Fueloil	Gasoil	Fueloil
Aktywa finansowe				
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	47 293	39 614	11 625	(14 279)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem		39 614	11 625	(14 279)
Podatek 19%		(7 527)	(2 209)	2 713
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu		32 087	9 416	(11 566)
<i>razem towary</i>		<i>41 503</i>		<i>(16 305)</i>
Zobowiązania finansowe				
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	864	-	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem		-	-	-
Podatek 19%		-	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu		-	-	-
<i>razem towary</i>				<i>-</i>
Razem zwiększenie/zmniejszenie		32 087	9 416	(11 566)
<i>razem towary</i>		41 503		(16 305)

W powyższej tabeli został przedstawiony jedynie wpływ zmiany cen na rachunek zysków i strat. Część zmiany pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych będzie wpływać bezpośrednio na kapitały.

Wpływ zmian pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych odnoszonych na kapitał własny został zaprezentowany w poniższej tabeli.

Analiza wrażliwości instrumentów pochodnych na zmiany cen towarów odnoszonych na kapitał własny

	31 grudnia 2010		31 grudnia 2009	
	Zmian ceny o: 25%		-25%	
	Gasoil	Fueloil	Gasoil	Fueloil
Wpływ na kapitały przed opodatkowaniem	80 608	28 165	(26 732)	(18 998)
Podatek 19%	(15 315)	(5 351)	5 079	3 610
Wpływ na aktywa/zobowiązania finansowe po opodatkowaniu	65 293	22 814	(21 653)	(15 388)

Analiza wrażliwości instrumentów pochodnych na zmiany cen pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych odnoszona na kapitał własny zaprezentowana w powyższej tabeli pokazuje, że wzrost cen towarów o 25% spowodowałby zwiększenie kapitału własnego za pośrednictwem innych całkowitych dochodów. W przypadku spadku cen o 25% wystąpiłaby sytuacja odwrotna tj. nastąpiłoby zmniejszenie kapitału własnego. Wynika to z faktu, że Jednostka Dominująca, instrumentów pochodnych, których wycena w części skutecznej odnoszona jest na kapitał własny, wykorzystuje do zabezpieczania się przed wzrostem cen surowców energetycznych, które stanowią największą pozycję kosztową Grupy w rachunku zysków i strat.

Grupa zbadała wrażliwość instrumentów finansowych z tytułu udzielonych pożyczek, zaciągniętych kredytów oraz zobowiązań leasingowych o zmiennej stopie. Do ustalenia racjonalnego zakresu zmian, jakie mogą wystąpić na poszczególnych czynnikach ryzyka stopy procentowej Grupa przyjmuje średnie wartości, o które nastąpiły zmiany stóp procentowych w okresie ostatniego roku (z wyłączeniem stóp procentowych, na których nie zanotowano zmiany). Średni zakres zmiany stóp przyjętych do analizy wrażliwości stopy procentowej przyjęto na poziomie +/-100 punktów bazowych dla 2010 roku (dla 2009 roku zmienność była ustalona na +/-200 punktów bazowych).

Na dzień 31 grudnia 2010 roku wrażliwość zobowiązań z tytułu kredytów, leasingu (opartych o zmienną stopę) oraz wyemitowanych obligacji na zmianę stóp procentowych o +/-100 punktów bazowych wyniosła +/- 21.991 tysięcy złotych.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku wrażliwość zobowiązań z tytułu kredytów oraz leasingu (opartych o zmienną stopę) na zmianę stóp procentowych o +/-200 punktów bazowych wyniosła +/- 40.564 tysięcy złotych.

Analiza wrażliwości instrumentów finansowych na zmiany stopy procentowej

	wartość księgowa netto		zmiana o:	
	stan na 31.12.2010	+100 bp	-100 bp	
Otrzymane kredyty	1 016 751	10 168	(10 168)	
Wyemitowane obligacje	1 096 508	10 965	(10 965)	
Zobowiązania leasingowe	85 842	858	(858)	
Razem	2 199 101	21 991	(21 991)	

	wartość księgowa netto		zmiana o:	
	stan na 31.12.2009	+200 bp	-200 bp	
Otrzymane kredyty	1 956 883	39 138	(39 138)	
Zobowiązania leasingowe	71 280	1 426	(1 426)	
Razem	2 028 163	40 564	(40 564)	

34. INSTRUMENTY POCHODNE

Metody wyceny instrumentów pochodnych

Zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej Jednostka Dominująca wykazuje w sprawozdaniu finansowym wycenę wszystkich instrumentów pochodnych wyliczoną w wartości godziwej.

Na dzień 31 grudnia 2010 roku Spółka posiadała 3 rodzaje walutowych instrumentów pochodnych: Cross Currency Basis Swapy, zakupione opcje Call oraz tzw. strategię risk reversal (zakupione opcje walutowe Call i sprzedane opcje Put). Wycena do wartości godziwej opcji walutowych Call i Put została przeprowadzona według modelu Garmana-Kohlhagena przy użyciu danych rynkowych: stóp procentowych, kursów walutowych i zmienności (volatility) z dnia 31 grudnia 2010 roku.

Ponadto w 2010 roku zabezpieczała ryzyko towarowe korzystając z: opcji azjatyckich Call, strategii risk reversal (zakupione opcje towarowe azjatyckie Call i sprzedane opcje Put) oraz swapów towarowych. Wycena towarowych opcji azjatyckich Call i Put została przeprowadzona według modelu Turnbulla-Wakemana przy użyciu danych rynkowych: cen towarów, kursów walutowych oraz zmienności towarowej (volatility) z dnia 31 grudnia 2010 roku.

Wycena do wartości godziwej została przeprowadzona przy użyciu aplikacji Exante.

Rachunkowość zabezpieczeń

Jednostka Dominująca z dniem 1 kwietnia 2009 roku rozpoczęła stosowanie rachunkowości zabezpieczeń przepływów środków pieniężnych dla transakcji walutowych a od dnia 1 czerwca 2010 roku stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów środków pieniężnych dla transakcji towarowych. Szczegółowe zasady zostały przedstawione w nocie 2.3.13.

Instrumenty pochodne

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Cross Currency Interest Rate Swap						
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	8 listopad 2007	17 styczeń 2011*	0,4686	-	(13 119)
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	12 listopad 2007	17 styczeń 2011*	0,4627	-	(14 979)
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	15 listopad 2007	17 styczeń 2011*	0,4596	-	(15 939)
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	19 listopad 2007	17 styczeń 2011*	0,4534	-	(17 859)
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	22 listopad 2007	17 styczeń 2011*	0,4588	-	(16 187)
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	30 listopad 2007	17 styczeń 2011*	0,4461	-	(20 091)
PGNiG Norway pożyczka	344 mln NOK	18 styczeń 2008	17 styczeń 2011*	0,4530	-	(20 539)
PGNiG Norway pożyczka	344 mln NOK	18 styczeń 2008	17 styczeń 2011*	0,4530	-	(20 554)
PGNiG Norway pożyczka	330 mln NOK	12 styczeń 2009	16 styczeń 2012*	0,4300	-	(30 620)
PGNiG Norway pożyczka	330 mln NOK	12 styczeń 2009	16 styczeń 2012*	0,4300	-	(30 803)
PGNiG Norway pożyczka	330 mln NOK	13 styczeń 2009	16 styczeń 2012*	0,4380	-	(27 616)
PGNiG Norway pożyczka	322 mln NOK	13 styczeń 2009	16 styczeń 2012*	0,4400	-	(26 280)
PGNiG Norway pożyczka	930 mln NOK	9 grudzień 2010	15 styczeń 2014	0,5056	(24 211)	-
PGNiG Norway pożyczka	1596 mln NOK	13 grudzień 2010	15 styczeń 2014	0,5052	(39 071)	-
PGNiG Norway pożyczka	674 mln NOK	14 grudzień 2010	15 styczeń 2014	0,5040	(17 795)	-
PGNiG Norway pożyczka	700 mln NOK	15 grudzień 2010	15 styczeń 2014	0,5054	(16 797)	-
					(97 874)	(254 586)
Opcje call						
Płatności za gaz	10 mln USD	31 lipiec 2009	19 styczeń 2010	3,3000	-	1
Płatności za gaz	10 mln USD	3 sierpień 2009	10 luty 2010	3,3000	-	41
Płatności za gaz	10 mln USD	3 sierpień 2009	8 styczeń 2010	3,2000	-	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	4 sierpień 2009	10 luty 2010	4,4000	-	77
Płatności za gaz	10 mln USD	13 sierpień 2009	10 luty 2010	3,3000	-	41
Płatności za gaz	10 mln USD	20 sierpień 2009	19 styczeń 2010	3,4000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 sierpień 2009	19 luty 2010	3,4000	-	34
Płatności za gaz	10 mln USD	21 sierpień 2009	10 luty 2010	3,4000	-	18

* Transakcje zostały rozliczone w grudniu 2010 roku.

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2010
(w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Płatności za gaz	10 mln USD	25 sierpień 2009	8 styczeń 2010	3,3000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	7 wrzesień 2009	10 marzec 2010	3,3000	-	131
Płatności za gaz	10 mln USD	8 wrzesień 2009	10 luty 2010	3,3000	-	41
Płatności za gaz	10 mln USD	8 wrzesień 2009	10 marzec 2010	3,3300	-	113
Płatności za gaz	10 mln USD	9 wrzesień 2009	10 luty 2010	3,2000	-	85
Płatności za gaz	10 mln USD	10 wrzesień 2009	19 luty 2010	3,3300	-	55
Płatności za gaz	10 mln USD	14 wrzesień 2009	19 luty 2010	3,4000	-	34
Płatności za gaz	10 mln USD	14 wrzesień 2009	19 luty 2010	3,3000	-	68
Płatności za gaz	10 mln USD	15 wrzesień 2009	19 luty 2010	3,3000	-	68
Płatności za gaz	10 mln USD	15 wrzesień 2009	10 marzec 2010	3,3000	-	131
Płatności za gaz	10 mln USD	16 wrzesień 2009	19 marzec 2010	3,3000	-	166
Płatności za gaz	10 mln USD	17 wrzesień 2009	19 marzec 2010	3,2800	-	181
Płatności za gaz	10 mln USD	21 wrzesień 2009	19 marzec 2010	3,2500	-	205
Płatności za gaz	10 mln USD	21 wrzesień 2009	10 marzec 2010	3,2500	-	166
Płatności za gaz	10 mln USD	1 października 2009	10 marzec 2010	3,2500	-	166
Płatności za gaz	10 mln USD	5 października 2009	19 styczeń 2010	3,2000	-	4
Płatności za gaz	10 mln USD	5 października 2009	19 styczeń 2010	3,2000	-	4
Płatności za gaz	10 mln USD	6 października 2009	8 styczeń 2010	3,1000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	12 października 2009	19 marzec 2010	3,2500	-	205
Płatności za gaz	10 mln USD	12 października 2009	8 styczeń 2010	3,1200	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	13 października 2009	8 styczeń 2010	3,1000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 października 2009	8 styczeń 2010	3,0800	-	1
Płatności za gaz	5 mln EUR	14 października 2009	10 marzec 2010	4,5000	-	106
Płatności za gaz	10 mln USD	15 października 2009	19 styczeń 2010	3,0500	-	44
Płatności za gaz	10 mln USD	20 października 2009	9 kwiecień 2010	3,2700	-	280
Płatności za gaz	7 mln EUR	20 października 2009	19 styczeń 2010	4,4000	-	13
Płatności za gaz	6 mln EUR	21 października 2009	19 luty 2010	4,4000	-	124
Płatności za gaz	10 mln USD	23 października 2009	9 kwiecień 2010	3,2700	-	280
Płatności za gaz	10 mln USD	26 października 2009	10 luty 2010	3,0500	-	221
Płatności za gaz	10 mln USD	2 listopada 2009	10 luty 2010	3,1000	-	164
Płatności za gaz	10 mln USD	2 listopada 2009	19 luty 2010	3,1000	-	216
Płatności za gaz	10 mln USD	4 listopada 2009	19 luty 2010	3,1200	-	194
Płatności za gaz	10 mln USD	5 listopada 2009	19 marzec 2010	3,1700	-	283
Płatności za gaz	10 mln USD	5 listopada 2009	20 kwiecień 2010	3,2000	-	395
Płatności za gaz	10 mln USD	6 listopada 2009	20 kwiecień 2010	3,3500	-	247
Płatności za gaz	10 mln USD	6 listopada 2009	10 maj 2010	3,3500	-	319
Płatności za gaz	10 mln USD	9 listopada 2009	20 kwiecień 2010	3,3000	-	289
Płatności za gaz	10 mln USD	9 listopada 2009	10 maj 2010	3,3000	-	366
Płatności za gaz	10 mln USD	9 listopada 2009	19 luty 2010	3,0000	-	364
Płatności za gaz	10 mln USD	10 listopada 2009	10 marzec 2010	3,0500	-	398
Płatności za gaz	6 mln EUR	10 listopada 2009	9 kwiecień 2010	4,4000	-	288
Płatności za gaz	6 mln EUR	12 listopada 2009	10 maj 2010	4,3800	-	400
Płatności za gaz	10 mln USD	12 listopada 2009	10 maj 2010	3,2500	-	421
Płatności za gaz	10 mln USD	13 listopada 2009	9 kwiecień 2010	3,2000	-	353
Płatności za gaz	10 mln USD	18 listopada 2009	9 kwiecień 2010	3,2000	-	353
Płatności za gaz	10 mln USD	23 listopada 2009	20 kwiecień 2010	3,2000	-	395
Płatności za gaz	10 mln USD	23 listopada 2009	20 maj 2010	3,2000	-	534
Płatności za gaz	10 mln USD	23 listopada 2009	20 maj 2010	3,2300	-	493
Płatności za gaz	10 mln USD	23 listopada 2009	20 maj 2010	3,0500	-	814
Płatności za gaz	10 mln USD	25 listopada 2009	10 luty 2010	2,9500	-	400
Płatności za gaz	10 mln USD	25 listopada 2009	9 kwiecień 2010	3,0000	-	701
Płatności za gaz	10 mln USD	25 listopada 2009	10 maj 2010	3,0500	-	750
Płatności za gaz	10 mln USD	1 grudnia 2009	20 maj 2010	3,2000	-	534
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudnia 2009	10 czerwiec 2010	3,2100	-	604
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudnia 2009	19 marzec 2010	2,9900	-	583
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudnia 2009	19 marzec 2010	2,9900	-	583
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudnia 2009	10 maj 2010	3,0500	-	750
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudnia 2009	10 marzec 2010	2,9500	-	626
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudnia 2009	18 czerwiec 2010	3,2100	-	636
Płatności za gaz	7 mln EUR	3 grudnia 2009	19 marzec 2010	4,2700	-	412

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2010
(w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Płatności za gaz	10 mln USD	8 grudzień 2009	10 marzec 2010	3,0000	-	497
Płatności za gaz	6 mln EUR	8 grudzień 2009	10 czerwiec 2010	4,3500	-	536
Płatności za gaz	10 mln USD	22 lipiec 2010	10 styczeń 2011	3,6600	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	22 lipiec 2010	20 styczeń 2011	3,6800	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	23 lipiec 2010	20 styczeń 2011	3,6000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 lipiec 2010	10 styczeń 2011	3,5500	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 lipiec 2010	10 styczeń 2011	3,5500	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 lipiec 2010	10 styczeń 2011	3,3000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 lipiec 2010	10 styczeń 2011	3,3000	-	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	27 lipiec 2010	10 styczeń 2011	4,2500	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	29 lipiec 2010	20 styczeń 2011	3,3000	9	-
Płatności za gaz	10 mln USD	29 lipiec 2010	10 styczeń 2011	3,2700	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 sierpień 2010	10 luty 2011	3,3000	82	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 sierpień 2010	10 luty 2011	3,4700	20	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	2 sierpień 2010	10 styczeń 2011	4,2000	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 sierpień 2010	20 styczeń 2011	3,2500	19	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 sierpień 2010	10 luty 2011	3,4500	24	-
Płatności za gaz	10 mln USD	4 sierpień 2010	10 luty 2011	3,4600	22	-
Płatności za gaz	10 mln USD	5 sierpień 2010	18 luty 2011	3,4700	37	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	16 sierpień 2010	10 luty 2011	4,2000	43	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 sierpień 2010	18 luty 2011	3,3300	100	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	17 sierpień 2010	18 luty 2011	4,1700	78	-
Płatności za gaz	10 mln USD	18 sierpień 2010	20 styczeń 2011	3,2700	14	-
Płatności za gaz	10 mln USD	19 sierpień 2010	18 luty 2011	3,3000	122	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 sierpień 2010	18 luty 2011	3,3700	77	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 sierpień 2010	10 luty 2011	3,3600	51	-
Płatności za gaz	10 mln USD	6 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,5600	62	-
Płatności za gaz	10 mln USD	7 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,3500	184	-
Płatności za gaz	10 mln USD	7 wrzesień 2010	10 styczeń 2011	3,3000	-	-
Płatności za gaz	8 mln EUR	9 wrzesień 2010	10 marzec 2011	4,1500	233	-
Płatności za gaz	10 mln USD	10 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,3200	212	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 wrzesień 2010	18 luty 2011	3,2300	187	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 wrzesień 2010	18 marzec 2011	3,2500	341	-
Płatności za gaz	10 mln USD	17 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,2800	254	-
Płatności za gaz	10 mln USD	20 wrzesień 2010	18 marzec 2011	3,2800	302	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 wrzesień 2010	18 marzec 2011	3,2500	341	-
Płatności za gaz	10 mln USD	21 wrzesień 2010	10 luty 2011	3,2000	167	-
Płatności za gaz	10 mln USD	22 wrzesień 2010	18 luty 2011	3,1800	249	-
Płatności za gaz	10 mln USD	22 wrzesień 2010	18 marzec 2011	3,4650	136	-
Płatności za gaz	10 mln USD	23 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,2100	347	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 wrzesień 2010	20 styczeń 2011	3,3800	2	-
Płatności za gaz	10 mln USD	29 wrzesień 2010	10 marzec 2011	3,3600	175	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2010	18 marzec 2011	3,2000	417	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2010	20 styczeń 2011	3,1500	69	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2010	10 luty 2011	2,9500	804	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2010	20 styczeń 2011	2,9200	715	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 październik 2010	20 styczeń 2011	2,9300	651	-
Płatności za gaz	10 mln USD	25 październik 2010	10 styczeń 2011	2,9300	443	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 październik 2010	20 styczeń 2011	2,9815	393	-
Płatności za gaz	10 mln USD	4 listopad 2010	20 styczeń 2011	2,8800	1 007	-
Płatności za gaz	8 mln EUR	4 listopad 2010	8 kwiecień 2011	4,0700	512	-
Płatności za gaz	10 mln USD	4 listopad 2010	8 kwiecień 2011	3,0000	1 116	-
Płatności za gaz	10 mln USD	4 listopad 2010	10 luty 2011	2,9500	804	-
Płatności za gaz	10 mln USD	4 listopad 2010	10 marzec 2011	2,9800	957	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	5 listopad 2010	10 luty 2011	4,0500	147	-
Płatności za gaz	10 mln USD	5 listopad 2010	18 marzec 2011	3,0000	946	-
Płatności za gaz	9 mln EUR	10 listopad 2010	20 styczeń 2011	4,0000	189	-
Płatności za gaz	10 mln USD	10 listopad 2010	18 luty 2011	2,9900	717	-
Płatności za gaz	10 mln USD	10 listopad 2010	18 marzec 2011	3,0300	835	-
Płatności za gaz	10 mln USD	16 listopad 2010	18 luty 2011	3,0500	514	-

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Płatności za gaz	10 mln USD	16 listopad 2010	8 kwiecień 2011	3,2500	465	-
Płatności za gaz	10 mln USD	18 listopad 2010	18 luty 2011	3,0300	574	-
Płatności za gaz	9 mln EUR	18 listopad 2010	10 maj 2011	4,1000	654	-
Płatności za gaz	10 mln USD	19 listopad 2010	18 luty 2011	3,0200	607	-
Płatności za gaz	10 mln USD	22 listopad 2010	18 luty 2011	3,0000	678	-
Płatności za gaz	10 mln USD	1 grudzień 2010	18 marzec 2011	3,2600	327	-
Płatności za gaz	10 mln USD	1 grudzień 2010	10 luty 2011	3,2000	167	-
Płatności za gaz	10 mln USD	1 grudzień 2010	18 luty 2011	3,2000	223	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudzień 2010	10 styczeń 2011	3,1300	4	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudzień 2010	10 luty 2011	3,1700	203	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudzień 2010	20 styczeń 2011	3,1700	55	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 grudzień 2010	8 kwiecień 2011	3,2500	465	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2010	18 luty 2011	3,1700	264	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,2200	582	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2010	10 marzec 2011	3,1800	396	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2010	18 marzec 2011	3,1700	470	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,2000	620	-
Płatności za gaz	10 mln USD	7 grudzień 2010	8 kwiecień 2011	3,2000	549	-
Płatności za gaz	10 mln USD	10 grudzień 2010	18 luty 2011	3,1900	236	-
Płatności za gaz	10 mln USD	10 grudzień 2010	10 marzec 2011	3,2000	363	-
Płatności za gaz	10 mln USD	10 grudzień 2010	18 marzec 2011	3,2000	417	-
Płatności za gaz	10 mln USD	13 grudzień 2010	10 marzec 2011	3,1800	396	-
Płatności za gaz	8 mln EUR	14 grudzień 2010	18 marzec 2011	4,1000	344	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 grudzień 2010	10 maj 2011	3,2500	627	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 grudzień 2010	8 kwiecień 2011	3,1800	588	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,1400	752	-
Płatności za gaz	10 mln USD	15 grudzień 2010	10 marzec 2011	3,1380	476	-
Płatności za gaz	10 mln USD	15 grudzień 2010	18 marzec 2011	3,1400	531	-
Płatności za gaz	8 mln EUR	15 grudzień 2010	10 czerwiec 2011	4,2000	515	-
Płatności za gaz	10 mln USD	16 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,2300	564	-
Płatności za gaz	10 mln USD	16 grudzień 2010	8 kwiecień 2011	3,2000	549	-
Płatności za gaz	10 mln USD	16 grudzień 2010	10 maj 2011	3,4600	353	-
Płatności za gaz	10 mln USD	27 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,2260	572	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 grudzień 2010	20 kwiecień 2011	3,1950	630	-
					30 342	18 002

Opcje put

Płatności za gaz	5 mln EUR	16 lipiec 2009	8 styczeń 2010	2,8030	-	(83)
Płatności za gaz	15 mln USD	16 lipiec 2009	8 styczeń 2010	2,8100	-	(99)
Płatności za gaz	15 mln USD	20 lipiec 2009	8 styczeń 2010	2,7980	-	(73)
Płatności za gaz	15 mln USD	24 lipiec 2009	19 styczeń 2010	2,7285	-	(58)
Płatności za gaz	15 mln USD	28 lipiec 2009	19 styczeń 2010	2,6900	-	(27)
Płatności za gaz	15 mln USD	20 sierpień 2009	19 styczeń 2010	2,7425	-	(75)
Płatności za gaz	15 mln USD	21 sierpień 2009	19 luty 2010	2,7070	-	(214)
Płatności za gaz	15 mln USD	21 sierpień 2009	10 luty 2010	2,6720	-	(113)
Płatności za gaz	15 mln USD	25 sierpień 2009	8 styczeń 2010	2,6350	-	-
Płatności za gaz	15 mln USD	7 wrzesień 2009	10 marzec 2010	2,7025	-	(292)
Płatności za gaz	15 mln USD	8 wrzesień 2009	10 luty 2010	2,6570	-	(94)
Płatności za gaz	15 mln USD	8 wrzesień 2009	10 marzec 2010	2,6595	-	(207)
Płatności za gaz	15 mln USD	10 wrzesień 2009	19 luty 2010	2,6575	-	(131)
Płatności za gaz	15 mln USD	14 wrzesień 2009	19 luty 2010	2,6800	-	(165)
Płatności za gaz	15 mln USD	16 wrzesień 2009	19 marzec 2010	2,6445	-	(214)
Płatności za gaz	15 mln USD	17 wrzesień 2009	19 marzec 2010	2,6070	-	(158)
Płatności za gaz	15 mln USD	20 październik 2009	9 kwiecień 2010	2,5980	-	(204)
Płatności za gaz	15 mln USD	23 październik 2009	9 kwiecień 2010	2,5900	-	(192)
Płatności za gaz	15 mln USD	6 listopad 2009	20 kwiecień 2010	2,6600	-	(343)
Płatności za gaz	15 mln USD	6 listopad 2009	10 maj 2010	2,6685	-	(423)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Płatności za gaz	15 mln USD	9 listopad 2009	20 kwiecień 2010	2,6320	-	(286)
Płatności za gaz	15 mln USD	9 listopad 2009	10 maj 2010	2,6300	-	(339)
Płatności za gaz	15 mln USD	12 listopad 2009	10 maj 2010	2,5800	-	(249)
Płatności za gaz	15 mln USD	13 listopad 2009	9 kwiecień 2010	2,5900	-	(192)
Płatności za gaz	15 mln USD	18 listopad 2009	9 kwiecień 2010	2,5550	-	(147)
Płatności za gaz	15 mln USD	23 listopad 2009	20 kwiecień 2010	2,5680	-	(185)
Płatności za gaz	15 mln USD	23 listopad 2009	20 maj 2010	2,5850	-	(285)
Płatności za gaz	15 mln USD	23 listopad 2009	20 maj 2010	2,5680	-	(257)
Płatności za gaz	15 mln USD	1 grudzień 2009	20 maj 2010	2,5665	-	(255)
Płatności za gaz	16 mln USD	2 grudzień 2009	10 czerwiec 2010	2,5280	-	(239)
Płatności za gaz	17 mln USD	3 grudzień 2009	18 czerwiec 2010	2,5200	-	(243)
Płatności za gaz	10 mln USD	22 lipiec 2010	10 styczeń 2011	3,0150	(581)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	22 lipiec 2010	20 styczeń 2011	3,0230	(803)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	23 lipiec 2010	20 styczeń 2011	2,9915	(585)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 lipiec 2010	10 styczeń 2011	2,9975	(442)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	26 lipiec 2010	10 styczeń 2011	2,9900	(386)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	2 sierpień 2010	10 luty 2011	2,9055	(371)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	3 sierpień 2010	10 luty 2011	2,8750	(270)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	4 sierpień 2010	10 luty 2011	2,8900	(316)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	5 sierpień 2010	18 luty 2011	2,8790	(339)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	6 wrzesień 2010	10 marzec 2011	2,8550	(390)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	22 wrzesień 2010	18 marzec 2011	2,7600	(201)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	28 wrzesień 2010	20 styczeń 2011	2,7780	(16)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	29 wrzesień 2010	10 marzec 2011	2,7650	(181)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2010	18 marzec 2011	2,5920	(34)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	14 październik 2010	20 styczeń 2011	2,6050	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	16 listopad 2010	8 kwiecień 2011	2,7500	(249)	-
Płatności za gaz	10 mln USD	16 grudzień 2010	10 maj 2011	2,8200	(541)	-
Wpływ ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	0,453 mln EUR	10 grudzień 2010	14 styczeń 2011	3,9949	7	-
Wpływ ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	1,235 mln EUR	10 grudzień 2010	14 luty 2011	3,9762	79	-
Wpływ ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	0,094 mln EUR	10 grudzień 2010	15 marzec 2011	3,9587	9	-
Wpływ ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	0,399 mln EUR	10 grudzień 2010	15 kwiecień 2011	3,9548	31	-
Wpływ ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	0,357 mln EUR	10 grudzień 2010	16 maj 2011	3,9549	35	-
Wpływ ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	0,415 mln EUR	10 grudzień 2010	15 czerwiec 2011	3,9579	41	-
Wpływ ze sprzedaży w Geofizyce Kraków	0,308 mln EUR	10 grudzień 2010	15 lipiec 2011	3,9472	36	-
					(5 467)	(5 842)
Opcje call commodity						
Płatności za gaz	12000 MT Fueloil	10 czerwiec 2010	10 styczeń 2011	477,00	-	-
Płatności za gaz	12000 MT Gasoil	10 czerwiec 2010	10 styczeń 2011	685,00	-	-
Płatności za gaz	20000 MT Gasoil	20 lipiec 2010	10 marzec 2011	695,00	344	-
Płatności za gaz	20000 MT Fueloil	20 lipiec 2010	10 marzec 2011	500,00	-	-
Płatności za gaz	25000 MT Gasoil	20 lipiec 2010	10 marzec 2011	695,00	430	-
Płatności za gaz	25000 MT Fueloil	20 lipiec 2010	10 marzec 2011	500,00	-	-
Płatności za gaz	20000 MT Gasoil	21 lipiec 2010	18 marzec 2011	707,00	-	-

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2010
(w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Płatności za gaz	20000 MT Fueloil	21 lipiec 2010	18 marzec 2011	507,00	-	-
Płatności za gaz	20000 MT Gasoil	21 lipiec 2010	8 kwiecień 2011	707,00	-	-
Płatności za gaz	20000 MT Fueloil	21 lipiec 2010	8 kwiecień 2011	507,00	-	-
Płatności za gaz	20000 MT Gasoil	23 lipiec 2010	18 marzec 2011	707,00	-	-
Płatności za gaz	20000 MT Fueloil	23 lipiec 2010	18 marzec 2011	507,00	-	-
Płatności za gaz	21000 MT Gasoil	26 lipiec 2010	8 kwiecień 2011	705,00	-	-
Płatności za gaz	21000 MT Fueloil	26 lipiec 2010	8 kwiecień 2011	505,00	-	-
Płatności za gaz	33000 MT Fueloil	27 lipiec 2010	20 kwiecień 2011	545,00	-	-
Płatności za gaz	33000 MT Gasoil	27 lipiec 2010	20 kwiecień 2011	750,00	117	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	27 lipiec 2010	20 maj 2011	545,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Gasoil	27 lipiec 2010	20 maj 2011	750,00	114	-
Płatności za gaz	16000 MT Fueloil	27 lipiec 2010	20 czerwiec 2011	545,00	-	-
Płatności za gaz	16000 MT Gasoil	27 lipiec 2010	20 czerwiec 2011	750,00	57	-
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	20 październik 2010	7 październik 2011	570,00	64	-
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	570,00	64	-
Płatności za gaz	23000 MT Gasoil	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	780,00	1 152	-
Płatności za gaz	23000 MT Gasoil	20 październik 2010	7 październik 2011	780,00	1 152	-
Płatności za gaz	13000 MT Gasoil	21 październik 2010	20 kwiecień 2011	780,00	174	-
Płatności za gaz	13000 MT Gasoil	21 październik 2010	10 maj 2011	780,00	174	-
Płatności za gaz	24000 MT Gasoil	21 październik 2010	20 czerwiec 2011	780,00	322	-
Płatności za gaz	24000 MT Gasoil	21 październik 2010	8 lipiec 2011	780,00	322	-
Płatności za gaz	13000 MT Fueloil	22 październik 2010	20 kwiecień 2011	540,00	7	-
Płatności za gaz	13000 MT Fueloil	22 październik 2010	10 maj 2011	540,00	7	-
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	22 październik 2010	20 czerwiec 2011	540,00	13	-
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	22 październik 2010	8 lipiec 2011	540,00	13	-
Płatności za gaz	30000 MT Gasoil	26 październik 2010	20 lipiec 2011	790,00	1 209	-
Płatności za gaz	30000 MT Gasoil	26 październik 2010	10 sierpień 2011	790,00	1 209	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	26 październik 2010	20 lipiec 2011	560,00	129	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	26 październik 2010	10 sierpień 2011	560,00	129	-
Płatności za gaz	25000 MT Gasoil	27 październik 2010	19 sierpień 2011	790,00	1 008	-
Płatności za gaz	25000 MT Fueloil	29 październik 2010	19 sierpień 2011	555,00	134	-
Płatności za gaz	25000 MT Fueloil	29 październik 2010	9 wrzesień 2011	555,00	134	-
Płatności za gaz	10000 MT Gasoil	8 listopad 2010	20 maj 2011	780,00	134	-
Płatności za gaz	10000 MT Gasoil	8 listopad 2010	10 czerwiec 2011	780,00	134	-
Płatności za gaz	26000 MT Gasoil	8 listopad 2010	9 wrzesień 2011	800,00	833	-
Płatności za gaz	9000 MT Fueloil	9 listopad 2010	20 maj 2011	530,00	13	-
Płatności za gaz	10000 MT Fueloil	9 listopad 2010	10 czerwiec 2011	530,00	15	-
9 607					-	-

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2010
(w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Opcje put commodity						
Płatności za gaz	33000 MT Fueloil	27 lipiec 2010	20 kwiecień 2011	430,00	-	-
Płatności za gaz	33000 MT Gasoil	27 lipiec 2010	20 kwiecień 2011	606,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Fueloil	27 lipiec 2010	20 maj 2011	425,00	-	-
Płatności za gaz	32000 MT Gasoil	27 lipiec 2010	20 maj 2011	594,00	-	-
Płatności za gaz	16000 MT Fueloil	27 lipiec 2010	20 czerwiec 2011	420,00	-	-
Płatności za gaz	16000 MT Gasoil	27 lipiec 2010	20 czerwiec 2011	593,00	-	-
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	20 październik 2010	7 październik 2011	412,00	(15)	-
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	412,00	(15)	-
Płatności za gaz	23000 MT Gasoil	20 październik 2010	20 wrzesień 2011	640,50	(21)	-
Płatności za gaz	23000 MT Gasoil	20 październik 2010	7 październik 2011	640,50	(21)	-
Płatności za gaz	13000 MT Gasoil	21 październik 2010	20 kwiecień 2011	647,00	-	-
Płatności za gaz	13000 MT Gasoil	21 październik 2010	10 maj 2011	647,00	-	-
Płatności za gaz	24000 MT Gasoil	21 październik 2010	20 czerwiec 2011	645,00	-	-
Płatności za gaz	24000 MT Gasoil	21 październik 2010	8 lipiec 2011	645,00	-	-
Płatności za gaz	13000 MT Fueloil	22 październik 2010	20 kwiecień 2011	435,00	(1)	-
Płatności za gaz	13000 MT Fueloil	22 październik 2010	10 maj 2011	435,00	(1)	-
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	22 październik 2010	20 czerwiec 2011	426,00	-	-
Płatności za gaz	23000 MT Fueloil	22 październik 2010	8 lipiec 2011	426,00	-	-
Płatności za gaz	30000 MT Gasoil	26 październik 2010	20 lipiec 2011	640,70	(28)	-
Płatności za gaz	30000 MT Gasoil	26 październik 2010	10 sierpień 2011	640,70	(28)	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	26 październik 2010	20 lipiec 2011	432,00	(89)	-
Płatności za gaz	30000 MT Fueloil	26 październik 2010	10 sierpień 2011	432,00	(89)	-
Płatności za gaz	25000 MT Gasoil	27 październik 2010	19 sierpień 2011	632,00	(14)	-
Płatności za gaz	25000 MT Fueloil	29 październik 2010	19 sierpień 2011	428,50	(58)	-
Płatności za gaz	25000 MT Fueloil	29 październik 2010	9 wrzesień 2011	428,50	(58)	-
					(438)	-
Swap commodity						
Płatności za gaz	11600 MT Gasoil	16 lipiec 2010	10 styczeń 2011	647,00	299	-
Płatności za gaz	11600 MT Fueloil	16 lipiec 2010	10 styczeń 2011	468,75	(424)	-
Płatności za gaz	45000 MT Fueloil	20 lipiec 2010	20 styczeń 2011	469,75	229	-
Płatności za gaz	45000 MT Gasoil	20 lipiec 2010	20 styczeń 2011	654,50	6 165	-
Płatności za gaz	45000 MT Gasoil	20 lipiec 2010	10 luty 2011	654,50	6 152	-
Płatności za gaz	45000 MT Fueloil	20 lipiec 2010	10 luty 2011	469,00	329	-
Płatności za gaz	45000 MT Gasoil	20 lipiec 2010	18 luty 2011	652,50	6 412	-
Płatności za gaz	45000 MT Fueloil	20 lipiec 2010	18 luty 2011	468,00	461	-
Płatności za gaz	33000 MT Gasoil	28 lipiec 2010	10 maj 2011	660,50	6 363	-
Płatności za gaz	33000 MT Fueloil	28 lipiec 2010	10 maj 2011	473,00	696	-
Płatności za gaz	31000 MT Gasoil	28 lipiec 2010	10 czerwiec 2011	658,00	6 203	-

Instrumenty pochodne cd.

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Płatności za gaz	31000 MT Fueloil	28 lipiec 2010	10 czerwiec 2011	471,50	791	-
Płatności za gaz	16000 MT Gasoil	28 lipiec 2010	8 lipiec 2011	658,50	3 176	-
Płatności za gaz	16000 MT Fueloil	28 lipiec 2010	8 lipiec 2011	471,50	408	-
					37 260	-
Razem					(26 570)	(242 426)
Z tego: premia od opcji					76 043	25 938
wycena pozytywna**					1 830	(7 936)
Wycena negatywna					(104 443)	(260 428)

** Zawiera odwrócenie się dodatniej wyceny, ze względu jednak na przewagę premii za opcje oraz ich wyceny zostały one łącznie zaprezentowane w aktywach.

MT - metryczne tony

Wycena pozytywna instrumentów pochodnych na koniec okresu jest prezentowana w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w odrębnej pozycji aktywów obrotowych. Natomiast wycena negatywna jest prezentowana w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w odrębnej pozycji zobowiązań krótkoterminowych. Skutki wyceny otwartych pozycji odnoszone są w wynik finansowy okresu lub bezpośrednio w kapitały w przypadku wystąpienia części skutecznej stanowiącej efektywne zabezpieczenie zmiany wartości godziwej finansowych instrumentów pochodnych wyznaczonych do zabezpieczenia przepływów pieniężnych. W takim przypadku w momencie realizacji instrumentu pochodnego i pozycji zabezpieczanej zmniejszeniu/zwiększeniu ulegają kapitały Spółki, a wartość skuteczna odnoszona jest w rachunek zysków i strat w miejscu powstawania kosztów pozycji zabezpieczanej. Część nieskuteczna oraz wartość godziwa transakcji niewyznaczonych jako transakcje zabezpieczające odnoszona jest w pozostałe pozycje wyniku finansowego danego okresu.

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Wynik na wycenie instrumentów pochodnych - niezrealizowane	(142 560)	(270 890)
Wynik na instrumentach pochodnych - zrealizowane	(48 677)	2 332
Razem wynik na instrumentach pochodnych ujęty w rachunku zysków i strat	(191 237)	(268 558)
z tego:		
ujęte w pozostałych kosztach operacyjnych netto	(276 530)	(229 771)
ujęte w koszcie zużycia surowców i materiałów*	85 293	(38 787)
Wynik na wycenie instrumentów pochodnych ujęty w innych całkowitych dochodach- niezrealizowane*	42 036	-
Razem wynik na instrumentach pochodnych ujęty w kapitałach	(149 201)	(268 558)

*Od 2009 roku Jednostka Dominująca stosuje rachunkowość zabezpieczeń.

35. ZOBOWIĄZANIA I NALEŻNOŚCI WARUNKOWE

35.1. Należności warunkowe

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Od jednostek powiązanych:		
z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji	-	-
z tytułu otrzymanych weksli	152	35 390
Od jednostek powiązanych razem	152	35 390
Od jednostek pozostałych:		
z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji	369 720	364 902
z tytułu otrzymanych weksli	71 153	59 356
Od jednostek pozostałych razem	440 873	424 258
Aktywa warunkowe razem	441 025	459 648

35.2. Zobowiązanie warunkowe

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Na rzecz jednostek powiązanych:		
z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji	-	-
z tytułu wystawionych weksli	-	-
Na rzecz jednostek powiązanych razem	-	-
Na rzecz pozostałych jednostek		
z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji*	2 867 934	8 089 326
z tytułu wystawionych weksli	771 473	71 548
Na rzecz jednostek pozostałych razem	3 639 407	8 160 874
Zobowiązania warunkowe razem	3 639 407	8 160 874

* Zobowiązania warunkowe w walucie zostały przeliczone według kursów NBP z dnia 31 grudnia 2010 roku.

W 2010 roku wygasła największa wartościowo gwarancja udzielona solidarnie przez spółki gazownictwa na rzecz konsorcjum banków - agent Bank Handlowy w Warszawie S.A. (1.250.000 tysięcy EUR). Gwarancja ta stanowiła zabezpieczenie kredytu konsorcjalnego, który został w całości spłacony 27 lipca 2010 roku. Wartość tej gwarancji na koniec 2009 roku wynosiła 5.135.250 tysięcy złotych. Dodatkowo w związku z umocnieniem złotego w stosunku do EUR zmniejszeniu uległa wartość gwarancji udzielonej państwu norweskiemu (627.556 tysięcy EUR). Wartość tej gwarancji zmniejszyła się o 82.815 tysięcy złotych.

Na znaczne zwiększenie wartości zobowiązań z tytułu wystawionych weksli wpłynęło wystawienie czterech weksli na łączną kwotę 673.490 tysięcy złotych zabezpieczających należyte wykonanie zobowiązań PGNiG S.A. z tytułu podpisanych umów o dofinansowania projektów dotyczących magazynów gazu (PMG Wierzchowice, PMG Strachocina, KPMG Mogilno oraz KPMG Kosakowo). Weksle te zostały wystawione na rzecz Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie.

35.3. 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 nafty 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 w poprzednich latach utworzył rezerwy na roszczenia gmin z tytułu podatku od nieruchomości w wysokości 821,3 tysięcy złotych. W związku z pozytywnym rozwiązaniem dotychczasowych spraw sądowych związanych z tym roszczeniem PGNiG S.A. ponownie oszacowała ryzyko roszczeń z tego tytułu i uznając, że jest ono niewielkie rozwiązała w 2007 roku rezerwę z tego tytułu. Z kolei gminy Podkarpacia nie występowały do chwili obecnej z roszczeniami z tego tytułu. W związku z tym zakłady górnicze zlokalizowane na terenie Podkarpacia nie deklarowały i nie zarachowały podatku od nieruchomości od wyrobisk górniczych za lata 2001 – 2010. Ewentualne nieprzeterminowane zobowiązanie z tego tytułu, wraz z odsetkami, nie wykazane w sprawozdaniu finansowym, wynosi na dzień 31 grudnia 2010 roku 136.802 tysięcy złotych (na koniec 2009 roku zobowiązanie to wynosiło 127.514,3 tysięcy złotych).

36. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE

36.1. Zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego

Nie wystąpiły.

36.2. Zobowiązania z tytułu podpisanych umów (nie ujęte jeszcze w sprawozdaniu z sytuacji finansowej)

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów	3 547 650	3 810 209
Stan realizacji umów na dzień bilansowy	(1 600 005)	(914 763)
Zobowiązania wynikające z umów po dniu bilansowym	1 947 645	2 895 446

37. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH

37.1. Transakcje z podmiotami powiązаныmi

Podmiot powiązany	Okres od 1 stycznia do dnia 31 grudnia na dzień	Sprzedaż na rzecz podmiotów powiązanych	Zakupy od podmiotów powiązanych	Saldo na dzień	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 2010	19 313	13	31 grudnia 2010	2 671	2 671	-	-	7 917
	31 grudnia 2009	25 345	103 750	31 grudnia 2009	2 626	2 625	-	-	8 943
Jednostki zależne i stowarzyszone nie konsolidowane	31 grudnia 2010	6 120	137 270	31 grudnia 2010	127 799	1 549	22 372	-	105 019
	31 grudnia 2009	42 292	225 632	31 grudnia 2009	143 231	9 598	28 622	9 551	143 540
Razem podmioty powiązane	31 grudnia 2010	25 433	137 283	31 grudnia 2010	130 470	4 220	22 372	-	112 936
	31 grudnia 2009	67 637	329 382	31 grudnia 2009	145 857	12 223	28 622	9 551	152 483

Najistotniejszymi transakcjami z akcjonariuszami w 2010 oraz 2009 roku były wypłaty dywidendy przedstawione dokładnie w nocie 10.

W 2010 roku Jednostka Dominująca ani spółki od niej zależne nie zawarły żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż warunki rynkowe.

Grupa sporządza dokumentację dla transakcji z jednostkami powiązаныmi zgodną z art. 9a Ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych. Procedura stosowana jest każdorazowo przy zawieraniu przez podmioty z Grupy Kapitałowej PGNiG umów (w tym umów ramowych), aneksów do umów, zleceń (umów szczegółowych) lub zamówień składanych na podstawie umów ramowych z podmiotami powiązаныmi, w przypadku gdy łączna kwota zobowiązań/należności (z jednym kontrahentem na podstawie jednej umowy) lub jej równowartość w złotych przekracza w roku kalendarzowym wartość 100 tysięcy euro dla transakcji towarowych oraz 30 tysięcy euro dla transakcji związanych ze świadczeniem usług, sprzedażą lub udostępnieniem wartości niematerialnych i prawnych. Grupa stosuje metody i sposób kalkulacji zysków oraz określenia ceny przedmiotu transakcji wskazane w art. 11 Ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych, tj. porównywalnej ceny niekontrolowanej, ceny odsprzedaży, rozsądnej marży („koszt plus”) oraz dodatkowe metody zysku transakcyjnego (podziału zysków, marży transakcyjnej netto).

37.2. Transakcje z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest Skarb Państwa

Sporządzając sprawozdanie finansowe za rok 2010 Grupa korzysta ze zwolnienia przewidzianego w paragrafach 25-27 znowelizowanego MSR 24 (opisanego również w nocie 2.2.2.).

Główne transakcje prowadzone z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest Skarb Państwa dotyczą bieżącej działalności Grupy, czyli obrotu i dystrybucji gazu ziemnego oraz sprzedaży ropy naftowej.

W 2010 roku Grupa uzyskała największe obroty z następującymi podmiotami, których akcjonariuszem lub udziałowcem jest Skarb Państwa: Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., Rafineria Trzebinia S.A., Zakłady Azotowe ANWIL S.A., Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A., Zakłady Azotowe KĘDZIERZYN S.A., Zakłady Chemiczne POLICE S.A., Zakłady Azotowe w Tarnowie - Mościcach S.A., PGE Elektrociepłownia Lublin-Wrotków sp. z o.o.

W 2009 roku Grupa uzyskała największe obroty z następującymi podmiotami, których akcjonariuszem lub udziałowcem jest Skarb Państwa: Operator Gazociągów Przesyłowych „GAZ-SYSTEM” S. A., Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., Rafineria Trzebinia S.A., Zakłady Azotowe ANWIL S.A., Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A., Zakłady Azotowe KEDZIERZYN S.A.

37.3. Informacje o wynagrodzeniach osób wchodzących w skład organów zarządzających i nadzorujących w spółkach Grupy Kapitałowej

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Wynagrodzenie osób zarządzających	31 336	28 751
Jednostka dominująca	3 250	3 396
Jednostki zależne	16 079	14 714
Jednostka współzależna	11 218	9 807
Jednostki stowarzyszone	789	834
Wynagrodzenie osób nadzorujących	11 796	6 455
Jednostka dominująca	337	337
Jednostki zależne	4 750	4 073
Jednostka współzależna	5 977	1 313
Jednostki stowarzyszone	732	732
Razem	43 132	35 206

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

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Członkowie Zarządów		
Oprocentowanie (%)	1%-3,5%	1%-3,5%
Warunki spłaty (na ile lat)	3-10 lat	1,5-10 lat
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	44	72
Członkowie Rad Nadzorczych		
Oprocentowanie (%)	0%-4%	0%-4%
Warunki spłaty (na ile lat)	2-3 lat	1,5-3 lat
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	25	4
Razem wartości pożyczek pozostałych do spłaty	69	76

37.5. Informacje o wynagrodzeniach, wypłaconych osobom wchodzącym w skład organów zarządzających i nadzorujących Jednostkę Dominującą

Imię i nazwisko	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010		
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2010 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2010 roku	Razem wynagrodzenie wypłacone w 2010 roku
Razem Zarząd w tym:	3 250,15	3 209,91	6 460,06
Michał Szubski - prezes zarządu	368,04	950,13	1 318,17
Radosław Dudziński - wiceprezes zarządu	343,42	687,62	1 031,04
Sławomir Hinc - wiceprezes zarządu	333,92	687,62	1 021,54
Marek Karabuła - wiceprezes zarządu*	110,97	53,46	164,43
Mirosław Szałuba - wiceprezes zarządu	401,53	203,68	605,21
Ewa Bernacik - prokurent	356,22	82,96	439,18
Mieczysław Jakiel - prokurent	394,27	41,45	435,72
Tadeusz Kulczyk - prokurent	394,10	41,45	435,55
Osoby zarządzające w 2010 roku, ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2010 roku:			
Mirosław Dobrut - wiceprezes zarządu	222,60	214,98	437,58
Waldemar Wójcik - wiceprezes zarządu	325,08	246,56	571,64
Razem Rada Nadzorcza w tym:	336,79	199,31	536,10
Stanisław Rychlicki	41,45	80,00	121,45
Marcin Moryń	41,45	-	41,45
Mieczysław Kawecki	41,45	38,92	80,37
Agnieszka Chmielarz	41,45	38,94	80,39
Grzegorz Banaszek	41,45	-	41,45
Mieczysław Puławski	41,45	-	41,45
Jolanta Siergiej	41,45	41,45	82,90
Osoby nadzorujące w 2010 roku ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2010 roku:			
Marek Karabuła*	46,64	-	46,64
Razem	3 586,94	3 409,22	6 996,16

* W dniu 19 lipca 2010 roku Pan Marek Karabuła został powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu.

Grupa Kapitałowa PGNiG
Roczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2010
(w tysiącach złotych)

Imię i nazwisko	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009		
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2009 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2009 roku	Razem wynagrodzenie wypłacone w 2009 roku
Razem Zarząd w tym:	3 396,15	3 379,74	6 775,89
Michał Szubski - prezes zarządu	322,02	820,78	1 142,80
Mirosław Dobrut - wiceprezes zarządu	274,17	410,17	684,34
Radosław Dudziński - wiceprezes zarządu	279,81	736,69	1 016,50
Sławomir Hinc - wiceprezes zarządu	278,85	747,52	1 026,37
Mirosław Szałuba - wiceprezes zarządu	298,40	199,55	497,95
Waldemar Wójcik - wiceprezes zarządu*	381,85	224,52	606,37
Ewa Bernacik - prokurent	343,31	80,85	424,16
Mieczysław Jakiel - prokurent	240,31	39,84	280,15
Tadeusz Kulczyk - prokurent	334,79	33,20	367,99
Osoby zarządzające w 2009 roku, ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2009 roku:			
Stanisław Radecki - prokurent	541,84	39,84	581,68
Marek Dobryniowski - prokurent	33,00	6,64	39,64
Zbigniew Król - prokurent	67,80	40,14	107,94
Razem Rada Nadzorcza w tym:	337,06	217,15	554,21
Stanisław Rychlicki	39,84	80,00	119,84
Marcin Moryń	39,84	-	39,84
Mieczysław Kawecki	39,84	52,16	92,00
Agnieszka Chmielarz	39,84	45,15	84,99
Grzegorz Banaszek	39,84	-	39,84
Marek Karabuła	39,84	-	39,84
Mieczysław Puławski	39,84	-	39,84
Jolanta Siergiej	39,84	39,84	79,68
Osoby nadzorujące w 2009 roku ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2009 roku:			
Maciej Kaliski	18,34	-	18,34
Razem	3 733,21	3 596,89	7 330,10

*Łącznie z wynagrodzeniem z tytułu pełnienia funkcji prokurenta w okresie od 1 do 28 stycznia 2009 roku.

37.6. Wynagrodzenie firmy audytorskiej za obowiązkowe badanie rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej oraz inne usługi

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG, a także sprawozdania finansowe PGNiG S.A. oraz 20 spółek zależnych za rok 2010 weryfikuje spółka Deloitte Audyt Sp. z o.o. Umowa z audytorem została podpisana na okres trzech lat (lata 2010-2013). Zakres umowy obejmuje:

- badanie i przetłumaczenie na język angielski sprawozdań finansowych za okresy roczne kończące się odpowiednio dnia 31 grudnia 2010 roku, 31 grudnia 2011 roku oraz 31 grudnia 2012 roku (dla PGNiG S.A. i spółek zależnych);
- przegląd sprawozdań finansowych za okres każdego pierwszego kwartału 2011 roku, 2012 roku, 2013 roku (dla PGNiG S.A.);
- przegląd i przetłumaczenie sprawozdań finansowych za okres każdego pierwszego półrocza 2010 roku, 2011 roku, 2012 roku (dla PGNiG S.A.);
- przegląd sprawozdań finansowych za okres każdego trzeciego kwartału 2010 roku, 2011 roku, 2012 roku (dla PGNiG S.A.);
- przeprowadzenia za okres roku 2010, roku 2011 i roku 2012 uzgodnionych procedur na potrzeby banków finansujących Jednostkę Dominującą dotyczących wskaźników finansowych, wynikających z zawartych umów kredytu oraz umów objęcia obligacji i warunków ich emisji (dla PGNiG S.A.);

Wynagrodzenie od Jednostki Dominującej dla podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych wypłacone lub należne za lata 2009-2010 zostało zaprezentowane w poniższej tabeli.

	Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009
Badanie rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	108	145
Badanie rocznego jednostkowego sprawozdania finansowego	122	165
Inne usługi poświadczające, w tym za przegląd sprawozdań finansowych	320	510
Usługi doradztwa podatkowego	-	-
Pozostałe usługi	12	125
Razem	562	945

37.7. Wspólne przedsięwzięcia nie podlegające konsolidacji

W 2010 roku PGNiG S.A. współpracowało na terytorium Polski z następującymi firmami: FX Energy Poland Sp. z o.o., EuroGas Polska Sp. z o.o., Energia Bieszczady Sp. z o.o., Orlen Upstream Sp. z o.o., Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k., Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k.

FX Energy Poland sp. z o.o., siedziba: Warszawa 00-613, ul. Chałubińskiego 8

W 2010 roku PGNiG S.A. kontynuowała współpracę z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A.:

- „Płotki” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 12 maja 2000 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. – 51%, FX Energy – 49%
- „Płotki”-„PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla na podstawie Umowy Operacyjnej Użytkowników Górniczych z dnia 26 października 2005 roku; udziały wynoszą PGNiG S.A. – 51%, FX Energy – 24,5%, CalEnergy – 24,5%
- „Poznań” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 1 czerwca 2005 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. – 51%, FX Energy – 49%

oraz na obszarach koncesyjnych FX Energy Poland Sp. z o.o.:

- Blok 255 na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 29 października 1999 roku; udziały wynoszą: FX Energy – 81,82%, PGNiG S.A. – 18,18%.
- „Ostrowiec” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 27 lutego 2009 roku, obejmujący obszar bloków koncesyjnych 163 i 164; udziały wynoszą: FX Energy – 51%, PGNiG S.A. – 49%.

Na obszarze „Płotki” prowadzona była eksploatacja złoża Klęka oraz złoża Roszków. W 2010 roku zakończono eksploatację złoża Klęka i podjęto decyzję o likwidacji odwiertu na złożu wraz z infrastrukturą. Łączne wydobycie gazu ziemnego ze złoża Klęka wyniosło ok. 76 mln m³. Na obszarze „Płotki”-„PTZ” kontynuowano eksploatację złoża gazu ziemnego Zaniemyśl oraz Roszków.

Na obszarze „Poznań” zakończono reprocessing i interpretację zdjęcia 3D Żerków-Pleszew. W 2010 roku rozpoczęto eksploatację złoża gazu ziemnego Środa Wielkopolska (otwór Środa Wielkopolska-4). Ponadto w 2010 roku rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego Lisewo-1k, w wyniku którego na początku 2011 roku odkryto nowe złożo gazu ziemnego. Wykonano również projekt wiercenia otworu poszukiwawczego Pławce-2, którego realizacja jest przewidziana w 2011 roku. W roku 2011 planuje się też m.in. rozpoczęcie eksploatacji ze złóż Kromolice i Kromolice S, wykonanie II etapu zdjęcia sejsmicznego 3D Żerków-Pleszew, prace testowe w otworze Lisewo-1k i odwiercenie otworu poszukiwawczego Pławce-2 o głębokości ok. 4000 metrów.

Pomimo zakończenia eksploatacji złoża Wilga („Blok 255”) oraz braku przepływu węglowodorów w otworze Ostrowiec-1, w 2010 roku prowadzone były analizy materiałów, w celu określenia możliwości prowadzenia dalszych prac poszukiwawczych na tych obszarach.

W dniu 30 września 2010 roku podpisana została umowa o współpracy pomiędzy FX Energy Poland Sp. z o.o. i PGNiG S.A. na obszarach koncesyjnych FX Energy Poland Sp. z o.o. (bloki: 211, 212, 231 i 232). Udziały w przedsięwzięciu wynoszą: PGNiG S.A. – 50%, FX Energy – 50%. Operatorem jest FX Energy Poland Sp. z o.o. W roku 2011 planowane jest wiercenie głębokiego otworu Kutno.

EuroGas Polska Sp. z o.o., siedziba: Pszczyna 43-200, ul. Górnośląska 3
Energia Bieszczady Sp. z o.o., siedziba: Warszawa 00-654, ul. Śniadeckich 17

W 2010 roku PGNiG S.A. kontynuowała współpracę z firmą EuroGas Polska Sp. z o.o. oraz Energia Bieszczady Sp. z o.o. na obszarze koncesyjnym „Bieszczady” (koncesje oraz prawo użytkowania górniczego do poszukiwania i rozpoznawania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na powyższym obszarze należą do PGNiG S.A.). Udziały w przedsięwzięciu wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, EuroGas Polska Sp. z o.o. – 24% i Energia Bieszczady Sp. z o.o. – 25%.

Na obszarze „Bieszczady” w 2010 roku zakończono processing i interpretację zdjęcia sejsmicznego 2D Kostarowce-Zahutyń w rejonie Karpat oraz rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego Niebieszczany-1. W roku 2011 planowane jest wykonanie ok. 340 km sejsmiki 2D, zakończenie wiercenia otworu Niebieszczany-1 oraz rozpoczęcie wiercenia poszukiwawczego Puławy Górne-1 do głębokości ok. 5.000 m.

Orlen Upstream Sp. z o.o., siedziba: Warszawa 01-208, ul. Przyokopowa 31,

W 2010 roku PGNiG S.A. kontynuowała współpracę z firmą Orlen Upstream Sp. z o.o., na obszarze „Sieraków” (udziały w przedsięwzięciu wynoszą: PGNiG S.A. – 51%, Orlen Upstream Sp. z o.o. – 49%).

W 2010 roku na obszarze „Sieraków” zostały zakończone prace rekonstrukcyjne oraz test złożowy w otworze Sieraków-4. Na początku roku 2011 rozpoczęto wiercenie otworu Sieraków-5. Ponadto w 2011 roku planowane jest odwiercenie otworu Sieraków-3.

Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k., siedziba: Warszawa 00-654, ul. Śniadeckich 17

PGNiG S.A. współpracuje z firmą Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. na obszarach: „Budzów”, „Bielsko-Biała”, „Bestwina” oraz „Cieszyn”. Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. pełni funkcję Operatora i posiada 60% udziałów, a PGNiG S.A. posiada 40% udziałów.

Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k., siedziba: Warszawa 00-654, ul. Śniadeckich 17

PGNiG S.A. współpracuje z firmą Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. na obszarach „Mszana Dolna” i „Jordanów”. Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. pełni funkcję Operatora i posiada 80% udziałów, a PGNiG S.A. posiada 20% udziałów.

W ramach współpracy firmami Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. i Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. w 2010 roku na obszarach koncesyjnych wykonano reprocessing 3.000 km profili 2D oraz analizę otworowych pomiarów geofizycznych ze 113 starych otworów wierniczych. W roku 2011 planuje się na obu obszarach wykonanie ok. 1.000 km prac reprocessingowych sejsmiki 2D i ok. 250 km prac połowych sejsmiki 2D.

W 2010 roku Minister Środowiska wyraził zgodę na podzielenie praw użytkowania górniczego pomiędzy strony umów o wspólnych operacjach w stosunku do ich udziałów w umowach dla następujących obszarów:

- „Budzów”, „Bielsko-Biała”, „Bestwina” oraz „Cieszyn” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z firmą Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k.
- „Mszana Dolna” i „Jordanów” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z firmą Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k.

- „Płotki” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o.
- „Płotki”-„PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla na podstawie Umowy Operacyjnej Użytkowników Górniczych z firmami FX Energy Poland Sp. z o.o. i "Calenergy Resources Poland" Sp. z o.o.
- „Poznań” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o.

Podzielenie prawa użytkowania górniczego pomiędzy strony umowy o wspólnych operacjach w stosunku do ich udziałów we wspólnym przedsięwzięciu precyzuje sposób rozliczenia wydobytych węglowodorów. Ponadto możliwość podziału użytkowania górniczego ułatwia negocjacje z potencjalnymi partnerami w obszarze poszukiwania i wydobycia węglowodorów.

Wszystkie opisane powyżej wspólne przedsięwzięcia nie były konsolidowane w 2010 oraz 2009 roku, ponieważ wszystkie związane z nimi aktywa, zobowiązania, przychody oraz koszty zostały ujęte w sprawozdaniu z sytuacji finansowej i rachunku zysków i strat Jednostki Dominującej w proporcjach odpowiadających udziałowi we wspólnym przedsięwzięciu.

37.8. Działalność poza granicami kraju

Udziały PGNiG S.A. w spółkach zagranicznych

Ukraina

Spółka **Dewon Z.S.A.** jest spółką akcyjną typu zamkniętego (nie giełdową). Została utworzona 17 listopada 1999 roku. Podstawowym celem i zadaniem spółki jest realizacja usług związanych z wydobyciem gazu ziemnego, rekonstrukcją odwiertów oraz zagospodarowaniem i eksploatacją złóż na Ukrainie.

Fundusz statutowy (kapitał zakładowy) spółki wynosi 11.146,8 tysięcy UAH to jest 4.148,84 tysiące złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2010 roku) i dzieli się na 120.000 akcji o wartości nominalnej 92,89 UAH każda. Zaangażowanie w spółce wynosi 4.055,2 tysięcy UAH to jest 1.509,3 tysiące złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2010 roku). Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 31 grudnia 2010 roku, wynosiła 2.499,4 tysiące złotych i w całości była objęta odpisem aktualizującym.

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 Neftiegaz Ukrainy | 12,13% |
| • Oszkader Walentyna Georgijewna | 0,41% |
| • SZJu Łtawa Sp. z o.o. | 0,01% |

Produkcja gazu ziemnego została uruchomiona przez spółkę w listopadzie 2003 roku i trwała do 24 kwietnia 2009 roku.

Eksploatacja złoża Sachalińskiego odbywała się w ramach joint venture, na podstawie umowy zawartej przez spółkę Dewon Z.S.A z NAK „Nadra Ukrainy” (posiadaczem licencji na eksploatację węglowodorów) i spółką PoltavaNaftoGasGeologia. W dniu 24 kwietnia 2009 roku wygasła licencja na prowadzenie prac na złożu Sachalińskim, której posiadaczem była spółka NAK „Nadra Ukrainy”. Od tego momentu eksploatacja złoża przez spółkę Dewon Z.S.A nie jest prowadzona. Pomimo wielu interwencji Ambasady Polskiej w Kijowie i przedstawicieli Rządu RP do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania nie została wydana licencja umożliwiająca wznowienie przez Dewon Z.S.A. prac na złożu. Wstrzymanie wydobycia spowodowało znaczne pogorszenie sytuacji finansowej-ekonomicznej spółki.

Oman

Kapitał zakładowy spółki **Sahara Petroleum Technology Llc** wynosi 150,0 tysięcy OMR (omańskich rialii), to jest 1.184,8 tysiące złotych (według średniego kursu NBP z dnia 29 grudnia 2010, który był ostatnim ogłoszonym kursem w 2010 roku) i dzieli się na 150.000 udziałów o wartości 1 OMR każdy. Zaangażowanie PGNiG S.A. w spółce wynosi 73,5 tysiące rialii, to jest 580,6 tysiące złotych (według średniego kursu NBP z dnia 29 grudnia 2010 roku). Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 31 grudnia 2010 roku wynosiła 879,0 tysiące złotych i w całości była objęta odpisem aktualizującym.

Struktura własności udziałów przedstawia się następująco:

• PGNiG S.A.	73.500 udziałów	49%,
• Petroleum and Gas Technology llc P.O. Box 3641, Ruwi, Sultanat Omanu.	76.500 udziałów	51%

Spółka została zawiązana w 2000 roku, z inicjatywy Zakładu Robót Górniczych w Krośnie (do 30 czerwca 2005 roku był to oddział PGNiG S.A. a obecnie jest to spółka, w której PGNiG S.A. posiada 100% udziałów). 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.

Spółka nigdy nie podjęła działalności, do której prowadzenia została powołana. W dniu 7 czerwca 2009 roku wspólnicy podjęli uchwałę o rozwiązaniu spółki i wyznaczeniu likwidatora. Obecnie przeprowadzany jest proces likwidacji Spółki.

Niemcy

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

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

Obaj partnerzy objęli po 50% udziałów w każdej ze spółek. Kapitały zakładowe założonych spółek wyniosły po 200 tysięcy EUR (to jest 792,1 tysięcy złotych według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2010 roku), a ich siedziby znajdują się w Poczdamie (InterGasTrade GmbH (IGT)) i Lipsku (InterTransGas GmbH (ITG)).

Spółka InterGasTrade GmbH nie została wpisana do rejestru handlowego.

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.

Celem zawiązania spółki InterTransGas GmbH była realizacja budowy interkonektora, łączącego polski i europejski system przesyłowy, stanowiącego jeden z elementów dywersyfikacji dostaw paliwa gazowego do Polski. 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 paliwa gazowego, spółka będzie mogła podjąć podstawową działalność określoną w Umowie Spółki.

W roku 2007, na mocy uchwały Zgromadzenia Wspólników, siedziba spółki InterTransGas GmbH została przeniesiona z Poczdamu do Lipska.

W dniu 29 stycznia 2009 roku Zgromadzenie Wspólników InterTransGas GmbH podjęło uchwały w sprawie zatwierdzenia modelu biznesowego budowy gazociągu przesyłowego Börnicke – Hintersee – Police, zatwierdzenia planu gospodarczego na rok 2009 oraz wpłaty na kapitał rezerwowy przez wspólników po 3.000 tysiące EUR. Dokapitalizowanie ma formę wpłaty na kapitał rezerwowy, bez emisji nowych udziałów. Pierwsza transza wpłaty na kapitał rezerwowy w wysokości po 750 tysięcy EUR od obydwu wspólników nastąpiła w czerwcu 2009 roku. Kolejna transza wpłaty na kapitał rezerwowy w wysokości po 2.250 tysięcy EUR przez każdego wspólnika nastąpiła w lipcu 2010 roku, po zawarciu 30 czerwca 2010 roku przez wspólników Aneksu do „Umowy wspólników o współpracy”, konkretyzującego warunki współpracy przy realizacji budowy gazociągu „Interkonektor Niemcy – Polska”, w szczególności w odniesieniu do praw i obowiązków wspólników ITG.

Zakłada się, że decyzja o realizacji budowy interkonektora zostanie podjęta w 2011 r.

Na dzień 31 grudnia 2010 roku zaangażowanie PGNiG S.A. w spółce InterTransGas GmbH wynosiło 3.100 tysięcy EUR (to jest 12.276,9 tysięcy złotych według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2010 roku). Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 31 grudnia 2010 roku wynosiła 13.602,5 tysięcy złotych.

W dniu 21 grudnia 2010 roku została zawiązana spółka **POGC Trading GmbH** z siedzibą w Monachium, o kapitale zakładowym 10.000 tysięcy euro. Całość udziałów objęło PGNiG S.A. za wkład pieniężny opłacony w grudniu 2010 roku. Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 31 grudnia 2010 roku wynosiła 39.710 tysięcy złotych.

Przedmiotem działalności spółki ma być kupno i sprzedaż oraz obrót gazem, paliwami i innymi formami energii (związanymi z tymi produktami w formie fizycznej), a także obrót produktami pochodnymi i produktami finansowymi, z tym że obrót produktami pochodnymi i produktami

finansowymi prowadzony będzie wyłącznie dla zabezpieczenia ryzyk własnych. W dniu 10 lutego 2011 roku spółka POGC Trading GmbH została wpisana do rejestru handlowego w Monachium.

Norwegia

W dniu 24 maja 2007 roku Jednostka Dominująca powołała w Norwegii spółkę zależną – **PGNiG Norway AS** w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, jako spółkę celową do realizacji zadań PGNiG na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NCS).

Jedynym właścicielem PGNiG Norway AS jest PGNiG S.A. w Warszawie. Przedmiot działalności PGNiG Norway AS obejmuje eksploatację ropy naftowej i gazu ziemnego oraz inną działalność podobnego typu lub z tym związaną. PGNiG Norway AS ma również możliwość zaangażowania się w projekty infrastrukturalne związane z działalnością przesyłową siecią podmorską (np. budowa i operatorstwo na gazociągach) oraz prowadzenia działalności handlowej i finansowej oraz innych działalności na wszystkich etapach łańcucha wartości związanych z wykorzystaniem ropy naftowej i gazu ziemnego.

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG Norway AS wspólnie z partnerami prowadzi projekt zagospodarowania złóż Skarv, Snadd i Idun. Udziały w złożach wynoszą: PGNiG Norway AS – 12%, British Petroleum – 24% (operator), Statoil – 36% oraz E.ON Ruhrgas – 28%.

W ramach projektu Skarv w 2010 roku dokonano pierwszych odwiertów oraz udokumentowano zasoby gazu i ropy, potwierdzone przez Norweski Dyrektoriat Naftowy. Złoże będzie zagospodarowane przy pomocy geostacjonarnej pływającej platformy wydobywczej (FPSO), wybudowanej w stoczni w Korei Południowej. Projekt Skarv jest jednym z największych projektów inwestycyjnych prowadzonych w Norwegii. W ramach projektu zostanie wykonanych 16 odwiertów, w tym 7 do eksploatacji ropy, 5 – gazu ziemnego i 4 odwierty iniekcyjne (do zatłaczania). W późniejszej fazie odwierty iniekcyjne zostaną przekształcone w gazowe otwory eksploatacyjne w celu pełnego wyeksploatowania złoża. Pierwsze dochody z eksploatacji złoża są oczekiwane w sierpniu 2011 roku.

W styczniu 2010 roku PGNiG Norway AS nabyła 15% udziałów w licencji PL 558 w wyniku rozstrzygnięcia rundy koncesyjnej. Operatorem tej licencji jest E.ON Ruhrgas Norge (30%), pozostałymi partnerami są: Nexen Exploration Norge (15%), Det norske oljeselskap (20%) i Petoro (20%).

W czerwcu 2010 roku spółka kupiła od firmy Statoil Petroleum AS 10% udziałów w koncesji Gro na Morzu Norweskim - PL 326, na obszarze której potwierdzono występowanie złoża gazu ziemnego Gro; pozostałe udziały należą do firm: Shell – 50%, Statoil – 30%, Gaz de France SUEZ – 10%.

Ponadto I półrocza 2010 roku na Morzu Norweskim na obszarze koncesji PL 212, w pobliżu złoża Skarv, PGNiG Norway AS wspólnie z partnerami odkryła nowe złoże ropno-gazowe Snadd North. Udział PGNiG Norway AS w złożu wynosi 12%, natomiast pozostałe udziały należą do British Petroleum – 24%, Statoil – 36% oraz E.ON Ruhrgas – 28%. Zasoby wydobywalne złoża Snadd North wstępnie szacowane są na poziomie od 9 do 16 mld m³ gazu ziemnego. Rozpoczęcie zagospodarowania złoża Snadd North planowane jest w 2011 roku.

W dniu 4 lutego 2010 roku PGNiG Norway AS otrzymała status operatora na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w związku z czym spółka może ubiegać się o operatorstwo na obecnych i nowych koncesjach. Przyznanie statusu operatora nastąpiło w wyniku procesu prekwalfikacji, obejmującego m.in. analizę kompetencji PGNiG Norway AS w zakresie prowadzenia prac poszukiwawczo-wydobywczych.

W listopadzie 2010 roku spółka złożyła wnioski na trzy koncesje w ramach XXI Rundy Przetargowej. Rozstrzygnięcie jest oczekiwane w I kwartale 2011 roku.

Na koniec 2010 roku spółka posiadała udziały w 9 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i Morzu Norweskim.

Na koniec 31 grudnia 2010 roku dotychczas poniesione przez Grupę (poprzez spółkę zależną Jednostki Dominującej) nakłady inwestycyjne ujęte w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej Grupy wyniosły 5.449.599 tysięcy NOK to jest 2.763.491 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2010 roku), natomiast związane z tym przedsięwzięciem bezpośrednie koszty ujęte w rachunku zysków i strat za 2010 rok wyniosły 394.806 tysięcy NOK to jest 197.442 tysięcy złotych (przeliczone po średnim kursie NOK stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez NBP na ostatni dzień każdego miesiąca okresu sprawozdawczego).

Na potrzeby sfinansowania zakupu udziału w złożach ExxonMobil, w 2007 roku Jednostka Dominująca udzieliła spółce pożyczkę w kwocie 3.800.000 tysięcy NOK. Pożyczka była uruchamiana w transzach a datę spłaty ustalono na grudzień 2022 roku. Po przekazaniu, w styczniu 2009 roku,

trzeciej transzy pożyczki w wysokości 1.312.000 tysięcy NOK, saldo otrzymanej pożyczki przez spółkę PGNiG Norway AS osiągnęło poziom docelowy 3.800.000 tysięcy NOK.

W dniu 13 stycznia 2010 roku Jednostka Dominująca udzieliła spółce drugiej pożyczki w kwocie 786.000 tysięcy NOK. Pożyczka ta jest uruchamiana w transzach na wniosek spółki. W I półroczu 2010 roku została przekazana spółce kwota 460.000 tysięcy NOK.

W dniu 27 sierpnia 2010 roku PGNiG Norway AS podpisało z Jednostką Dominującą kolejną (trzecią) umowę pożyczki w kwocie 4.400.000 tysięcy NOK. Środki z tej pożyczki posłużyły na spłatę pożyczki z 2007 roku w kwocie 3.800.000 tysięcy NOK z odsetkami. Nowa pożyczka z PGNiG S.A. jest podporządkowana względem umów kredytowych z bankami, co oznacza m.in. ustalenie zabezpieczeń pożyczki na aktywach na drugim miejscu (po umowie kredytowej) i możliwość spłaty kwoty głównej pożyczki dopiero po spłacie kredytu bankowego.

Całkowite zadłużenie spółki PGNiG Norway AS na dzień 31 grudnia 2010 roku z tytułu w/w pożyczki wynosiło 3.900.000 NOK to jest 1.977.690 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2010 roku).

W dniu 31 sierpnia 2010 roku PGNiG Norway AS podpisało z 7 bankami międzynarodowymi umowę kredytową na kwotę 400 mln USD. Kredyt jest zabezpieczony m.in. aktywami spółki, w tym zastawem na koncesjach złoża Skarv oraz na udziałach Spółki. Dodatkowo, PGNiG S.A. udzieliło gwarancji za zobowiązania spółki zależnej a kredyt jest nadrzędny w stosunku do innych zobowiązań finansowych zaciągniętych przez PGNiG Norway AS. Do końca 2010 roku spółka wykorzystwała kredyt w kwocie 313,5 mln USD. Środki zostały przeznaczone głównie na przygotowanie złoża Skarv do eksploatacji i spłatę pożyczki ze stycznia 2010 roku, do czasu osiągnięcia przychodów z wydobywania węgla kamiennego. Struktura finansowania działalności spółki jest zgodna z obowiązującymi w Norwegii zasadami dotyczącymi relacji kapitału własnego i długu (tzw. cienkiej kapitalizacji).

Na koniec 31 grudnia 2010 roku zaangażowanie kapitałowe Jednostki Dominującej w spółce wynosiło 951.327 tysięcy NOK to jest 482.417,9 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2010 roku). Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 31 grudnia 2010 roku wynosiła 462.872,6 tysięcy złotych.

Holandia - Libia

W styczniu 2008 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął uchwałę w sprawie wyrażenia zgody na wykorzystanie spółki PGNiG Finance B.V. (zawiązanej w dniu 14 września 2001 roku do obsługi emisji obligacji PGNiG S.A. denominowanych w EUR) na potrzeby prowadzenia działalności poszukiwawczo-wydobywczej na terytorium Libii. W tym samym dniu Zarząd PGNiG S.A. podjął Uchwałę w sprawie zmiany umowy i zarządu spółki PGNiG Finance B.V. oraz założenia przez tę spółkę oddziału w Libii.

Zmiana umowy spółki została zarejestrowana w Holandii w dniu 4 lutego 2008 roku. Nową umową spółki dokonano zmiany jej nazwy na **Polish Oil and Gas Company – Libya B.V.** (POGC – Libia B.V.). Jedynym udziałowcem spółki jest PGNiG S.A. Jej kapitał zakładowy wynosi 20 tysięcy EUR to jest 79,2 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2010 roku).

Zarząd spółki Polish Oil and Gas Company – Libya B.V. podjął działania, które doprowadziły do podpisania w lutym 2008 roku z firmą libijską National Oil Corporation umowy Exploration and Production Sharing Agreement (EPSA), określającej warunki realizacji projektu poszukiwawczo-wydobywczego w Libii w związku z wygraną przetargu na koncesję w obszarze 113 o powierzchni 5.494 km², położonym na pograniczu basenów Murzuq i Gadamesh w pobliżu granicy z Algierią. Zgodnie ze złożoną ofertą przetargową, firma zobowiązała się do wykonania prac poszukiwawczych na łączną kwotę 108.000 tysięcy USD, w tym: 3000 km² sejsmiki 2D, 1500 km² sejsmiki 3D i wykonania 8 otworów wiertniczych.

Zgodnie z zawartą umową EPSA, w przypadku odkrycia na powyżej opisanej koncesji komercyjnego złoża węgla kamiennego, zaalokowane do koncesji zgodnie z umową koszty jako baza „cost recovery”, które zostały poniesione przez Jednostkę Dominującą za pośrednictwem POGC Libia mogą zostać zwrócone poprzez ich zaliczenie do przychodów uzyskiwanych z wydobywania węgla kamiennego.

W lutym 2008 roku została udzielona przez PGNiG S.A. na rzecz National Oil Corporation gwarancja dotycząca realizacji przez POGC – Libya B.V. zobowiązań koncesyjnych na kwotę 108.000 tysięcy USD to jest 320.122,8 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2010 roku).

W 2010 zakończono realizację I i II fazy przetwarzania prac sejsmicznych 2D i 3D. Ponadto określono lokalizację miejsca wykonania dwóch pierwszych otworów poszukiwawczych oraz rozpoczęto

przygotowania projektu wierceń. Rozpoczęcie prac wiertniczych planowane jest na początek II kwartału 2011 roku.

Wartość prac w 2010 roku wyniosła 6.405 tysięcy EUR to jest 25.648 tysięcy złotych (przeliczone po średnim kursie EUR stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez NBP na ostatni dzień każdego miesiąca okresu sprawozdawczego).

W marcu 2009 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął uchwałę o dokapitalizowaniu POGC Libya BV kwotą 47.500 tysięcy EUR, to jest 188.114,3 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2010 roku), z przeznaczeniem głównie na finansowanie wydatków poszukiwawczych w Libii. Dokapitalizowanie zostało dokonane bez emisji nowych udziałów. W dniu podjęcia uchwały o dokapitalizowaniu dokonano potrącenia części kwoty wpłaty na kapitał rezerwowy z wierzytelnością PGNiG S.A. z tytułu pożyczki w kwocie 20.591 tysięcy USD udzielonej w 2008 roku. Pozostała po potrąceniu pożyczki wraz z odsetkami kwota wkładu kapitałowego, została wpłacona w 2009 roku w gotówce w trzech transzach.

W dniu 1 lutego 2010 roku, pomiędzy POGC Libya BV i PGNiG S.A., została zawarta umowa wkładu, na mocy której Wspólnik zobowiązał się do dokapitalizowania Spółki kwotą 18.000 tysięcy EUR, to jest 71.285,4 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2010 roku). Dokapitalizowanie ma formę wpłaty na kapitał zapasowy bez emisji nowych udziałów. Środki mają być przeznaczone głównie na finansowanie działalności poszukiwawczej.

Ze względu na wydarzenia jakie mają miejsce od połowy lutego w Libii Zarząd Spółki POGC Libya BV podjął decyzję o ewakuacji z terenu tego kraju wszystkich zagranicznych pracowników i zorganizowaniu tymczasowego biura w Warszawie. Jednocześnie biuro oddziału Spółki w Trypolisie pozostaje pod opieką lokalnego personelu i cały czas działa. Na moment sporządzenia niniejszego sprawozdania finansowego w ramach projektu toczą się prace związane z zakończeniem ewaluacji danych sejsmicznych 2D, realizowane w głównej mierze przez PGNiG SA (działający w ramach umowy o współpracy). Ponieważ w chwili obecnej trudno jest określić dalszy scenariusz wydarzeń, Zarząd Spółki POGC Libya BV monitoruje obecną sytuację w samej Libii w regionie i w zależności od rozwoju sytuacji będzie podejmował stosowne decyzje i działania.

Na dzień 31 grudnia 2010 roku zaangażowanie Jednostki Dominującej w spółkę wynosiło 65.520,0 tysięcy EUR, to jest 259.478,9 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2010 roku). Wartość udziałów w księgach Jednostki Dominującej na 31 grudnia 2010 roku wynosiła 291.922,0 tysięcy złotych.

Działalność bezpośrednia Jednostki Dominującej poza granicami kraju - udziały w koncesjach poszukiwawczych:

Jednostka Dominująca prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie w obszarze koncesji Kirthar wspólnie z firmą Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów: PGNiG S.A. (operator) – 70%, PPL – 30%. W 2010 roku zakończono testy mające na celu określenie wydajności otworu poszukiwawczego Rehman-1 oraz wykonano badania sejsmiczne 2D i 3D. W 2011 roku planowane jest rozpoczęcie rekonstrukcji otworu Hallel-1.

W Danii Jednostka Dominująca realizowała działalność poszukiwawczą na terenie koncesji 1/05. Udziały w koncesji wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 80%, Nordsofonden – 20%. W 2010 roku zakończono akwizycję i przetwarzanie danych sejsmicznych 2D i 3D, a także wykonano zaawansowany processing danych sejsmicznych. Rozpoczęcie prac wiertniczych planowane jest na 2011 rok.

W Egipcie Jednostka Dominująca prowadziła prace poszukiwawcze na koncesji Bahariya (Blok nr 3). Spółka posiada 100% udziałów w koncesji. W 2010 roku w ramach prac poszukiwawczych wykonano 2000 km reprocessingu archiwalnych materiałów sejsmicznych 2D, dokonano ich reinterpretacji oraz rozpoczęto badania grawimetryczne. Zakończenie prac planowane jest w 2011 roku. W związku z sytuacją polityczną w styczniu 2011 roku, z Egiptu czasowo wycofano pracowników PGNiG S.A., co jednak nie wpłynęło na postęp prac poszukiwawczych.

Oddziały Grupy poza granicami kraju:

Spółki Grupy PGNiG posiadają poza granicami kraju oddziały, które prowadzą działalność operacyjną lub wspierają działalność rozwojową Grupy poza granicami kraju.

PGNiG S.A. – Jednostka Dominująca:

Oddział Operatorski w Pakistanie – Islamabad,
Oddział w Egipcie – Kair,
Oddział w Danii – Kopenhaga,
Oddział w Algierii – Algier.

Geofizyka Kraków Sp. z o.o.

Oddział w Pakistanie – Islamabad,
Oddział na Słowacji – Bratysława,
Oddział w Czechach – Ostrawa,
Oddział w Libii – Trypolis.

Geofizyka Toruń Sp. z o.o.

Oddział w Tajlandii – Bangkok,
Oddział w Egipcie – Kair,
Oddział w Syrii – Damaszek.

PNiG Jasło Sp. z o.o.

Oddział w Libii – Trypolis,
Oddział w Czechach – Ostrawa.

PNiG Kraków Sp. z o.o.

Oddział w Pakistanie – Karachi;
Oddział w Kazachstanie – Almaty.
Oddział w Republice Ugandy

PNiG Piła Sp. z o.o.

Oddział w Indiach - Baroda;
Oddział w Egipcie - Kair.

ZRG Krosno Sp. z o.o.

Oddział w Czechach – Ostrawa.

POGC Libya BV

Oddział w Libii – Trypolis.

38. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)

Zatrudnienie na koniec okresu w podziale na segmenty

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Centrala Spółki PGNiG S.A.*	840	833
Poszukiwanie i wydobywanie	11 592	10 800
Obrót i magazynowanie	4 107	4 128
w tym spółki konsolidowane metodą praw własności	298	292
Dystrybucja	13 881	13 851
Pozostałe	2 296	2 073
Razem	32 716	31 685

*Centrala Spółki PGNiG S.A. wykonuje zadania na rzecz wszystkich pozostałych segmentów, w związku z tym nie została przypisana do żadnego z nich.

39. INFORMACJE NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI W GRUPIE KAPITAŁOWEJ

W 2010 roku obowiązywał, przyjęty w dniu 11 grudnia 2008 roku przez NWZ PGNiG S.A. „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG lata 2009-2011 (III etap)”, („Program”). Program ten ma formułę „na gotowość”, co oznacza, że może być uruchamiany w sytuacjach szczególnych, tj. decyzje o realizacji Programu podejmowane mogą być wyłącznie w przypadku, gdy jest to uzasadnione skalą projektowanych działań restrukturyzacyjnych, związanych ze zmniejszeniem zatrudnienia i/lub likwidacją stanowisk.

W przypadku PGNiG S.A., decyzje o zastosowaniu Programu (czyli między innymi zgoda na uruchomienie wypłat tak zwanych osłon na zasadach sprecyzowanych w Programie), w odniesieniu do oddziałów i Centrali Spółki podejmuje Zarząd PGNiG S.A. w formie uchwały.

Do końca okresu sprawozdawczego tj. do dnia 31 grudnia 2010 roku, z wyłączeniem przypadków szczególnych, o których mowa poniżej, nie podejmowano decyzji o uruchomieniu Programu w oddziałach Spółki PGNiG S.A. oraz w podmiotach Grupy Kapitałowej.

Wyżej wymieniony wyjątek dotyczył podmiotów, które zostały wymienione w Programie jako uprawnione do jego stosowania, jeżeli zostanie podjęta stosowna uchwała ich Zgromadzeń Wspólników, a które znalazły się w trudnej sytuacji finansowej uniemożliwiającej ponoszenie samodzielnie przez zainteresowaną spółkę wszystkich wymaganych Programem kosztów racjonalizacji zatrudnienia. Podmioty takie, zgodnie z założeniami Programu mają możliwość, wnioskowania o skorzystanie przez ich byłych pracowników, z którymi rozwiązano stosunek pracy, ze środków kapitału rezerwowego PGNiG S.A. pod nazwą Centralny Fundusz Restrukturyzacji, o ile WZ PGNiG S.A. wyrazi na to zgodę.

Z takiej możliwości skorzystała spółka PNiG Kraków Sp. z o.o., która wystąpiła z wnioskiem w sprawie użycia środków z kapitału rezerwowego CFR na zasadach przewidzianych w Programie, na jednorazowe wypłaty (osłony) dla 23 byłych pracowników w wysokości 1 070,0 tysięcy złotych. Wniosek ten został przyjęty Uchwałą nr 22/IV/2010 WZ PGNiG S.A.

Z analogicznym wnioskiem dotyczącym użycia środków z CFR w wysokości 1 774,10 tysięcy złotych na jednorazowe wypłaty (osłony) dla 35 byłych pracowników wystąpiła spółka ZUN Naftomet Sp. z o.o. Wniosek ten został przyjęty Uchwałą nr 3/II/2011 WZ PGNiG S.A. z dnia 24 lutego 2011 roku.

W dniu 16 czerwca 2010 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję dotyczącą przeprowadzenia konsolidacji (poprzez inkorporację) spółek zajmujących się usługami serwisowymi w Grupie Kapitałowej. W ramach podwyższenia kapitału, akcjonariusze PGNiG S.A. zgodzili się na zbycie przez Jednostkę Dominującą większościowych udziałów w czterech spółkach zależnych: BN Naftomontaż Sp. z o.o., BUG Gazobudowa Sp. z o.o., ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli oraz ZUN Naftomet Sp. z o.o., na bazie których powstała spółka PGNiG Technologie Sp. z o.o.

Decyzję o konsolidacji zaakceptowało Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podejmując uchwałę dotyczącą wyrażenia zgody na objęcie przez PGNiG S.A. 118.348 nowych udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym Spółki PGNiG Technologie Sp. z o.o. w Warszawie, o wartości nominalnej 1 tysiąc złotych każdy. W dniu 30 grudnia 2010 roku zostało zarejestrowane w KRS podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Technologie Sp. z o.o., a nowe udziały pokryte zostały częściowo wkładem niepieniężnym w postaci posiadanych dotychczas przez PGNiG S.A. udziałów w wyżej wymienionych spółkach zależnych. Celem konsolidacji jest zbudowanie spółki, która będzie mogła efektywnie konkurować na krajowych i zagranicznych rynkach zamówień, uczestnicząc z powodzeniem w przetargach na duże projekty inwestycyjne.

Zakończenie pełnej konsolidacji jest planowane do końca 2011 roku.

40. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM

Głównym celem zarządzania kapitałem Grupy jest zapewnienie zdolności do kontynuowania działalności z uwzględnieniem realizacji planowanych inwestycji, przy jednoczesnym zwiększaniu wartości Grupy dla akcjonariuszy.

Grupa monitoruje stan kapitałów stosując wskaźnik dźwigni, który jest liczony jako stosunek zadłużenia netto do sumy kapitałów powiększonych o zadłużenie netto. Zasady Grupy stanowią, by wskaźnik ten nie przekroczył 35%. Do zadłużenia netto Grupa wlicza kredyty i pożyczki, zobowiązania z tytułu leasingu finansowego, zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania, pomniejszone o środki pieniężne i ekwiwalenty środków pieniężnych. Kapitał obejmuje kapitał własny należny akcjonariuszom Jednostki Dominującej.

	31 grudnia 2010	31 grudnia 2009
Kredyty i pożyczki, zobowiązania z tytułu leasingu finansowego oraz zobowiązania z tytułu emisji papierów dłużnych	2 199 101	2 028 163
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i inne zobowiązania	3 538 554	2 799 472
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (-)	(1 373 292)	(1 196 325)
Zadłużenie netto	4 364 363	3 631 310
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)	23 506 046	21 424 851
Kapitał i zadłużenie netto	27 870 409	25 056 161
Wskaźnik dźwigni	15,7%	14,5%

41. INFORMACJA NA TEMAT NIEODPŁATNEGO NABYCIA AKCJI SPÓŁKI PGNiG S.A. PRZEZ UPRAWNIONYCH PRACOWNIKÓW

Pracownicy PGNiG S.A. na podstawie ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 roku o komercjalizacji i prywatyzacji („Ustawa”), byli uprawnieni do bezpłatnego nabycia 15% akcji Spółki. Powyższe prawo przysługiwało tzw. uprawnionym pracownikom, to jest osobom o których mowa w artykule 2 pkt 5 Ustawy. Prawo do nieodpłatnego nabycia akcji powstaje po upływie trzech miesięcy od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych akcji na zasadach ogólnych.

W dniu 30 czerwca 2008 roku Skarb Państwa zbył na zasadach ogólnych jedną akcję Spółki PGNiG S.A.

W związku z powyższym, zgodnie z art. 38 ust. 2 Ustawy, prawo do nieodpłatnego nabycia akcji Spółki przez uprawnionych pracowników powstało w dniu 1 października 2008 roku i wygasło w dniu 1 października 2010 roku.

Zgodnie z art. 36 ust. 1 Ustawy uprawnionym pracownikom przysługiwało prawo do nieodpłatnego nabycia do 15% akcji objętych przez Skarb Państwa w dniu wpisania Spółki do rejestru, tj. nie więcej niż 750.000.000 sztuk akcji o wartości nominalnej 1 złoty każda. Lista uprawnionych pracowników została ustalona w grudniu 1997 roku i obejmowała 61 516 osób.

Wartość rynkowa pakietu 750.000.000 sztuk akcji na koniec 31 grudnia 2010 roku wynosiła 2.677.500 tysięcy złotych (na dzień sporządzenia sprawozdania to jest na koniec 3 marca 2011 roku wartość tego pakietu wynosiła 2.940.000 tysięcy złotych).

Zgodnie z przyjętym harmonogramem, proces wydawania akcji został uruchomiony w dniu 6 kwietnia 2009 roku. Na dzień 31 grudnia 2010 roku zostało objętych (zapisanych na rachunkach papierów wartościowych), przez uprawnionych pracowników lub ich spadkobierców, 726 349 467 sztuk akcji.

Zgodnie z art. 38 ust. 3 Ustawy akcje nabyte nieodpłatnie przez uprawnionych pracowników mogły być przedmiotem obrotu od 1 lipca 2010 roku, natomiast akcje nabyte nieodpłatnie przez członków zarządu Spółki od 1 lipca 2011 roku.

Podstawową zasadą MSSF 2 Płatności w formie akcji jest ujmowanie kosztu świadczeń pracowniczych w okresie ich faktycznego świadczenia. Prawa do bezpłatnego nabycia akcji wynikające z Ustawy miały z założenia stanowić rekompensatę za świadczenie pracy przez uprawnionych pracowników za okres przed wejściem ustawy w życie w szczególności za okres sprzed 1989 r., kiedy miały miejsce zmiany ustrojowe w Polsce. Zgodnie z MSSF 2 wartość powyższego programu powinna zostać określona na dzień ustalenia ilości akcji przypadającej na poszczególnych pracowników, w oparciu o wartość godziwą tych akcji. W przypadku PGNiG S.A. akcje są wydawane z puli akcji należących do Skarbu Państwa. W związku z tym Spółka poniosła jedynie koszty administracyjne związane z operacją wydania akcji uprawnionym pracownikom.

Bezpośrednie koszty związane z udostępnianiem akcji, ujęte w rachunku zysków i strat za 2010 rok wyniosły 299,3 tysiące złotych, w tym:

- ogłoszenia prasowe w kwocie 20,00 tysięcy złotych,
- obsługa zawierania umów nieodpłatnego zbycia akcji przez CDM Pekao S.A. w kwocie 106,6 tysięcy złotych,
- obsługa zawierania umów nieodpłatnego zbycia akcji przez pracowników GK PGNiG wyniósł 74,2 tysiące złotych,
- asymilacja akcji i wprowadzenie ich na giełdę papierów wartościowych w kwocie 98,5 tysiące złotych.

42. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM

- a. W dniu 3 stycznia 2011 roku Zarząd PGNiG S.A. ("PGNiG") otrzymał zawiadomienie o wszczęciu postępowania antymonopolowego przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów ("UOKiK") w sprawie nadużywania przez PGNiG pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego.

W ocenie Prezesa UOKiK wspomniane nadużywanie pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego polegało na:

- ograniczaniu zbytu ze szkodą dla kontrahentów lub konsumentów poprzez odmowę sprzedaży paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży gazu ziemnego, tj. NowyGaz Sp. z o.o. w

Warszawie, co może stanowić praktykę określoną w art. 9 ust. 2 pkt. 2 Ustawy z dnia 16 lutego 2007 roku o ochronie konkurencji i konsumentów ("Ustawa");

- przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania – bądź rozwoju konkurencji poprzez odmowę sprzedaży paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży gazu ziemnego, tj. NowyGaz Sp. z o.o. w Warszawie, co może stanowić praktykę określoną w art. 9 ust. 2 pkt. 5 Ustawy.

Zgodnie z art. 106 Ustawy Prezes UOKiK może nałożyć na przedsiębiorcę, w drodze decyzji, karę pieniężną w wysokości nie większej niż 10% przychodu osiągniętego w roku rozliczeniowym poprzedzającym rok nałożenia kary. Przy ustalaniu wysokości kar pieniężnej uwzględnia się, w szczególności okres, stopień oraz okoliczności naruszenia przepisów ustawy, a także uprzednie naruszenie przepisów ustawy.

W dniu 4 stycznia 2011 roku PGNiG S.A. skierowało do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów odwołanie od Decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie nałożenia kary na Spółkę za naruszenie warunku udzielonej jej Koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

- b. W dniu 12 stycznia 2011 roku został podpisany aneks nr 1 ("Aneks") do trójstronnego Porozumienia z dnia 27 stycznia 2010 roku ("Porozumienie") pomiędzy PGNiG, OOO Gazprom Export z siedzibą w Moskwie, Rosja ("Gazprom Export") i spółką System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie, Polska ("EuRoPol GAZ"). PGNiG S.A. poinformowało o podpisaniu ww. Porozumienia w raporcie bieżącym nr 07/2010 z dnia 28 stycznia 2010 roku.

Celem podpisania Aneksu jest dostosowanie treści Porozumienia do postanowień:

- Protokołu z dnia 29 października 2010 roku o wniesieniu zmian do "Porozumienia pomiędzy Rządem Federacji Rosyjskiej a Rządem Rzeczypospolitej Polskiej o utworzeniu systemu gazociągów dla tranzytu rosyjskiego gazu przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 roku";
- Protokołu z dnia 29 października 2010 roku o wniesieniu zmian do Protokołu Dodatkowego do Porozumienia między Rządem Federacji Rosyjskiej a Rządem Rzeczypospolitej Polskiej o utworzeniu systemu gazociągów dla tranzytu rosyjskiego gazu przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 roku" podpisanego w dniu 12 lutego 2003 roku ("Protokół do Porozumienia");
- Aneksu z dnia 29 października 2010 roku do Kontraktu Jamalskiego z dnia 25 września 1996 roku pomiędzy PGNiG a Gazprom Export o zwiększeniu wolumenu dostarczanego gazu ("Aneks do Kontraktu Jamalskiego").

Zawarty Aneks przewiduje:

- Wejście w życie Umowy o powierzenie obowiązków operatora na polskim odcinku Systemu Gazociągów Tranzytowych "Jamał-Europa" między EuRoPol GAZ i GAZ-SYSTEM SA z siedzibą w Warszawie z dnia 25 października 2010 roku;
- W przypadku zmiany funkcji operatora lub zmiany struktury akcjonariatu bądź prawa własności EuRoPol GAZ do majątku w sprzeczności z postanowieniami Protokołu do Porozumienia, Aneks do Kontraktu Jamalskiego traci ważność, po skierowaniu przez Gazprom Export powiadomienia na adres PGNiG o zaprzestaniu obowiązywania Aneksu do Kontraktu Jamalskiego, sporządzonego w formie pisemnej i doręczonego przez posłańca lub uznaną międzynarodową pocztę kurierską;
- PGNiG i EuRoPol GAZ dokonają rozliczenia należności za świadczoną przez EuRoPol GAZ na rzecz PGNiG usługę przesyłu gazu w okresie od 1 stycznia 2006 roku do 31 grudnia 2009 roku na warunkach takich samych jak warunki ustalone w stosunku do usług przesyłu gazu świadczonej na rzecz Gazprom Export;
- Gazprom Export zobowiązał się do podjęcia każdego racjonalnego wysiłku w celu zawarcia nowego kontraktu na przesył gazu ziemnego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej na okres od 2020 do 2045 roku w ilości ok. 26 mld m³ wg Polskiej Normy (28 mld m³ wg GOST). W przypadku, gdy Gazprom Export nie zawrze ww. kontraktu lub przerwie jego obowiązywanie przed terminem, EuRoPol GAZ będzie miał prawo do wystąpienia z roszczeniami i/lub powództwami związanymi z zapłatą za przesył gazu w latach 2006-2009 z zobowiązaniem, że Gazprom Export nie podniesie zarzutu przedawnienia roszczeń.

- c. W dniu 26 stycznia 2011 roku PGNiG Energia S.A. z siedzibą w Warszawie, jako ostatnia ze stron Aneksu do Umowy Realizacyjnej Projektu "Budowa Bloku Gazowo-Parowego w Stalowej Woli" ("Aneks") uzyskała wszystkie zgody organów korporacyjnych w sprawie akceptacji podpisanego w dniu 29 grudnia 2010 roku Aneksu. Pozostałe strony Aneksu, tj. PGNiG S.A., TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach oraz Elektrownią Stalowa Wola S.A. z siedzibą w Stalowej Woli, uzyskały wszelkie wymagane zgody organów korporacyjnych w sprawie akceptacji Aneksu we wcześniejszych terminach. Tym samym nie spełnił się przewidziany w Aneksie warunek rozwiązujący, zgodnie z którym Aneks wygasa jeżeli w terminie jednego miesiąca od dnia jego zawarcia strony nie uzyskają wymaganych u poszczególnych stron zgód ich organów korporacyjnych.

Biorąc powyższe pod uwagę na mocy Aneksu Umowa Realizacyjna Projektu "Budowa Bloku Gazowo-Parowego w Stalowej Woli" obowiązuje do dnia 31 marca 2011 roku z możliwością przedłużania okresu jej obowiązywania, w szczególnie uzasadnionych przypadkach, najdalej do dnia 30 czerwca 2011 roku, poprzez zawarcie stosownych aneksów do Umowy Realizacyjnej.

- d. W dniu 2 marca 2011 roku w związku z utrzymującymi się niskimi temperaturami i wzrostem zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny, spółka PGNiG S.A. zmniejszyła dostawy surowca do PKN Orlen S.A. Decyzja ta została podjęta na podstawie obowiązujących umów handlowych między firmami, przewidujących możliwość zmniejszenia dostaw.
- e. W dniu 3 marca 2011 roku został podpisany aneks („Aneks”) do umowy nr 4/S/98 kupna-sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego z dnia 14 stycznia 1999 roku („Umowa”), zawartej pomiędzy PGNiG S.A. i Zakładami Azotowymi „Puławy” S.A. („ZA Puławy”) na czas nieokreślony.

Aneks do Umowy dodaje nowe definicje, w tym definicje mocy umownej, mocy umownej przerywanej, mocy umownej ciągłej, nominacji, nominacji rocznej i tygodniowej, renominacji, taryfy, IRIESP (Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej), sytuacji awaryjnej. Aneks wprowadza także procedurę składania nominacji rocznych i tygodniowych, ich renominacji oraz zamawiania mocy umownej przerywanej i mocy umownej ciągłej. Zmiany w Umowie dotyczą także określenia zasady zapewnienia ZA Puławy mocy umownej przerywanej oraz związane z zapewnieniem dostarczania paliwa gazowego na zasadach przerywanych obowiązki ZA Puławy.

Przedmiotowy Aneks wprowadza do Umowy obowiązek zapłaty przez ZA Puławy na rzecz PGNiG S.A. kary umownej z tytułu nieodebrania minimalnej ilości rocznej, której wysokość uzależniona jest od ilości nieodebranego paliwa gazowego w danym roku umownym. Zgodnie z treścią Umowy, zapłata ww. kary umownej wyłącza uprawnienie drugiej Strony do dochodzenia roszczeń odszkodowawczych przekraczających wysokość tej kary.

Aneks wprowadza ponadto obowiązek zapłaty przez ZA Puławy na rzecz PGNiG S.A. kary umownej w przypadku niedostosowania się przez ZA Puławy do wprowadzonych ograniczeń mocy umownej przerywanej. Kara z tego tytułu jest uzależniona od wielkości przekroczenia mocy umownej w okresie wprowadzenia ograniczeń mocy umownej przerywanej. W przypadku, gdy wysokość szkody powstałej na skutek niedostosowania się przez ZA Puławy do wprowadzonych ograniczeń mocy umownej przerywanej przewyższy wysokość ww. kary umownej, ZA Puławy będzie zobowiązana do pokrycia należności uiszczonych z tego tytułu przez PGNiG S.A. na rzecz Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.

Powyższe zmiany wprowadzone przez Aneks na jego mocy obowiązują od 1 stycznia 2011 roku. Pozostałe zapisy Umowy nie uległy zmianie. Szacunkowa wartość Umowy w okresie 5 lat wynosi ok. 4,94 mld PLN.